ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 25. № 3. 2023

www.geors.ru

НОВАТЭК

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКОГО И ЮРСКОГО КОМПЛЕКСОВ СЕВЕРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП



В НОМЕРЕ:

• Морфотипы клиноформных образований неокома севера Западно-Сибирской низменности.....4
В.Н. Бородкин, О.А. Смирнов

• Перспективы нефтегазоносности зоны аномально высоких пластовых давлений в Ямало-Ненецком автономном округе.....13
А.А. Нежданов, В.В. Огибенин

• Секвенс-стратиграфическая модель как современный инструмент интерпретации сейсмических данных.....27
Е.А. Потапова

GEORESURSY GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

СЛОВО ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА 30.09.2023

Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен

Прошедшие девять месяцев текущего года убедительно показывают чудеса изобретательности российских нефтегазовых компаний в обходе санкций по реализации добытого ими сырья и продуктов его переработки. В тоже время, с другой, «недружественной» стороны, четко наметился вектор по отработке механизма контроля за соблюдением санкций. Это приводит к тому, что «дружественные» страны, покупающие российское УВС, постоянно ощущают на себе возрастающее давление. Однако окончательно отказаться от скупки российских энергоресурсов нашим «друзьям» мешает размер «дружеского» дисконта, позволяющий иметь повышенный профит. И при этом, также «по-дружески», расплачиваться за наши георесурсы своей национальной неконвертируемой валютой. Очевидно, риск в ближайшей перспективе получить в полном объеме вторичные санкции, но уже по отношению к себе, спровоцирует «дружественные» страны принять выгодное для себя решения.

На внутреннем национальном пространстве идет интенсивная работа по достижению технологического суверенитета. И нефтегазовая отрасль – в приоритетном перечне. Как известно, актуальность этой задачи стала понятна уже в 2014 году. За прошедшие восемь лет на его обеспечение государством было выделено 3,5 трлн рублей. При этом, как отметил вице-премьер Новак А.В.: «…определенные плоды уже есть. Если девять лет назад отечественный ТЭК зависел от импорта практически полностью, то сейчас доля иностранного оборудования и технологий в нефтегазовой отрасли оценивается в 38%. При этом в сфере добычи задействовано 60% импортного оборудования и технологий, в труднодоступной добыче – 80%, в нефтесервисе 70% – всё ещё много…».

Отметим также, что из-за резкого сокращения экспорта трубопроводного российского газа в Европу перед национальным газовым чемпионом остро строит вопрос поиска новых рынков сбыта и способов продаж теперь уже избыточного сетевого газа. Выход видится в наращивании продаж СПГ, который может быть вариантом решения проблемы монетизации профицитного газа. Нужно только наладить инфраструктурную и транспортную составляющие.

Традиционно высокий спрос на российский уголь в Азии по-прежнему сохраняется. Финансовые показатели отрасли также тесно переплетены с биржевыми и политическими факторами. На увеличивающуюся потребность в физических объемах перевозок стала существенно влиять пропускная способность железных дорог. Развитие БАМа, Транссиба и Севморпути – путь для наращивании экспорта угля.

И уже по традиции, о позитивных новостях

Как отметил зампред правления НОВАТЭКа В.А. Кудрин на Промышленно-энергетическом Форуме TNF, в 2022 году из-за снижения продаж сетевого газа увеличился спрос на СПГ. До 2030 года спрос на СПГ в ЕС ожидается на уровне 20 млн тонн, а в азиатских странах возможно увеличение спроса до 150 млн тонн в год. Обеспечение такого уровня продаж СПГ на многие годы вперед уже сегодня заставляет компанию НОВАТЭК думать о расширении и укреплении своей минерально-сырьевой базы. В этой связи, проведенная в г. Тюмень 23–24 мая 2023 года конференция «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП», собравшая на своих дискуссионых полях ведущих экспертов в области геологии и недропользования, позволила обозначить новые перспективы.

В настоящем выпуске журнала «ГЕОРЕСУРЫ» нашли отражение некоторые из наиболее интересных и значимых докладов этой конференции, представленные в виде научных статей.

Искренне ваш,
к.г.-м.н., директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»,
Главный редактор научно-технического журнала «Георесурсы»
Александр Владимирович Соколов

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 25. № 3. 2023

Содержание

Слово Главного редактора:
Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен
А.В. Соколов

Приветственное слово В.А. Кудрина (ПАО «НОВАТЭК») 3

Статьи

Морфотипы клиноформных образований неокома севера Западно-Сибирской низменности с учетом особенностей седиментационных процессов 4
В.Н. Бородкин, О.А. Смирнов

Перспективы нефтегазоносности зоны аномально высоких пластовых давлений в Ямало-Ненецком автономном округе с учетом глубинной флюидодинамики 13
А.А. Нежданов, В.В. Огибенин

Секвенс-стратиграфическая модель как современный инструмент интерпретации сейсмических данных 27
Е.А. Потапова

Особенности геологического строения ачимовского комплекса Ярудейского мегавала (Западная Сибирь) 34
М.В. Осипова, Р.Р. Шакиров, А.Г. Кощеев, С.В. Писарчук, А.Г. Наймушин, О.П. Нестеров

Комплексный подход к изучению ачимовских отложений в пределах Южно-Тамбейского месторождения (Западная Сибирь) 40
А.В. Чернов, А.Г. Кощеев, Е.А. Потапова, А.Ю. Смирнов, А.А. Пашинский, А.А. Рассказов

Использование сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса 49
М.Ю. Шаповалов, И.М. Хамитуллин, Р.Р. Шакиров, К.Е. Филиппова, А.А. Брегида

Уточнение геологической модели юрских отложений с учетом результатов стохастической инверсии и фациального моделирования 57
М.А. Никанорова, Е.С. Королёв, М.Ю. Шаповалов, Е.Н. Калинин, Н.А. Шадчнев, К.Ю. Бабинов

Перспективы нефтегазоносности зоны выклинивания юрских пластов в пределах юго-западной части Южно-Таймырской моноклинали 65
И.С. Игонин, Е.А. Зыза, И.Ю. Кулешова, П.Э. Жержова, А.В. Кирянина, А.Н. Бондарев

Физика гравитационных процессов как ключ к пониманию свойств ачимовских отложений 75
М.В. Осипова

Вопросы рационального недропользования в современных условиях 82
А.В. Давыдов

Георесурсы и филателия

Георесурсы и филателия: Газ, да будет свет! 89
В.В. Соколов

Полная версия выпуска № 3, 2023 содержится на сайте: www.geors.ru

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издается с 1999 года.

Журнал включен/индексируется в:
- **Scopus**
- **Web of Science (ESCI)**
- **Ядро РИНЦ**

- **Второй квартиль Q2** по данным SCImago (SJR) (в 2022 г. по направлениям «Геология» и «Геофизика»)

- Журнал включен в **Перечень ВАК** (категория К1)

Главный редактор
А.В. Соколов, ООО «ПЕТРОГЕКО» Нижневартовск, Россия

Редакционная коллегия
А.В. Лаломов, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия
Д.К. Нургалиев, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Л.М. Ситдикова, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
К.О. Соборнов, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия
А.В. Ступакова, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
T. Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada
N. Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: **www.geors.ru**, **elibrary.ru**

Редакция
Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь: **Д.А. Христофорова**
Технический редактор: А.В. Николаев; специалист по компьютерной верстке: И.С. Абросимова; специалист по переводу: А.В. Муравьев; веб-редактор: А.П. Сабиров

Адрес редакции и издателя
Россия, 420087, Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18, корп. 2, к. 3. Тел: +7 927 0390530. E-mail: mail@geors.ru
Учредитель: Д.А. Христофорова
Издатель: ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ:
ПИ № ФС77-79665 от 27 ноября 2020 г., выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 30.09.2023. Тираж 1000. Цена: бесплатно.
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость».
Россия, 420029, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2023 Научно-технический журнал Георесурсы»
Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

На обложке номера – фотография транспортировки технологической линии 1 проекта Арктик СПГ 2 по Северному морскому пути

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 25. № 3. 2023

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Информация от Издателя

«Белый список» научных изданий от Минобрнауки РФ

Межведомственная рабочая группа Минобрнауки России утвердила **методику распределения по категориям** российских и международных научных изданий «Белого списка»* на 2023 год. Она предполагает присвоение изданиям «Белого списка» одного из 4 уровней – с первого (высшего) по четвертый (низший). **Журналу «Георесурсы» присвоена 2 категория**.

*«Белый список» – перечень наиболее авторитетных научных журналов, в него входят порядка 30 тысяч российских и международных изданий, индексируемых как в зарубежных базах данных WoS и Scopus, так и в российском Russian Science Citation Index (RSCI) (https://journalrank.rcsi.science/).

Отдельно необходимо уточнить про работу Высшей аттестационной комиссии по **ранжированию Перечня ВАК**. В Информационном письме ВАК при Минобрнауки России от 6 декабря 2022 № 02-1198 «О категорировании Перечня рецензируемых научных изданий» указано: «Обращаем внимание, что на основании рекомендации ВАК журналы, входящие в международные базы данных Web of Science, Scopus, MathSciNet, Chemical Abstracts, Springer или GeoRef и перечень журналов RSCI, приравниваются к изданиям категории К1...».

Содержание

Геолого-геохимические исследования, поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов

Строение и генезис ачимовской олистостромовой толщи Западной Сибири 95
В.Ф. Шарафутдинов

Новые данные о геологическом строении и продуктивности доюрского комплекса Средне-Назымского месторождения 111
В.Д. Шмаков, Н.Р. Касков, А.А. Бакулин, А.П. Шорохова

Трансформация состава смолисто-асфальтеновых компонентов террагенного органического вещества сверхглубоких скважин Сибири в мезо- и апокатагенезе 119
К.В. Долженко, Л.С. Борисова, А.Н. Фомин, И.Д. Попова

Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры 129
С.Г. Кузьменков, М.И. Королев, М.В. Новиков, А.Н. Паляницина, О.А. Нанишвили, В.И. Исаев

Промысловый опыт теплового воздействия на карбонатный резервуар с сверхвязкой нефтью 140
И.А. Нуриев, Р.К. Хайртдинов, А.И.Саттаров, И.М. Фаррахов

Кольматация трещин автогидроразрыва пласта для увеличения его охвата заводнением 146
К.М. Федоров, И.В. Выдыш, А.В. Кобяшев, Н.В. Михайлов, А.С. Гаврись

Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах 151
М.И. Кременецкий, В.М. Кричевский, В.В. Соловьева, А.Н. Никонорова

Геологические и минералогические исследования, поиск и разведка месторождений твердых полезных ископаемых

Псевдорутил-лейкоксен-кварцевые руды Тимана – новый генетический вид титанового сырья: перспективы промышленного освоения 163
А.Б. Макеев, С.Г. Скублов, О.Л. Галанкина, Е.А. Васильев, А.О. Красоткина

Модели формирования Ti-Fe-оксидной минерализации постостроводужных габброидных комплексов северной части Западно-Магнитогорской зоны (Южный Урал) 175
И.Р. Рахимов, А.В. Вишневский

О микро- и наноразмерном золоте в корах выветривания золотоносных территорий (на примере участка минерализации в бассейне р. Адамиха, Приамурье) 191
И.В. Кузнецова, А.И. Дементиенко

Минералого-технологические особенности золота из россыпей южного склона Белой Горы (Хабаровский край) и этапы его формирования 198
Н.А. Лаврик, Н.М. Литвинова, А.В. Лаврик

Акцессорная платиноидная минерализация в лерцолитах массива Северный Крака (Южный Урал) 208
Д.Е. Савельев, Р.А. Гатауллин

Альтернативная энергетика

Перспективы развития водородной энергетики в Российской Федерации 216
С.В. Разманова

Геоэкологические исследования

Изучение содержания и скорости деградации полициклических ароматических углеводородов биоуглей, применяемых для ремедиации почв 227
Р.В. Окунев, Е.В. Смирнова, К.Г. Гиниятуллин

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY

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

V. 25. Is. 3. 2023

Editor in Chief: Alexander V. Sokolov
PETROGECO LLC
Nizhnevartovsk, Russian Federation

Editorial Board
Tako Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada
Alexander V. Lalomov, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation
Danis K. Nurgaliev, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Lyalya M. Sitdikova, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Konstantin O. Sobornov, Nord-West Geophysics Company, Moscow, Russian Federation
Antonina V. Stoupakova, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
Noel Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed Scientific and Technical Journal published since 1999.

The journal is included/indexed in:
- **Scopus;**
- **Web of Science (ESCI);**
- **DOAJ;**
- **CAS databases;**
- **GeoRef database;**
- **Ulrich's Periodicals Directory.**



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

Editorial office
Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova
Editor: Irina Abrosimova. Prepress: Alexander Nikolaev
Translator: Alexander Muraviev. Web-editor: Artur Sabirov

Publisher: Georesursy LLC
Editorial and Publisher's address:
Avetievskaya magistral st., 18, build. 2, ap. 3, Kazan, Republic of Tatarstan, 420087, Russian Federation
Phone: +7 927 0390530, e-mail: mail@geors.ru

All the materials of the Journal Georesursy (Georesources) are available under the CC BY license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Registered by the Federal Service for Supervision of Communications and Mass Media No. PI FS77-38832

The Journal is issued 4 times a year.
Circulation: 1000 copies
Issue date: September 30, 2023

© 2023 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)

Published by Georesursy LLC

On the cover of the issue – photo of the transportation of technological line 1 of the Arctic LNG-2 Project via the Northern Sea Route

The full version of the issue No.3 is available on: www.geors.ru

Table of Contents

Editor-in-chief's column:
Georesources of Russia against the background of external and internal changes
A.V. Sokolov

Welcome speech by V.A. Kudrin (NOVATEK) 3

Articles

Morphotypes of Neocomian clinoform formations in the North of the West Siberian Lowland taking into account the features of sedimentation processes 4
V.N. Borodkin, O.A. Smirnov

Prospects for the oil and gas potential of the zone of abnormally high reservoir pressures in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug assuming deep fluid dynamics 13
A.A. Nezhdanov, V.V. Ogibenin

Sequence stratigraphic model as a modern tool for seismic data interpretation 27
E.A. Potapova

Features of the geological structure of the Achimov complex of the Yarudeisky megaswell (Western Siberia) 34
M.V. Osipova, R.R. Shakirov, A.G. Koshcheev, S.V. Pisarchuk, A.G. Naymushin, O.P. Nesterov

An integrated approach to the study of Achimov deposits within the South Tambey field (Western Siberia) 40
A.V. Chernov, A.G. Koshcheev, E.A. Potapova, A.Yu. Smirnov, A.A. Pashinskiy, A.A. Rasskazov

Reservoir characterization in coastal-continental environment of the Jurassic complex based on seismic data inversion 49
M.Yu. Shapovalov, I.M. Khamitullin, R.R. Shakirov, K.E. Filippova, A.A. Bregida

Refinement of the geological model of Jurassic deposits accounting the results of stochastic inversion and facies modeling 57
M.A. Nikanorova, E.S. Korolev, M.Yu. Shapovalov, E.N. Kalinin, N.A. Shadchnev, K.Yu. Babinov

Hydrocarbon prospectivity of pinch-out zone of Jurassic deposits in Southwestern part of South Taimyr Monocline 65
I.S. Igonin, E.A. Zyza, I.Yu. Kuleshova, P.E. Zherzhova, A.V. Kiryanina, A.N. Bondarev

Physics of gravitational processes as a key to understanding the properties of Achimov deposits 75
M.V. Osipova

Issues of rational subsoil use in modern conditions 82
A.V. Davydov

Georesources and philately

Gas, let there be light! 89
V.V. Sokolov

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY

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

V. 25. Is. 3. 2023

Table of Contents

Geological-geochemical research, prospecting, exploration and development of hydrocarbon fields

Structure and genesis of the Achimov olistostromic strata of Western Siberia 95
V.F. Sharafutdinov

Geological structure and reservoir productivity of Pre-Jurassic basement rocks of the Sredne-Nazymskoye oil field (Western Siberia): new data 111
V.D. Shmakov, N.R. Kaskov, A.A. Bakulin, A.P. Shorokhova

Composition transformation of terrigenous organic matter resinous-asphaltene components in super-deep wells in Siberia during meso- and apocatagenesis 119
K.V. Dolzhenko, L.S. Borisova, A.N. Fomin, I.D. Popova

Efficiency of enhanced oil recovery's and oil production stimulation's methods at the oil fields of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra 129
S.G. Kuzmenkov, M.I. Korolev, M.V. Novikov, A.N. Palyanitsina, O.A. Nanishvili, V.I. Isaev

Practical experience of heat treatment of an oil carbonate reservoir 140
I.A. Nuriev, R.K. Khairtdinov, A.I. Sattarov, I.M. Farrakhov

Clogging of induced fracture to increase waterflood sweep efficiency 146
K.M. Fedorov, I.V. Vydysh, A.V. Kobyashev, N.V. Mikhailov, A.S. Gavris'

The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells 151
M.I. Kremenetskiy, V.M. Krichevskiy, V.V. Solov'eva, A.N. Nikonorova

Geological and mineralogical research, prospecting and exploration of solid mineral deposits

Pseudorutile-leucoxene-quartz ores of Timan – a new genetic type of titanium raw materials: prospects for industrial development 163
A.B. Makeyev, S.G. Skublov, O.L. Galankina, E.A. Vasiliev, A.O. Krasotkina

Origin of Ti-Fe-oxide mineralization of post-island-arc gabbroid complexes in the northern part of the West Magnitogorsk zone (Southern Urals) 175
I.R. Rakhimov, A.V. Vishnevskiy

About micro- and nanoscale gold in the veil of gold-bearing territories (on the example of a mineralization site in the basin of the river Adamikha, Amur region) 191
I.V. Kuznetsova, A.I. Dementienko

Mineralogical and technological features of gold from placers of the southern slope of Belaya Gora (Khabarovsk Krai) and stages of its formation 198
N.A. Lavrik, N.M. Litvinova, A.V. Lavrik

Accessory mineralisations in lherzolites of Northern Kraka massif (South Urals) 208
D.E. Saveliev, R.A.Gataullin

Alternative Energy Sources

Prospects for the development of hydrogen energy in the Russian Federation 216
S.V. Razmanova

Geoecological Studies

Evaluation of the content and degradation rates of PAHs in biochars, in terms of assessing the environmental risks of their application for soil remediation 227
R.V. Okunev, E.V. Smirnova and K.G. Giniyatullin

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!



За последние 20 лет залежи газа и нефти, приуроченные к ачимовской толще и к юрскому стратиграфическому комплексу месторождений севера Западной Сибири, стали основным источником восполнения ресурсной базы для всех недропользователей нашей страны. Наиболее значимые по объему запасов открытия связаны с зоной развития аномально высоких пластовых давлений и температуры. Данные запасы и ресурсы имеют огромный потенциал для вовлечения в разработку и дальнейшего развития ресурсной базы. Они имеют большую глубину залегания по сравнению с уже традиционными залежами нефти и газа, характеризуются высокими температурами и экстремально высокими пластовыми давлениями, имеют сложное геологическое строение и низкие значения продуктивности.

Более сложная геология подразумевает более сложные и наукоемкие подходы к изучению, а также консолидацию усилий и мнений всех вовлеченных участников процесса изучения ачимовского и юрского комплексов в Западной Сибири.

С целью объединения на одной площадке большого количества ведущих экспертов в области геологии и недропользования – представителей академической науки, нефтегазодобывающих предприятий и проектных организаций – 23–24 мая 2023 года компания НОВАТЭК организовала проведение геологической конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП». В ходе дискуссий и обсуждений участники конференции отметили необходимость продолжения работ и увеличения их активности для восполнения минерально-сырьевой базы страны, а также необходимость продолжения и развития дискуссии в будущем.

Выражаю благодарность всем участникам конференции, а также с радостью сообщаю, что нами принято решение о продолжении диалога и проведении конференции на ежегодной основе на базе нашего профильного научно-технического центра в городе Тюмень.

Ждем вас на площадке конференции!

С уважением,
Заместитель Председателя Правления –
Директор по геологии ПАО «НОВАТЭК»
Владимир Александрович Кудрин

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.2

УДК 947(5712.12)

Морфотипы клиноформных образований неокома севера Западно-Сибирской низменности с учетом особенностей седиментационных процессов

В.Н. Бородкин[1,3], О.А. Смирнов[2,3]*

[1]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

[2]ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия

[3]Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия

На основе относительно глубоководной клиноформной модели строения ачимовской толщи с учетом данных анализа седиментологических процессов и материалов сейсморазведки 3D дано описание морфологических типов клиноформных образований, особенностей строения и седиментации нижнемеловых отложений в зоне встречных клиноформ, выделен новый тип ловушек углеводородов в пределах севера Западно-Сибирского осадочного бассейна, представлены их сейсмические образы. Сделан вывод, что в зоне клиноформ восточного падения (уральского источника сноса) оценка перспектив нефтегазоносности разреза должна выполняться на базе анализа данных сейсморазведки, гравиметрической съемки и материалов геофизических исследований скважин с целью прогноза коллекторов трещинного типа.

Ключевые слова: Ямало-Карский регион, клиноформа, морфотип, осевая часть бассейна седиментации, источник сноса, ловушка углеводородов

Для цитирования: Бородкин В.Н., Смирнов О.А. (2023). Морфотипы клиноформных образований неокома севера Западно-Сибирской низменности с учетом особенностей седиментационных процессов. *Георесурсы,* 25(3), с. 4–12. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.2

Клиноформные образования неокома Западной Сибири связаны с относительно глубоководным бассейном формирования отложений ачимовской толщи. Более ранняя модель, отображающая субгоризонтальное строение неокома (в том числе и ачимовской толщи) и мелководно-морские, либо континентальные условия седиментации, существовала довольно продолжительное время и была отражена в стратиграфической схеме мезозойских отложений, утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1978 г. Стратификация ачимовской толщи выполнялась исходя из субгоризонтального залегания. Считалось, что песчано-алевролитовые пласты берриас-ранневаланжинского возраста плащеобразно распространены в пределах всего Западно-Сибирского неокомского бассейна.

В 70-е годы XX в. А.Л. Наумовым (Наумов и др., 1979) была создана регионально-косослоистая модель строения нижнемеловых отложений, которая представляет собой процесс бокового заполнения осадками некомпенсированного относительно глубоководного морского бассейна (рис. 1). В соответствии с этой моделью возраст клиноформных образований изменялся в стратиграфически скользящем диапазоне от берриаса на востоке до готерива на западе (Бородкин, Курчиков, 2015; Нежданов и др., 2000), а в северной части полуострова Ямал и акватории Карского моря прогнозировались клиноформы барремского возраста (Бородкин и др., 2015; Бородкин и др., 2023).

Целью настоящей работы является анализ седиментационных процессов, с особенностями которых связано формирование разнообразных морфотипов клиноформных образований в наименее изученной части территории севера Западной Сибири.

На основании обобщения большого объема материалов сейсморазведки 2D/3D и бурения, получены новые данные о строении неокомской части разреза, изучены морфологические характеристики клиноформных тел, определены поисковые критерии выявления перспективных ловушек углеводородов (УВ).

Из рис. 1 видно, что в разрезе наблюдаются клиноформы, связанные с западным (Уральским хребтом) и основным восточным (Сибирской платформой) источниками сноса терригенного материала, характеризующимися соответственно условиями восточного и западного падения клиноформ. Области их стыковки отвечает осевая часть неокомского седиментационного бассейна (рис. 1).

В настоящей работе для клиноформ, соответствующих восточному источнику сноса обломочного материала, присвоено наименование НВ (н – неоком). Клиноформы, связанные с западным источником сноса, объединены в крупный сейсмокомплекс НЗ, включающий в себя более мелкие клиноформные образования.

В разрезе неокома прослежена серия сейсмических отражающих горизонтов (ОГ): НЗ, $НВ_{ямб}$ (по названию пачки), $НВ_4$ и т.д. (рис. 2) (Бородкин и др., 2022а; Бородкин и др., 2022б).

* Ответственный автор: Владимир Николаевич Бородкин
e-mail: komgort@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

* Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

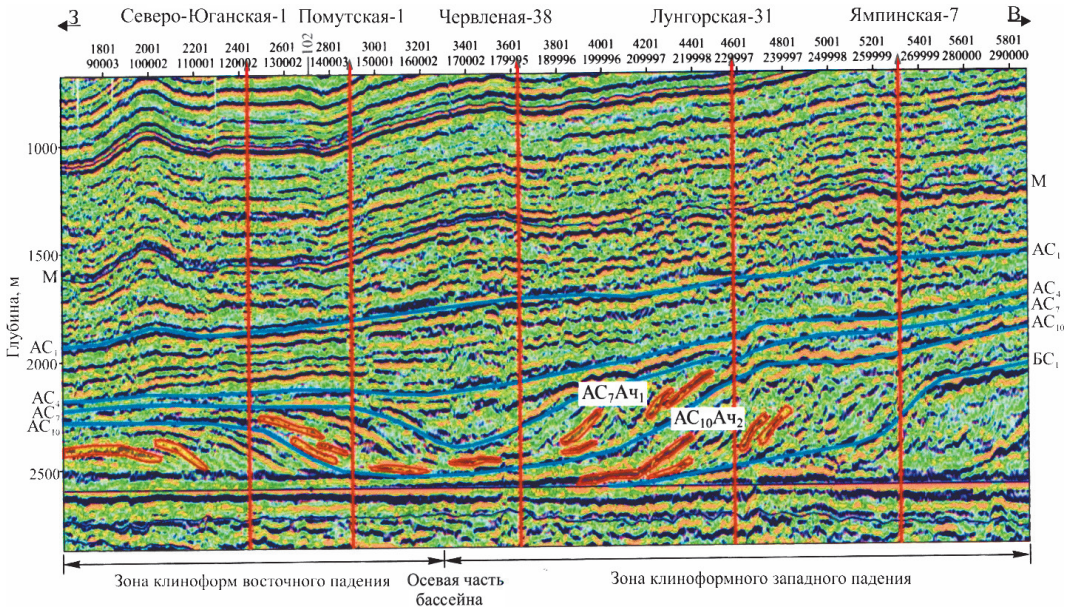


Рис. 1. Клиноформная модель неокома Западной Сибири (по данным сейсморазведки МОВ ОГТ). На сейсмическом разрезе приведены отражающие горизонты (ОГ): М – приуроченный к кровле неокомских отложений нижнего мела; AC_1, AC_4, AC_7, AC_{10}, $БС_1$ – ОГ, стратиграфически соответствующие кровле пластов

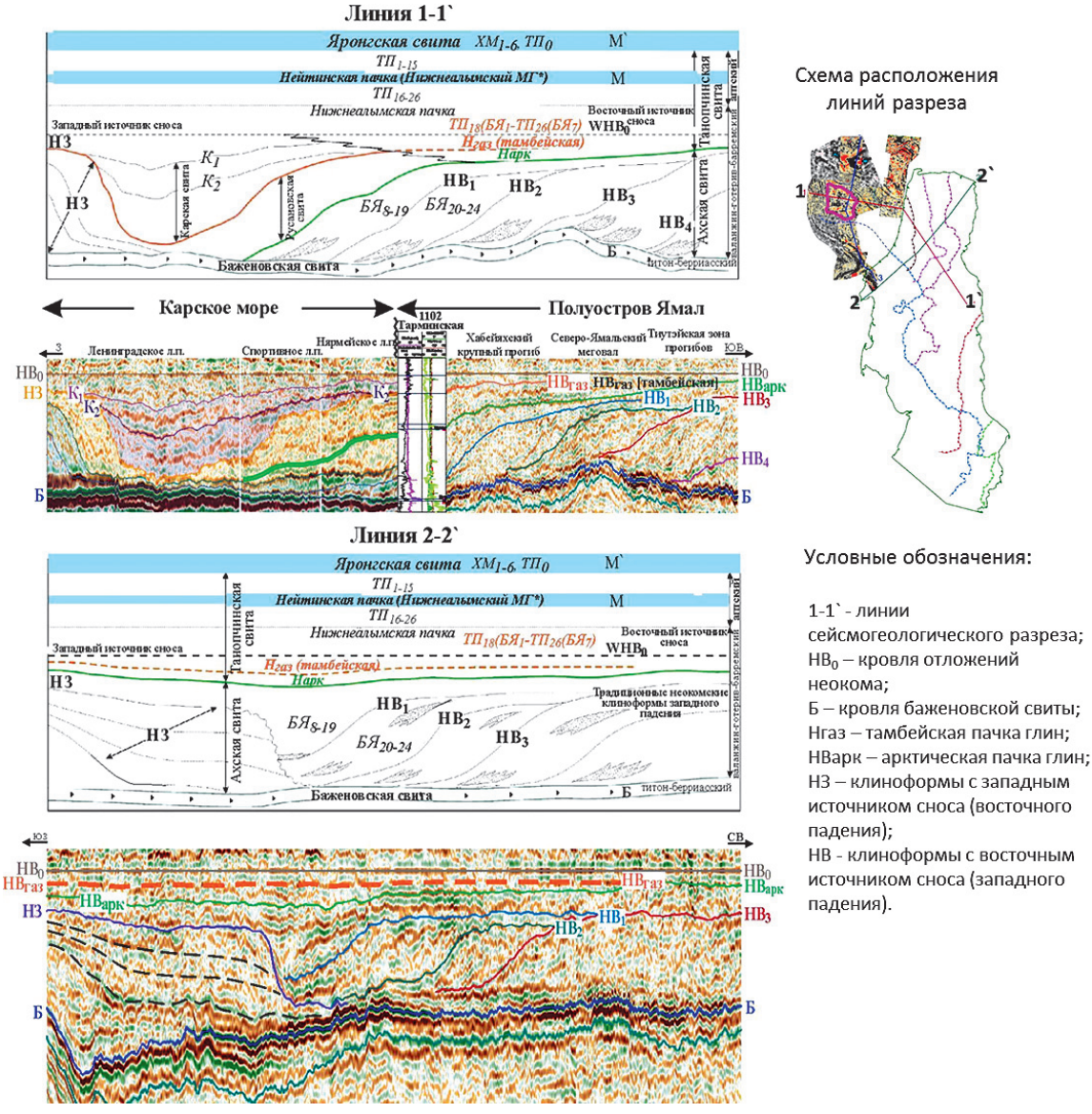


Рис. 2. Сейсмогеологическая модель клиноформного строения неокома п-ова Ямал и Южно-Карской синеклизы (схема линий приведена на рис. 5)

Западные клиноформы (восточного наклона) хорошо изучены на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в Шаимском районе по большому количеству пробуренных скважин. В работе (Куркин, 2019) западные клиноформы выделены в отдельную толщу под названием Восходная по скв. 3021 Восходной площади, вскрывшей интервал на полную мощность.

Следует отметить, что впервые в Среднем Приобье промышленный приток нефти ($Q_н$ на четырех миллиметровом штуцере составил 14,8 м^3/сут) был получен из клиноформы восточного падения в скв. 29 Восточно-Шебурской площади (Курчиков и др., 2010), в связи с этим требуется более углубленное изучение данной части разреза неокома.

На карте временных толщин ОГ Б-НЗ (Б – горизонт, связанный с отложениями баженовской свиты) выделены три депоцентра осадконакопления: Щучинский, Байдарацкий и Харасавэйский (рис. 3), где источниками сноса являлись Щучинский палеозойский выступ на юге и Припайхойско-Новоземельская моноклиналь на юго-западе соответственно.

Как видно из рис. 3, раннемеловой период характеризуется неравномерным по площади, но интенсивным по величине дифференцированным прогибанием осадочного бассейна. С увеличением интенсивности и амплитуды прогибания преддуговых впадин неразрывно связаны процессы размыва, переноса и лавинной аккумуляции терригенных осадков. На рис. 3 можно отметить еще одну особенность морфологии границ западных клиноформ: более пологие расположены на юге, а крутые – на севере (Бородкин и др., 2015), что свидетельствует об увеличении глубины седиментационного бассейна в северном направлении и согласуется с результатами палеогеографических реконструкций (Курчиков, Бородкин, 2016; Бородкин и др., 2022а). Сужение ширины бассейна седиментации и формирование крутого восточного склона НЗ происходило одновременно с накоплением восточных клиноформ по схеме, приведенной на рис. 4.

Можно провести некоторую аналогию. На реках, продольные профили которых находятся в состоянии динамического равновесия, один берег русловой ложбины

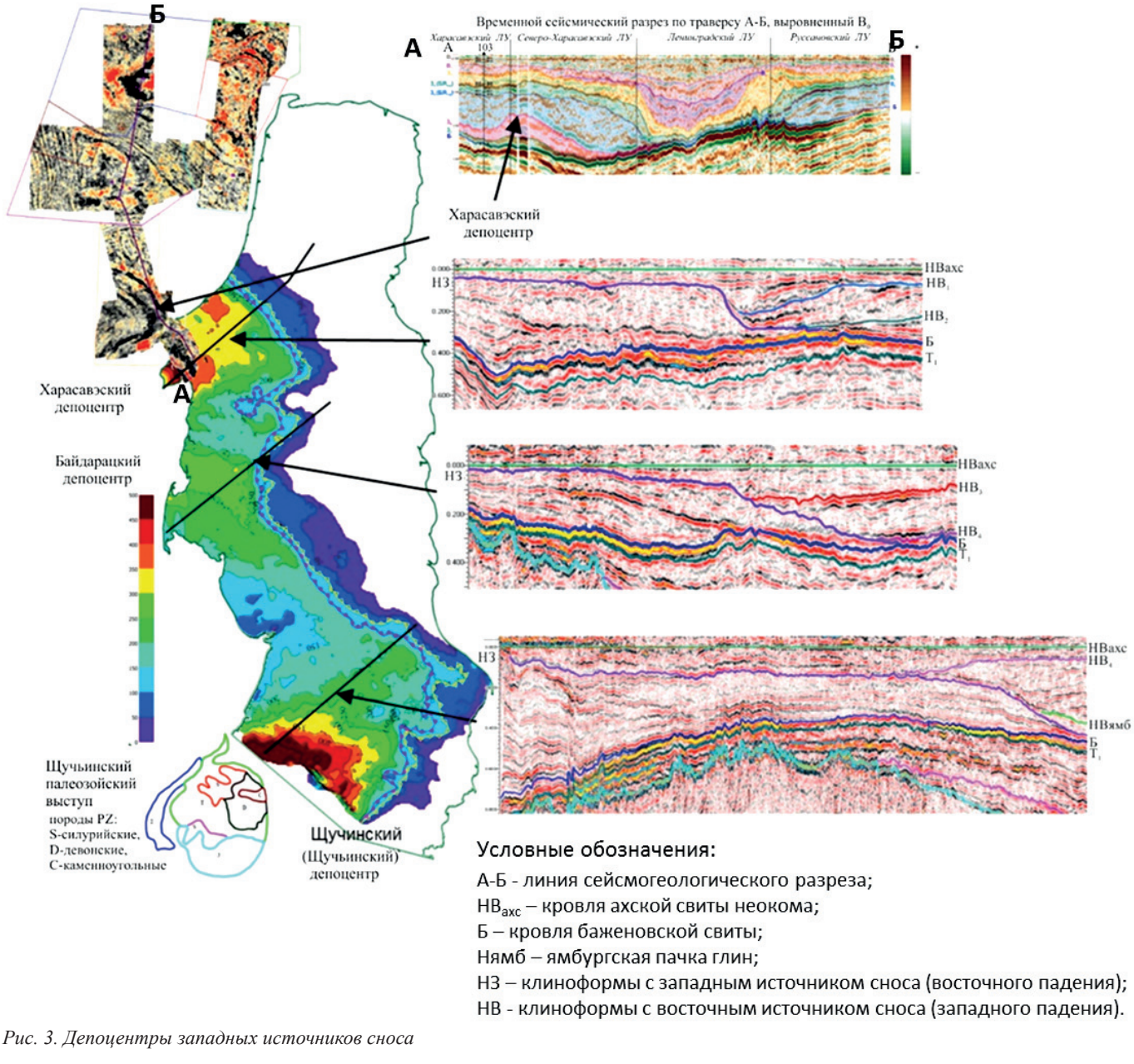


Рис. 3. Депоцентры западных источников сноса

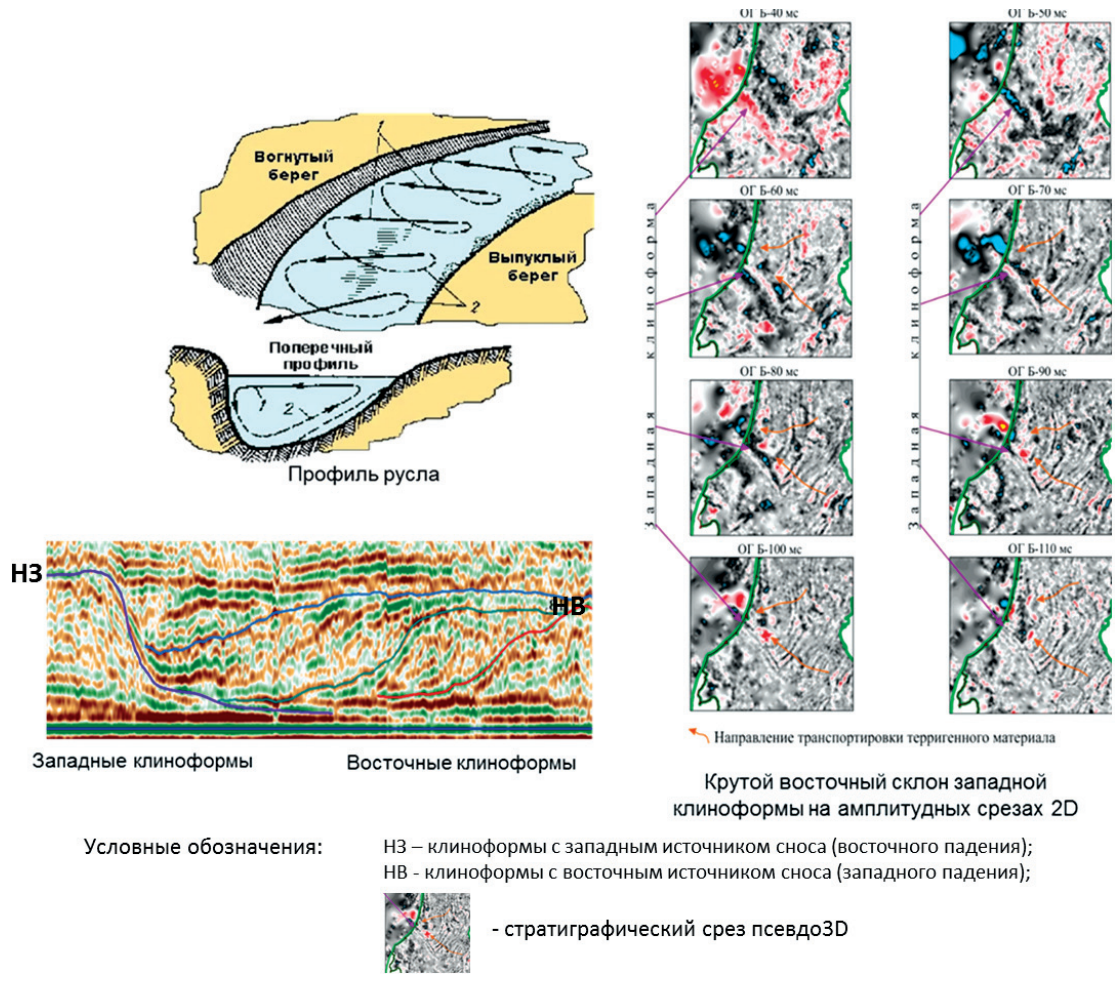


Рис. 4. Сопоставление схемы фазы аллювиальной аккумуляции и модели накопления восточных клиноформ

всегда является эрозионным (подмывной берег), второй – аккумулятивным (намывной берег или русловая отмель). Выпуклый берег наращивается, как бы наступая на русло, которое в целом смещается в сторону вогнутого берега, сохраняя почти неизменными свою ширину и форму поперечного сечения (рис. 4).

В разрезе западных клиноформ количество выявленных ловушек углеводородов (УВ) ограничено и значительной промышленной нефтегазоносности не установлено, что связано с однообразием алевролито-глинистого состава Уральского источника сноса, обусловленного пенепленизацией Урала. В связи с этим недропользователи не уделяли должного внимания исследованию данного интервала геологического разреза. Получение фонтана нефти в скв. 29 Восточно-Шебурской площади связано с трещиноватым типом коллектора, выделение которого выполнялось по данным гравиметрических исследований по наличию отрицательных аномалий Δg и глубоких каверн в разрезе по материалам промыслово-геофизических исследований (Курчиков и др., 2010). По-видимому, данный методический подход следует в дальнейшем использовать для оценки перспектив нефтегазоносности западных клиноформ.

Как ранее отмечалось (Бородкин и др., 2015; Бородкин и др., 2023), значительная часть восточных клиноформ (западное падение) относится к барремскому возрасту, что соответствует последнему циклу бокового заполнения осадочного бассейна, для которого характерна большая удаленность от источников сноса и более мелководные условия осадконакопления. Поэтому клиноформы достаточно пологие, перегибы, разделяющие на унда-, орто- и фондоформу, невыразительны. На рис. 5 приведена схема площадного распространения клиноформ $НВ_{ямб}$ – $НВ_{1}$ и примыкания их к НЗ.

Зона встречных шельфов надежно протрассирована по данным сейсморазведки и прослежена вдоль Урала от Красноленинского района до юго-западной части Ямала включительно (рис. 6), а в работе (Бородкин и др., 2015) и в акватории Карского моря.

Л.Ш. Гиршгорн и В.С. Соседков осевую зону нижнеокомского некомпенсированного седиментационного бассейна отнесли к зоне интерференции клиноформ, сформировавшихся из западных (урало-пайхойских) и восточных (сибирских) источников сноса (рис. 6) (Гиршгорн, Соседков, 1990).

Миграция осевой части бассейна, связанная как с неравномерным поступлением обломочного материала от источников сноса, так и с другими факторами, обусловливает перекрытие клиноформ западного и восточного падения на разных стратиграфических уровнях (Гиршгорн, Соседков, 1990).

Развитие в пределах этой зоны на южном Ямале мощной толщи песчаных образований в составе склоновых отложений (Новопортовской толщи) объяснялась А.Л. Наумовым др. (1979) влиянием на седиментационный процесс приближения встречного склона (НЗ)

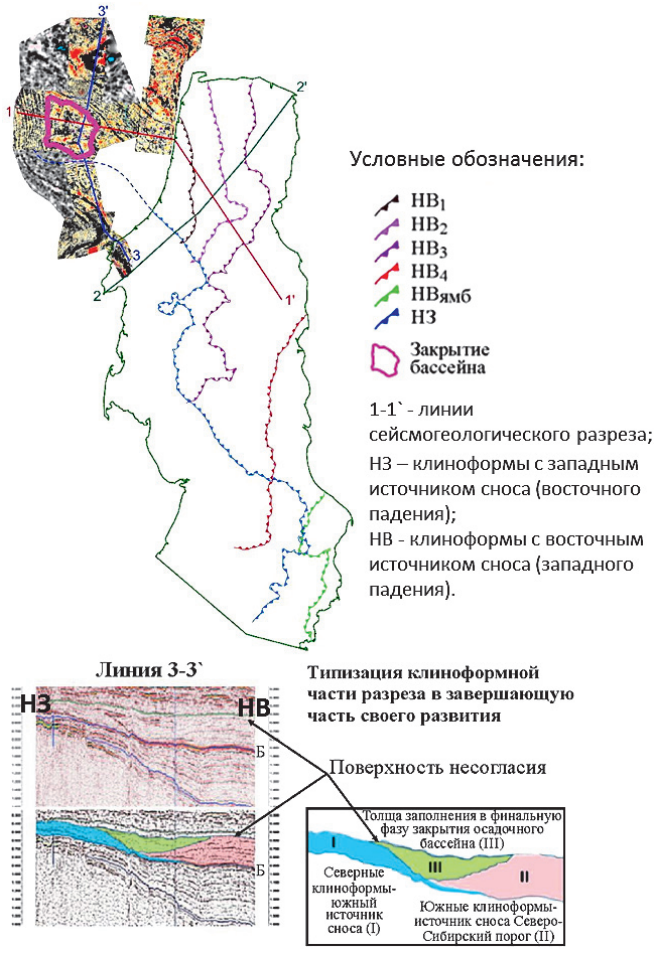


Рис. 5. Схема клиноформного строения неокома п-ова Ямал и Южно-Карской синеклизы

по отношению к направлению переноса терригенного материала.

По мнению А.А. Куркина (2019), перспективность зоны встречного направления клиноформ подтверждается результатами бурения скважин 57 Хамбатейская, 65, 69, 70, 82, 94 Ростовцевские.

По материалам площадных сейсморазведочных работ выявлены ловушки УВ в осевой зоне неокомского палеобассейна – зоне встречных клиноформ западного и восточного падения. Это группа Нурминских ловушек: Западно-Арктическая, Ясавейская, Сядорская и Побережная. На рис. 7 приведены сейсмические образы ловушек УВ в осевой части неокомского бассейна.

Данный тип ловушек УВ, по-видимому, следует выделить в отдельный класс: А.Л. Наумов их назвал «подпорным» типом, другое название – ловушки «встречных клиноформ».

В заключение следует остановиться еще на одном новом морфотипе клиноформных образований неокома, связанном с особенностями седиментационного процесса.

На основе модели седиментации ачимовской толщи (Бородкин, Курчиков, 2015; Нежданов и др., 2000) установлено многообразие текстур пород.

В керне выделяются микроструктурные особенности пород ачимовской толщи, по материалам сейсморазведки 3D на одной из площадей п-ова Ямал, где наблюдаются подобные макротекстуры (рис. 8) (Бородкин и др., 2018). Механизм формирования в осадке текстур деформации, по-видимому, связан с воздействием турбидитов на нелитифицированные подачимовские глины с последующим формированием «аномальных» разрезов баженовской свиты (Бородкин и др., 2018).

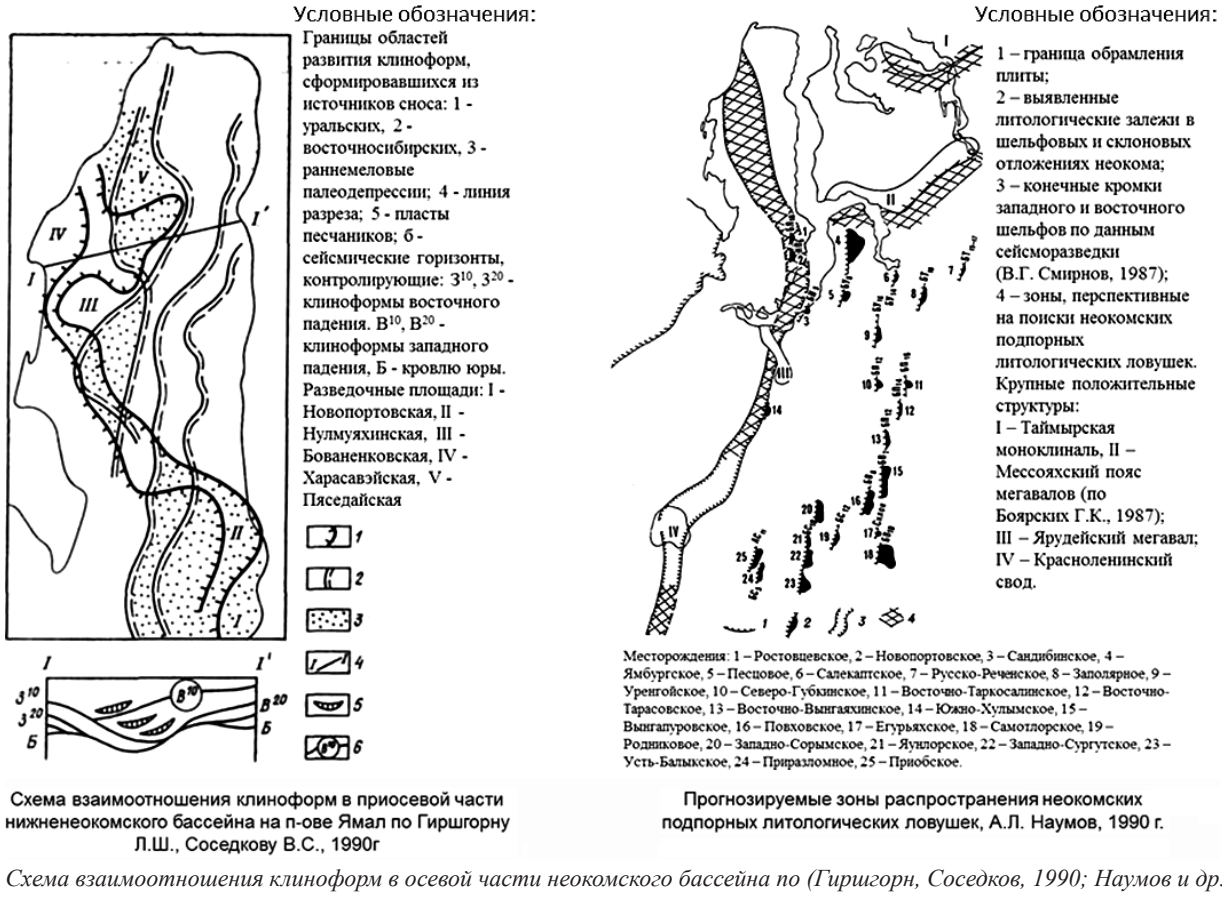


Рис. 6. Схема взаимоотношения клиноформ в осевой части неокомского бассейна по (Гиршгорн, Соседков, 1990; Наумов и др., 1979)

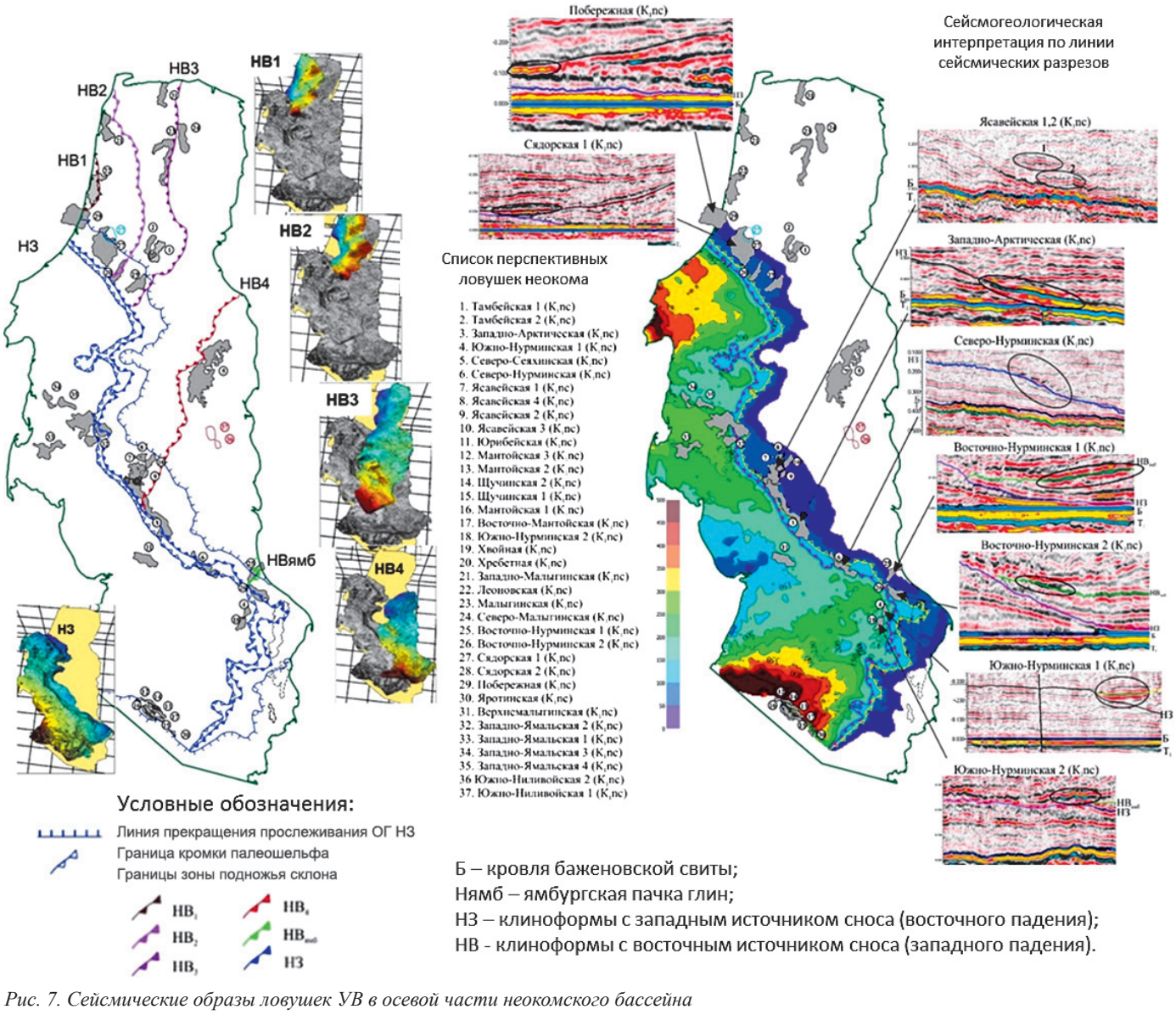


Рис. 7. Сейсмические образы ловушек УВ в осевой части неокомского бассейна

В настоящее время существует множество точек зрения на механизм формирования «аномальных» разрезов, но мы придерживаемся точки зрения А.А. Нежданова о том, что «аномальные» разрезы неразрывно связаны с условиями и процессами формирования клиноформных образований ачимовской толщи и могут быть отнесены к «сейсмотурбидитам» по Р. Мутти и др. (Mutti et al., 1984).

Наблюдаемые на рис. 8 элементы деформации имеют большую частоту (залегают в разрезе последовательно без размыва) и характеризуются сходством сейсмического рисунка. Согласно (Seilacher, 1969), наиболее аргументированной представляется нам гипотеза о сейсмитах.

Поскольку землетрясение как необходимое событие и условие для объяснения такого сейсмического рисунка является предположительным, авторы работ (Moretti, Sabato, 2007; Alsop, Marco, 2007) привлекли для доказательства комплексирование сейсмических данных с накопленными знаниями о деформации горных пород.

На рис. 9 представлен пример сочетания взаимообусловленности глубинного разлома и связанных с ним вероятных очагов землетрясения, провоцирующих лавинные процессы осадконакопления. Линия глубинного разлома, проникающего в осадочную толщу, является границей, разделяющей сформированную систему внутриформационных деформаций от ненарушенных неокомских толщ (Бородкин и др., 2018).

В работе (Бородкин и др., 2018) отмечено, что на одной из исследованных площадей п-ова Ямал, по данным сейсморазведки 3D, был выделен новый морфотип клиноформ неокома, по признакам и критериям соответствующий сложнопостроенным деформированным телам сейсмогенного генезиса. Аномальные морфотипы клиноформных образований, по материалам сейсморазведки 3D, установлены и в акватории Карского моря (рис. 10).

Таким образом, на основе анализа седиментологических процессов и материалов сейсморазведки 3D в разрезе нижнего неокома выделены различные морфотипы клиноформных образований, характеризующиеся разнообразием типов ловушек углеводородов.

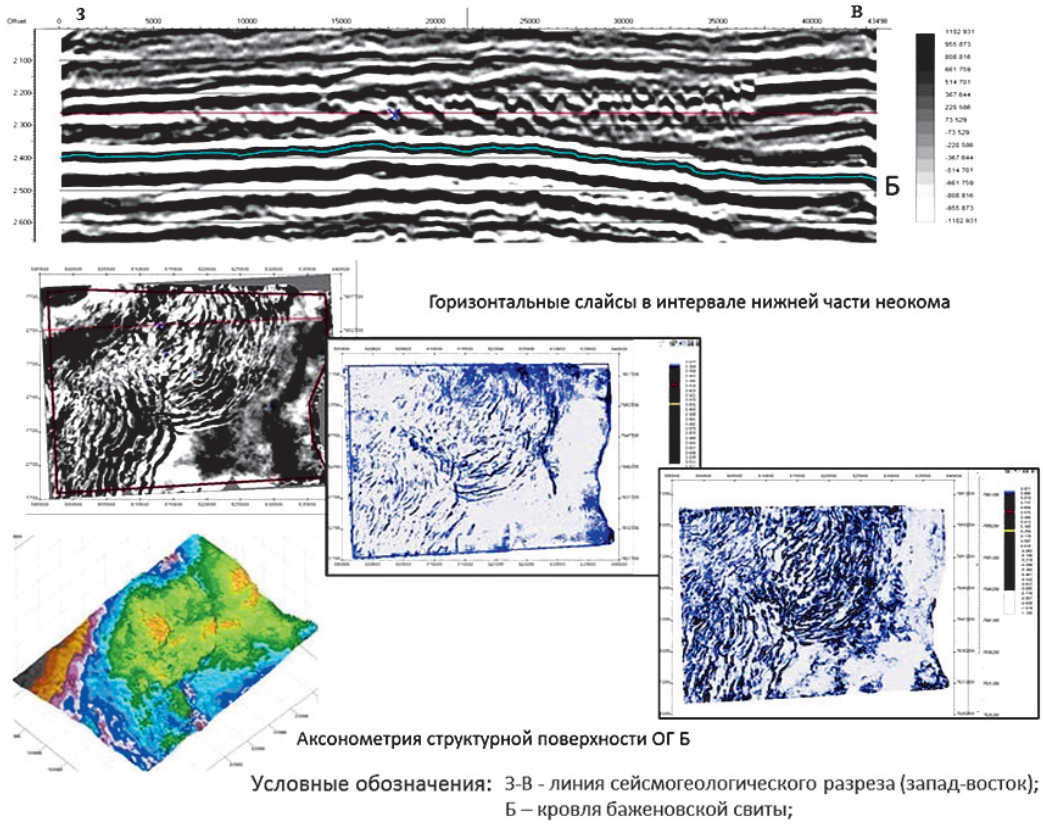


Рис. 8. Волновая картина в интервале нижней части неокома п-ова Ямал (Бородкин и др., 2018)

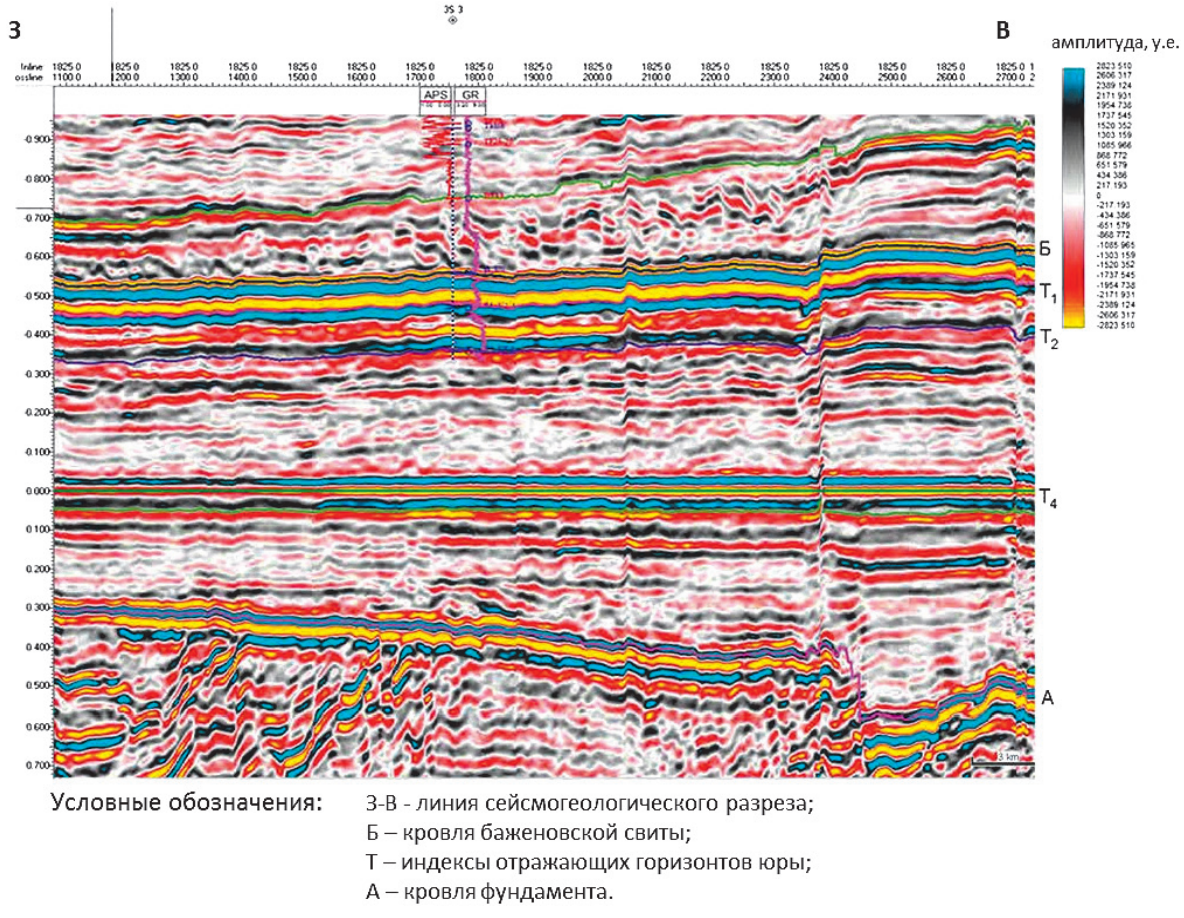


Рис. 9. Сочетание глубинного разлома с внешней границей внутриформационных деформаций (Бородкин и др., 2018)

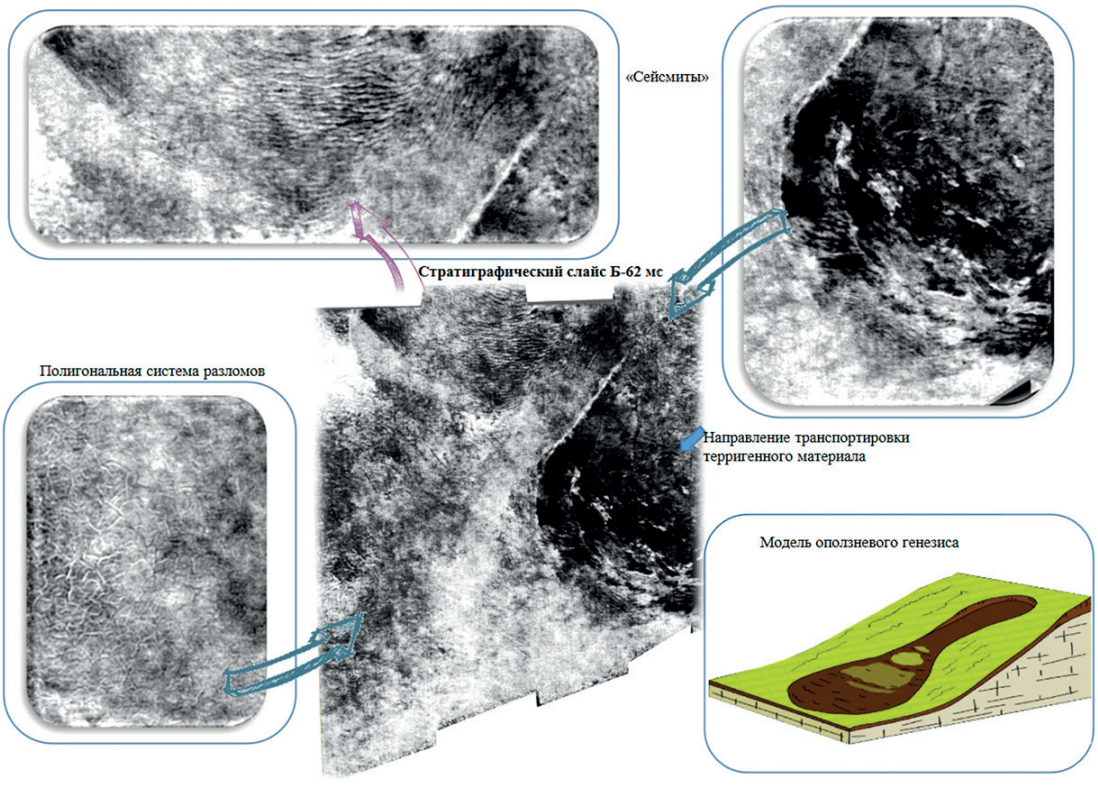


Рис. 10. Морфотипы клиноформ нижнего неокома в пределах акватории Карского моря

Литература

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. (2015). Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 299 с.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Смирнов О.А., Шестакова Н.М. (2015). Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (11), с. 14–24.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Смирнов О.А., Лукашов А.В., Недосекин А.С., Смирнов А.С., Корнев В.А. (2018). Новые элементы седиментологической модели клиноформного разреза ачимовской толщи севера Западной Сибири по данным сейсморазведки 3D. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (11), с. 4–12.

Бородкин В.Н., Смирнов О.А., Лукашов А.В., Плавник А.Г., Тепляков А.А. (2022а). Седиментологическая модель меловых отложений полуострова Ямал на базе комплексирования геолого-геофизических данных. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 17(1). http://www.ngtp.ru/rub/2022/6_2022.html

Бородкин В.Н., Смирнов О.А., Лукашов А.В., Плавник А.Г., Тепляков А.А. (2022б). Сейсмогеологическая модель и перспективы нефтегазоносности палеозойско-мезозойских отложений севера Западной Сибири на базе сейсморазведки 2D, 3D. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 17(2). http://www.ngtp.ru/rub/2022/18_2022.html

Бородкин В.Н., Смирнов О.А., Лукашов А.В., Трусов А.И. (2023). Характеристика геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности акватории Карского моря на базе современной сейсморазведки 2D, 3D. Тюмень: Вектор Бук, 265 с.

Гиршгорн Л.Ш., Соседков В.С. (1990). Условия формирования песчаных тел в склоновых отложениях неокомской клиноформной толщи севера Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, (3), с. 26–29.

Куркин А.А. (2019). Уточнение перспектив нефтегазоносности востока Ямала на основе детальной модели геологического развития: Автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 22 с.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. (2016). Характеристика геологического строения и нефтегазоносности неокомского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 200 с.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Шелехов Н.П., Забоев К.О. (2010). Проблемы нефтегазоносности клиноформных образований неокома Приуральской зоны Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (4), с. 4–10.

Наумов А.Л., Онищук Т.М., Дедюк Н.П., Иващенко А.Е., Романенков В.А., Шипицин В.В., Юдин А.Г. (1979). О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, (8), с. 15–20.

Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. (2000). Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд-во Акад. горных наук, 246 с.

Alsop G.I., Marco Sh. (2012). A large-scale radial pattern of seismogenic slumping towards the Dead Sea Basin. *Journal of the Geological Society*, 169(1), pp. 99–110. https://doi.org/10.1144/0016-76492011-032

Moretti M., Sabato L. (2007). Recognition of trigger mechanisms for soft-sediment deformation in the Pleistocene Lacustrine deposits of the Saint' Arcangelo Basin (Southern Italy): Seismic shock vs. overloading. *Sedimentary Geology*, 196(1–4), pp. 31–45. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2006.05.012

Mutti E., Lucchi F.R., Seguret M., Zanzucchi G. (1984). Seismoturbidites: A new group of resedimented deposition. *Marine Geology*, 55(1–2), pp. 103–116. https://doi.org/10.1016/0025-3227(84)90135-X

Seilacher A. (1969). Fault-graded beds interpreted as seismites. *Sedimentology*, 13(1–2), pp. 155–159. https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.1969.tb01125.x

Сведения об авторах

Владимир Николаевич Бородкин – доктор геол.-минерал. наук, профессор кафедры Геология месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625016, Тюмень, ул. Мельникайте, д. 55, кв. 86
e-mail: komgort@mail.ru

Олег Аркадьевич Смирнов – кандидат геол.-минерал. наук, главный геолог, ООО «ИНГЕОСЕРВИС»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Свердлова, д. 35, кв. 27

Статья поступила в редакцию 13.06.2023;
Принята к публикации 23.08.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Morphotypes of Neocomian clinoform formations in the North of the West Siberian Lowland taking into account the features of sedimentation processes

V.N. Borodkin[1,3*], *O.A. Smirnov*[2,3]

[1]*Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation*

[2]*INGEOSERVICE LLC, Tyumen, Russian Federation*

[3]*West Siberian Branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russian Federation*

[*]*Corresponding author: Vladimir N. Borodkin, e-mail: komgort@mail.ru*

Abstract. In the article, based on a relatively deep-water clinoform model of the Achimov strata structure based on the analysis of sedimentological processes and 3D seismic data, the characteristics of the morphological types of clinoform formations, structural features and sedimentation of the Lower Cretaceous deposits in the zone of counter clinoforms are given, a new type of hydrocarbon traps is identified within this area, their seismic images are presented.

It is noted that in the zone of east-dip clinoforms (the Ural source of demolition), it is necessary to evaluate the prospects for oil and gas potential of the section based on the analysis of seismic and gravity survey and logging data, in order to predict fractured reservoirs.

Keywords: Yamal-Kara region, clinoform, morphotype, central part of sedimentation basin, source of demolition, hydrocarbon trap

Recommended citation: Borodkin V.N., Smirnov O.A. (2023). Morphotypes of Neocomian clinoform formations in the North of the West Siberian Lowland taking into account the features of sedimentation processes. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 4–12. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.2

References

Alsop G.I., Marco Sh. (2012). A large-scale radial pattern of seismogenic slumping towards the Dead Sea Basin. *Journal of the Geological Society*, 169(1), pp. 99–110. https://doi.org/10.1144/0016-76492011-032

Borodkin V.N., Kurchikov A.R. (2015). Characteristics of the geological structure and oil and gas potential of the Achimov oil and gas complex of Western Siberia. Novosibirsk: SB RAS Publ., 299 p. (In Russ.)

Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Smirnov O.A., Shestakova N.M. (2015). Clarification of the boundaries of Neocom seismic facies complexes within the water area of the Kara Sea. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, (11), pp. 14–24. (In Russ.)

Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Nedosekin A.S., Smirnov A.S., Kornev V.A. (2018). New elements of the sedimentological model of the clinoform section of the Achimov strata in the north of Western Siberia according to 3D seismic data. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, (11), pp. 4–12. (In Russ.) https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-11-4-12

Borodkin V.N., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Plavnik A.G., Teplyakov A.A. (2022a). Sedimentological model of Cretaceous deposits of the Yamal Peninsula based on the integration of geological and geophysical data. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 17(1). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/2022/6_2022.html

Borodkin V.N., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Plavnik A.G., Teplyakov A.A. (2022b). Seismogeological model and prospects of oil and gas potential of Paleozoic-Mesozoic deposits of the north of Western Siberia based on 2D, 3D seismic exploration. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 17(2). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/2022/18_2022.html

Borodkin V.N., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Trusov A.I. (2023). Characteristics of the geological structure, assessment of the prospects of oil and gas potential of the Kara Sea water area on the basis of modern seismic exploration 2D, 3D. Tyumen: Vector Buk, 265 p. (In Russ.)

Girshhorn L.Sh., Neighbors V.S. (1990). Conditions for the formation of sand bodies in the slope deposits of the Neocomian clinoform strata of the north of Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza*, (3), pp. 26–29. (In Russ.)

Kurchikov A.R., Borodkin V.N. (2016). Characteristics of the geological structure and oil and gas potential of the Neokomian oil and gas complex of Western Siberia. Novosibirsk: SB RAS Publ., 200 p. (In Russ.)

Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Shelekhov N.P., Zaboev K.O. (2010). Problems of oil and gas potential of clinoform formations of the Neocomian Urals zone of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, (4), pp. 4–10. (In Russ.)

Kurkin A.A. (2019). Clarification of the prospects of oil and gas potential of the Yamal East on the basis of a detailed model of geological development. Abstract. Cand. geol. and mineral. sci. diss. Tyumen, 22 p. (In Russ.)

Moretti M., Sabato L. (2007). Recognition of trigger mechanisms for soft-sediment deformation in the Pleistocene Lacustrine deposits of the Saint' Arcangelo Basin (Southern Italy): Seismic shock vs. overloading. *Sedimentary Geology*, 196(1–4), pp. 31–45. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2006.05.012

Mutti E., Lucchi F.R., Seguret M., Zanzucchi G. (1984). Seismoturbidites: A new group of resedimented deposition. *Marine Geology*, 55(1–2), pp. 103–116. https://doi.org/10.1016/0025-3227(84)90135-X

Naumov A.L., Onishchuk T.M., Dedyuk N.P., Ivashchenko A.E., Romanenkov V.A., Shipitsin V.V., Yudin A.G. (1979). About lithological deposits of hydrocarbons in the north of Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza*, (8), pp. 15–20. (In Russ.)

Nejdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A. (2000). Geology and oil and gas potential of the Achimov strata of Western Siberia. Moscow: Acad. of mining sciences, 246 p. (In Russ.)

Seilacher A. (1969). Fault-graded beds interpreted as seismites. *Sedimentology*, 13(1–2), pp. 155–159. https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.1969.tb01125.x

About the Authors

Vladimir N. Borodkin – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor of the Geology of the oil and gas fields Department, Tyumen Industrial University

55–89 Mel`nikayte st., Tyumen, 625016, Russian Federation

Oleg A. Smirnov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Geologist, INGEOSERVICE LLC

35–27 Sverdlova st., Tyumen, 625002, Russian Federation

Manuscript received 13 June 2023;
Accepted 23 August 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.3

УДК 622.276

Перспективы нефтегазоносности зоны аномально высоких пластовых давлений в Ямало-Ненецком автономном округе с учетом глубинной флюидодинамики

А.А. Нежданов[*]*, В.В. Огибенин*

Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, Тюмень, Россия

В Западной Сибири зона аномально высоких флюидных давлений (АВФД) охватывает территорию более 500 тыс. км^2 на севере бассейна. Она начинается с глинистой покрышки над ачимовской толщей песчано-алевритовых пластов неокома, охватывает ачимовскую толщу, верхнюю – нижнюю юру, триас и частично – палеозой и подчиняется тектоническому контролю, что свидетельствует о глубинном происхождении этого явления. Газонапорная, или газодинамическая, теория АВФД, предложенная К.А. Аникиевым в 70-е годы XX в., позволяет более высоко, чем принято, оценивать перспективы нефтегазоносности зоны АВФД.

Анализ результатов выполненных ранее геологоразведочных работ на глубокие горизонты Ямало-Ненецкого автономного округа свидетельствует, что их относительно низкая эффективность (50–60%) связана с недостаточно высоким качеством скважинных операций, в первую очередь, цементирования, что также обусловлено влиянием АВФД. Во всех пробуренных на глубокие горизонты скважинах получены прямые признаки нефтегазоносности и установлены дефекты цементирования.

Сделан вывод, что глубинные флюидодинамические процессы (активная, напорная дегазация недр Земли) ответственны как за насыщение углеводородами (УВ) пород-коллекторов, так и за динамику их заполнения (сверхвысокие давления и скорости), определяющую основные характеристики пород-коллекторов. Признание глубинного источника УВ не только позволит принципиально увеличить ресурсную базу зоны АВФД, но и потребует пересмотра представлений о формировании и строении залежей УВ этой зоны и петрофизическом обосновании их моделей. Однако для реализации уникального УВ-потенциала зоны АВФД необходимо в первую очередь повысить качество строительства глубоких скважин и их информативность.

Ключевые слова: Западная Сибирь, аномально высокие пластовые и поровые давления, глубинная модель нафтидогенеза, оценка ресурсов нефти и газа, крепление и испытание скважин, геологоразведочные работы, глубокие горизонты

Для цитирования: Нежданов А.А., Огибенин В.В. (2023). Перспективы нефтегазоносности зоны аномально высоких пластовых давлений в Ямало-Ненецком автономном округе с учетом глубинной флюидодинамики. *Георесурсы,* 25(3), с. 13–26. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.3

Введение

В Западной Сибири зона аномально высоких флюидных давлений (АВФД), т.е. аномально высокого порового (АВПоД) и пластового (АВПД) давлений, включает центральную часть Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), глубокие прогибы на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югра (ХМАО) (Тундринская, Юганская мегавпадины) и участки недр вблизи Колтогорского грабен-рифта в Томской области. Наиболее высокие значения коэффициента аномальности $K_а$ (отношение замеренного давления к гидростатическому) пластового и порового давлений и промышленная нефтегазоносность зоны АВФД установлены на территории ЯНАО. Здесь она начинается с глинистой покрышки над ачимовской толщей песчано-алевритовых пластов неокомских отложений и охватывает ачимовскую толщу, верхнюю, среднюю, нижнюю юру, триас и частично палеозой.

Эти отложения вскрыты большим числом скважин, их продуктивность установлена на 64 месторождениях ЯНАО (ачимовская толща и средняя юра), а ресурсная база составляет для ачимовского и среднеюрского нефтегазоконденсатных комплексов соответственно 40,5 и 26,65 млрд т условного топлива (по оценкам АО «СибНАЦ»). Запасы углеводородов (УВ) промышленных категорий ачимовской толщи и юры и добыча УВ из ачимовской толщи в сумме составляют около 15 млрд т условного топлива, т.е. общий УВ-потенциал ачимовской толщи и средней юры ЯНАО оценивают цифрой порядка 80 млрд т в нефтяном эквиваленте. Эту оценку можно считать сопоставимой с общими ресурсами зоны АВФД.

Наиболее изучена Уренгойско-Самбургская зона нефтегазоносности глубоких горизонтов (тюменская свита, ачимовская толща, нижние («полосовидные») шельфовые пласты неокома ($БУ_{18}$–$БУ_{16}^{0}$) с АВПД). Их геологические запасы нефти, газа и газового конденсата промышленных категорий составляют более 8,9 млрд т условного топлива

[*] Ответственный автор: Алексей Алексеевич Нежданов
e-mail: nezhdanovaa@zsniigg.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

[*] Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

(т у.т.), причем к ачимовской толще приурочено около 6 млрд т у.т., или 63% от этих запасов. На Тамбейском месторождении (северная часть п-ова Ямал), где проведена целенаправленная разведка юрских залежей, запасы газа в них составляют более 3 трлн м^3, конденсата – более 300 млн т. На других, менее разведанных месторождениях запасы и ресурсы УВ в зоне АВФД существенно меньше, хотя имеются серьезные предпосылки их увеличения за счет критической оценки качества ранее выполненных геологоразведочных работ (ГРР) и корректировки моделей залежей.

Эффективность ГРР на залежи зоны АВФД является наиболее низкой по Надым-Пур-Тазовскому региону, где за все годы ведения ГРР она не поднималась выше 55–60%. Несколько выше была эффективность ГРР на рассматриваемые объекты на п-ове Ямал, где она составляла в советский период 60–70%, а в последние годы, благодаря успешному опоискованию и разведке юрских залежей на Тамбейском месторождении ПАО «Газпром», поднялась до 85% (эффективность оценена по соотношению промышленно продуктивных интервалов испытаний и общего их количества).

Тем не менее практически во всех пробуренных скважинах, вскрывающих зону АВФД, по ГИС, газовому каротажу и керну установлены прямые признаки нефтегазоносности тех или иных резервуаров ачимовской толщи и юры, а в притоках воды, получаемых при испытании, обязательно присутствуют признаки нефти, газа и конденсата, зачастую в заметных количествах. Кроме того, практически для всех скважин, вскрывающих зону АВФД (не только для них, но и для многих, более мелких скважин на газоносных территориях севера Западной Сибири), отмечается низкое качество цементирования обсадных колонн (отсутствие сцепления или неполное, частичное сцепление цементного камня с колонной, межколонные и заколонные перетоки, барботаж и грифонообразование на устье и т.п.).

Такие дефекты, как и отсутствие промышленных притоков УВ и получение притоков воды, характерны для всех категорий скважин, как поисково-оценочных и разведочных, так и добывающих. Расположение таких непродуктивных скважин не подчиняется геологической логике: чаще они расположены в пределах поднятий, т.е. гипсометрически выше продуктивных скважин, притоки воды характеризуются различной дебитностью (от долей до сотен м^3/сут) и минерализацией (от менее 1 до 15–20 г/л). Однако ни одна из таких скважин, несмотря на явные дефекты цементирования, не признана техническим браком, для каждой из них установлены и обоснованы геологические причины получения водных притоков. Априорно принимается, что результаты испытания соответствуют отсутствию УВ-насыщения пластов, а водное насыщение объясняется наличием литологических и тектонических экранов, отделяющих продуктивные скважины от водоносных, а также миграцией воды снизу вверх и сверху вниз по геологическому разрезу вопреки здравому смыслу и законам физики (Гречнева, 2021; Мормышев и др., 2018; Плешанов и др., 2020).

Низкая эффективность бурения на отложения зоны АВПД приводит, несмотря на имеющиеся масштабные открытия, к пессимистическим оценкам ее ресурсной базы, резко снижает оценку запасов уже открытых месторождений УВ (Поляков и др., 2018; Скоробогатов и др., 2018; Скоробогатов, Хабибуллин, 2023 и др.).

Использование же для определения перспектив нефтегазоносности не традиционной осадочно-миграционной гипотезы нафтидогенеза (ОМГН), а подкрепленной исследованиями последних десятилетий (Нежданов, Смирнов, 2021) глубинной гипотезы нафтидогенеза позволяет оценить УВ-потенциал зоны АВФД как более значимый, чем принято, что, в свою очередь, позволяет считать Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн крупнейшим в мире не только по площади, но и по ресурсному потенциалу. Согласно представлениям авторов (Нежданов и др., 2013; Нежданов, Смирнов, 2021 и др.), УВ и АВФД имеют глубинное происхождение, а залежи УВ этой зоны не содержат подошвенных и законтурных подвижных вод, т.е. вся эта зона представляет собой единое, но сложнопостроенное «местоскопление» УВ.

Выявленные и активно разрабатываемые в Западной Сибири залежи УВ зоны гидростатических давлений (апт-сеноманские и неокомские залежи ЯНАО, залежи нефти ХМАО) являются верхней, видимой и известной частью «нефтегазового айсберга» Западной Сибири, для глубинной части которого, представленной зоной АВФД, не установлен фактический УВ-потенциал.

Целью настоящих исследований являлась оценка масштаба нефтегазоносности, связанной с зоной АВФД на территории ЯНАО, для чего решалась задача оценки качества выполненных геологоразведочных работ, в первую очередь, скважинных операций.

Материалы и методы

В работе использованы материалы ГРР, в разные годы выполненных в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (ЗСНГБ), результаты их обобщения и научных исследований по различным направлениям нефтегазовой геологии и геофизики, материалы ГИС, геолого-промысловую информацию по скважинам (от опорных до эксплуатационных), пробуренных как в советское время, так и в постсоветский период компаниями-недропользователями. Проанализированы опубликованные и фондовые материалы нефтегеологических исследований, позволяющие по-новому взглянуть на проблему нефтегазоносности зоны АВФД.

В отличие от ранее выполненных работ по указанной тематике, в данной работе использована глубинная модель нафтидогенеза, игнорировать которую в настоящее время, учитывая накопленную информацию о высокой флюидодинамической активности недр большинства нефтегазоносных бассейнов (Дюнин, Корзун, 2003; Нежданов, Смирнов, 2021 и др.), уже невозможно.

Результаты

Природа АВФД

По поводу образования АВФД, т.е. аномально высокого пластового (АВПД) и порового (АВПоД) давлений в нефтегазовой геологии, как и по другим генетическим вопросам, существуют две противоположные точки зрения. Первая, «элизионная», связывает образование АВФД с отжатием седиментационной воды из уплотняющихся пород, в первую очередь глинистых (Карцев и др., 1986).

Если эта точка зрения еще кажется более или менее правдоподобной при изучении мощных кайнозойских глинистых толщ с АВПоД и АВПД (например, в Мексиканском заливе), то для Западной Сибири, где зона аномально высоких давлений залегает на глубинах более 3500 м и охватывает породы, уплотнившиеся до пористости 5% (глины) не менее 50–90 млн лет назад, она вызывает сомнения. Гидрогеологи МГУ В.И. Дюнин и А.В. Корзун с помощью расчетов также установили, что количество элизионных вод, отжимающихся из пород при их уплотнении, недостаточно для формирования АВПД (Дюнин, 2000; Дюнин, Корзун, 2003).

С нашей точки зрения, вода, как и любая жидкость, несжимаема, поэтому она в принципе не может создавать АВПоД и АВПД. Зона АВПД является зоной затрудненного водообмена, поэтому подвижной воды в этой зоне нет, т.к. подвижная вода и АВПД несовместимы: при наличии подвижной воды пластовое давление должно выравниваться до гидростатического. Однако этого не происходит даже при получении в скважинах высокодебитных притоков воды (50–150 м^3/сут) из «слабых» пород-коллекторов зоны АВПД, что подтверждает переточную (по затрубью из шельфового неокома и выше) природу этой воды.

Следует заметить, что элизионная модель АВФД не могла объяснить наблюдаемые закономерности распространения АВПД, поэтому даже ее сторонники Н.Б. Вассоевич и А.А. Карцев (1976, с. 105) считали, «что по своей природе АВПД чаще всего полигенны». Поэтому мы не видим оснований считать элизионную модель АВФД адекватной.

Альтернативная газонапорная, или газодинамическая, модель АВФД К.А. Аникиева связывает АВФД с упруго-пульсационным вторжением сжатых глубинных флюидов в земную кору и осадочный чехол при тектонических сжатиях замкнуто-упругих залежей «в новейшее геологическое время и даже сейчас» (Аникиев, 1980, с. 208). Эта модель объясняет широкое распространение АВФД в недрах ЯНАО, или северного газоносного суббасейна ЗСНГБ, обладающего специфическими особенностями глубинного строения и истории развития (активное прогибание в мезозое, сменившееся неотектоническим дифференцированным воздыманием). С позиции этой модели легко объяснимы наличие на флюидоактивных территориях газовых труб и пузырей, аномальных кольцевых зон (АКЗ), газовых диапиров, наличие АВПоД в газовых залежах верхней (надсеноманской) части разреза и в зонах инъекции нефти в подошву баженовской свиты, колебания в значениях АВПД в зависимости от объема заполняемого УВ резервуара (больше объем, меньше давление, и наоборот) и др. (Нежданов и др., 2013; Загоровский, 2017; Нежданов, Смирнов, 2021).

Существуют и другие, (по нашему мнению, несистемные) модели формирования АВФД (Кучерук, Люстрих, 1986) – за счет вторичных изменений (уменьшение пористости пород), нефтегазообразования в битуминозных породах, геотектоники (воздымание, тектонический стресс), разогрева недр (геотермический фактор). Эти причины могут вызвать формирование АВФД в отдельных частях разреза на локальных территориях и могут быть связаны с флюидодинамическими процессами, т.к. вторичные изменения пород максимальны в ореолах вторжения глубинных флюидов, «нефтеобразование» в битуминозных породах баженовской свиты, сопровождаемое АВПоД и ростом пластовых температур – это вторжение глубинных флюидов, неотектоническое воздымание и дегазация глубоких недр – это две стороны одного глубинного процесса.

Независимо от взглядов на происхождение АВФД считается общепринятым, что они могут создаваться и сохраняться непродолжительное время только в условиях гидро(газо)динамической изолированности резервуаров и сохранения упругости пород (Кучерук, Люстрих, 1986). Именно по этой причине АВПД и связано с линзовидными, гидродинамически изолированными пластами ачимовской толщи и юры.

Распространение АВФД

Картина распространения АВПоД, оцененного по данным ГИС с помощью методики А.И. Гальченко (1990), связывающей значения K_a порового давления с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) глин, показана на рис. 1. АВФД распространены на территории ЯНАО, в ХМАО они приурочены к глубоким рифтогенным впадинам – Юганской и Тундринской, а на территории Томской области – к окрестностям Колтогорского рифта. В ачимовской толще значения АВПД вверх по разрезу уменьшаются на 20–30%, вниз по разрезу увеличиваются к подошве юры практически на ту же величину. Максимальные значения K_a порового и пластового давлений увеличиваются к центральным частям прогибов и сводовым частям неотектонических поднятий (Загоровский, 2017). Они также возрастают в объеме так называемых аномальных кольцевых зон (АКЗ), или газовых труб (Нежданов и др., 2013).

На рис. 2 показано изменение K_a порового давления по разрезу Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6, в которой установлена газонасыщенность всего вскрытого забоя до глубины 7502 м (Карасева и др., 1996). По мнению этих исследователей, наличие АВПД и газонасыщенности до подошвы вскрытого разреза является главным научным результатом бурения и исследования данной скважины.

Оценка ресурсной базы зоны АВФД

Ресурсная база зоны АВФД оценивалась (с позиций глубинной модели нафтидогенеза) исходя из того, что залежи УВ в этой зоне не контролируются гипсометрией, не имеют подошвенных и законтурных подвижных вод, т.е. на основе газонапорной модели АВПД, правомерность использования которой изучалась нами при проведении геологоразведочных работ на севере Западной Сибири более 40 лет. За эти годы при нашем участии были увеличены запасы УВ ачимовской толщи месторождения Большой Уренгой, нижних шельфовых (литологически ограниченных) пластов неокома на Присклоновом, Восточно-Таркосалинском и других месторождениях, открыты залежи залежи нефти и газового конденсата в ачимовской толще на Дремучем и Восточно-Медвежьем, Южно-Падинском, Украинско-Юбилейном, Ямбургском, Песцовом, Южно-Песцовом, Западно-Песцовом, Падинском, Северо-Тамбейском и других месторождениях, в тюменской свите – на Средненадымском, Песцовом, Ямбургском, Западно-Песцовом, Южно-Песцовом

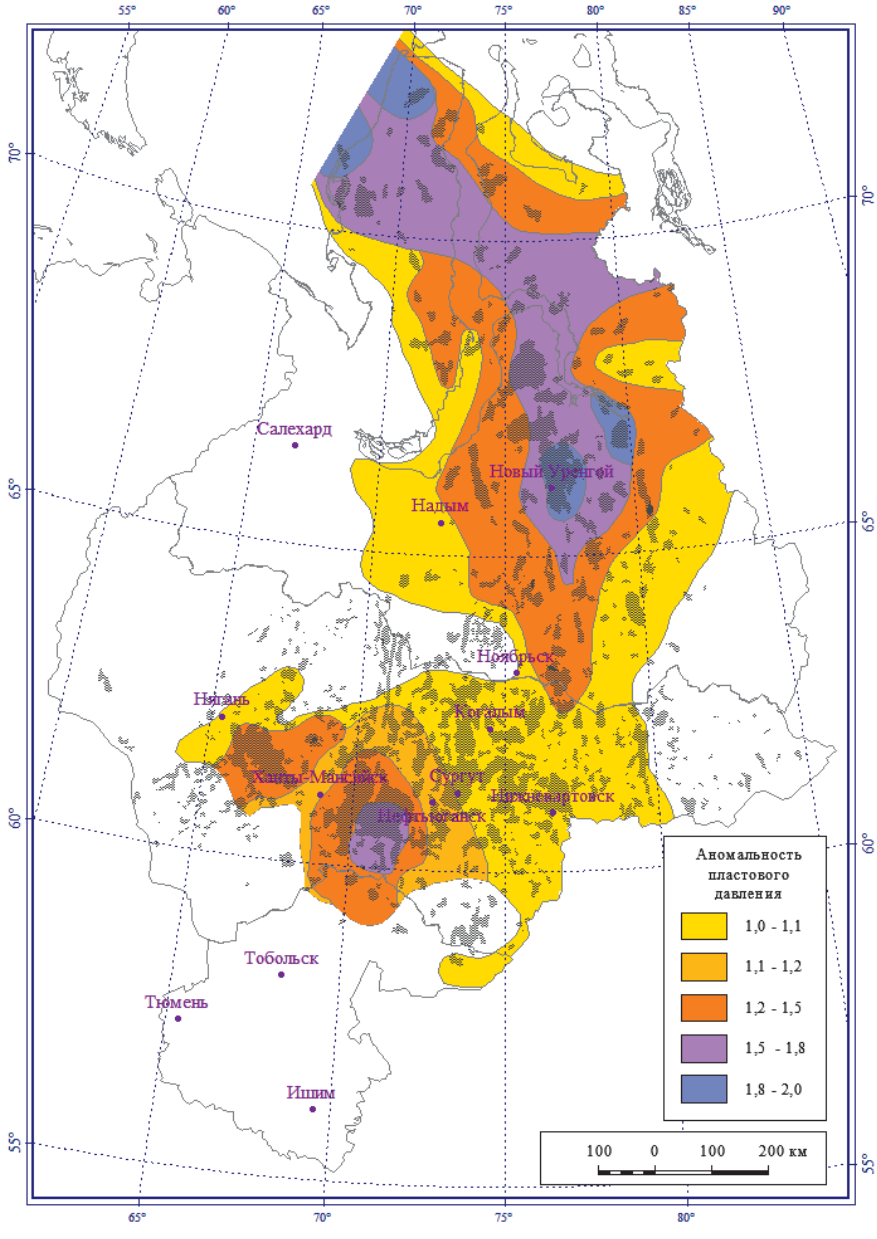


Рис. 1. Схема распределения значений $К_а$ порового давления в кровле средней юры Тюменской области по (Гальченко, 1990)

месторождениях, в песчаных пластах большехетской серии нижней-средней юры ($Ю_9$, $Ю_{6-7}$, $Ю_{2-4}$) на Малыгинском Западно-Тамбейском, Тасийском, Северо-Тамбейском, месторождениях, что позволило объединить три последних месторождения в единое – Тамбейское (Давыдов, 2018).

Эти открытия давались нелегко. Например, скв. 2-ВП на Восточно-Падинском ЛУ была заложена только после того, как в ООО «Газпром добыча Уренгой» произошла кадровая перестановка (прежнее руководство геологической службы опасалось закладывать скважину в центр Нерутинской впадины). Открытые залежи и высокие оценки их ресурсной базы однозначно убедили нас в обоснованности представлений о глубинном генезисе нефти и газа и правомерности использования газонапорной (газодинамической) модели АВФД. Это предположение было подкреплено также данными многих десяток скважин, в которых были получены прямые признаки нефтегазоносности пластов зоны АВПД, но из которых при испытании промышленных притоков УВ получить не удалось.

Оценка ресурсной базы зоны АВФД выполнена нами, исходя из площади этой зоны в 565 тыс. км^2 (по границе зоны с $К_а$ = 1,2 на рис. 1), экспертно предполагаемой средней эффективной толщине пород-коллекторов во вскрытом разрезе (ачимовская толща – нижняя юра – 50 м) и открытой пористости пород-коллекторов, равной 0,14. Для упрощения расчетов ресурсы оценивались в нефтяном эквиваленте, значение коэффициента насыщенности принято равным 0,75, плотность нефти – 0,8 т/м^3, коэффициент усадки – 0,8.

При таких параметрах ресурсы зоны АВФД составляют 1,9 трлн т (в нефтяном эквиваленте), т.е. плотность ресурсов составляет 3,36 млн т/км^2. Насколько реалистична такая оценка? На самом изученном Уренгойском ЛУ ООО «Газпром добыча Уренгой» доказанная плотность извлекаемых запасов УВ промышленных категорий в зоне АВПД составляет около 2 млн т/км^2 (в нефтяном эквиваленте). Это ачимовская толща и верхи средней юры (пласты $Ю_{2-4}$), но, по нашему мнению, примерно половина запасов этих отложений не разведана и не поставлена

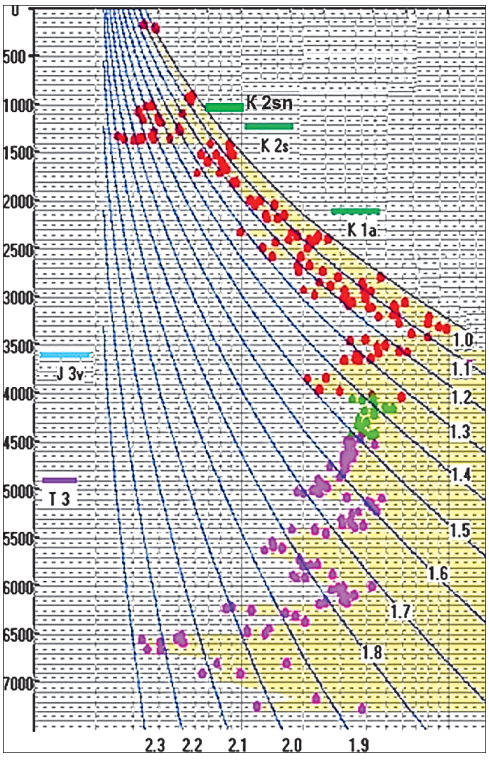


Рис. 2. Схема изменения расчетных значений $К_а$ порового давления по разрезу Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6. Составила Г.В. Магденко (ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2008) по методике А.И. Гальченко (Гальченко, 1990)

на государственный баланс запасов полезных ископаемых. С учетом недоизученности глубоких горизонтов, продуктивных по данным бурения (скв. 414 Уренгойская, СГ-6, СГ-7 и др.), плотность ресурсов УВ зоны АВФД более 3 млн т/км^2 вполне реальна. Именно такова плотность запасов промышленных категорий юрских залежей на Тамбейском месторождении.

Возражения оппонентов нам хорошо известны (Скоробогатов и др., 2018). Главные из них, что эти ресурсы завышены, они относятся к трудноизвлекаемым и не могут быть извлечены рентабельно, опровергаются масштабностью уже сделанных открытий, дебитами газоконденсатной смеси, получаемой при освоении ачимовских залежей на Уренгое, где они достигали 1 млн м^3/сут, причем без использования гидроразрыва. Из пласта $Ю_2$ на Песцовом месторождении в скв. 208 был получен аварийный фонтан газоконденсата с ориентировочным дебитом более 1 млн м^3/сут. Реально дебиты таких фонтанов на порядок больше. В штатном режиме из пласта $Ю_2$ (скв. 210) были получены фонтанные притоки газоконденсата дебитом около 400 тыс. м^3/сут с использованием лишь миниГРП для удаления кольматанта бурового раствора из порового пространства пород–коллекторов. Аналогичные дебиты были получены и на Тамбейском месторождении (п-ов Ямал) из пластов $Ю_{2–4}$, $Ю_{6–7}$.

Сейсморазведка МОГТ позволяет успешно картировать высокодебитные зоны залежей УВ и в ачимовской толще, и в средней юре, что дает основание рассчитывать на получение высоких дебитов УВ в любом районе рассматриваемой зоны. Можно уменьшить оба наиболее критичных параметра – площадь и толщину резервуаров в два раза (т.е. ресурсы станут в 4 раза меньше), но и в этом случае **они составят 475 млрд т в нефтяном эквиваленте,** т.е. примерно в 6 раз больше существующих оценок, которые многими считаются «излишне оптимистическими» (Скоробогатов, Хабибуллин, 2023). Очевидный вывод заключается в том, что **зона АВФД (АВПД) на севере Западной Сибири должна являться основным объектом ГРР, поскольку ее ресурсная база практически не ограничена.** Однако эффективность ГРР на глубокие горизонты зоны АВФД не превышает, например, в Надым-Пур-Тазовском регионе 55–60%. Покажем, что причиной этого являются не геологическое строение залежей и отсутствие запасов УВ, а низкое качество ГРР.

Оценка качества и результатов ГРР

Как отмечено во введении, качество ГРР на отложения, залегающие в зоне АВФД, традиционно является низким. Главной причиной этого является высокая газонасыщенность разреза, обусловленная АВФД. При вскрытии отложений этой зоны скважинами происходит активная дегазация разреза, и мелкие газовые струи, размывая цемент, образуют в нем каналы, препятствуют схватыванию цементного камня и т.п. Данные акустической цементометрии (АКЦ), по которым определяется качество цементирования, во всех случаях получения водного притока из скважин с АВФД свидетельствуют о наличии обширных интервалов отсутствия сцепления цементного камня с колонной либо о «неполном», «частичном» сцеплении, т.е. подтверждает наличие мелких зон (каналов) негерметичности цементного кольца вокруг скважины. К тому же с помощью существующих методов качество сцепления цементного камня с породой оценить нельзя.

На рис. 3 представлены результаты испытания пластов ачимовской толщи и тюменской свиты на Уренгойском

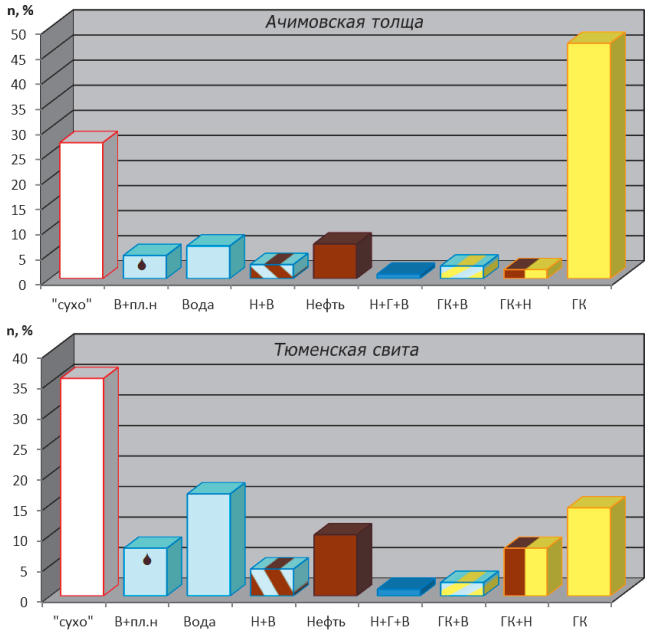


Рис. 3 Распределение дебитов притоков, полученных из пластов $Ю_2$–$Ю_3$ тюменской свиты и $Ач_{1–6}$ ачимовской толщи, по фазовому составу (Уренгойско-Самбургская зона). Характер притоков: «сухо» – интервалы, не давшие притока; В+пл.н – вода+пленка нефти; Н+В – нефть+вода; Н+Г+В – нефть+газ+вода; ГК+В – газоконденсат+вода; ГК+Н – газоконденсат+нефть; ГК – газоконденсат

нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ). В первую очередь обращает на себя внимание большое количество «сухих» интервалов испытаний, где не получено вообще притоков флюидов (26% по ачимовской толще и 34% по тюменской свите), а также большое количество притоков с водой (по ачимовской толще их 23%, по тюменской свите 38% от общего числа объектов испытаний). Отметим также большое сходство распределения притоков в ачимовской толще и тюменской свите. Оно неслучайно, т.к. в 60% скважин, которыми вскрыты тюменская свита и ачимовская толща, притоки, полученные из этих объектов испытаний, идентичны, что свидетельствует о работе какого-либо одного интервала (скорее всего, ачимовского) при освоении нефтяных залежей юры и ачимовской толщи.

На рис. 4 показано распределение полученных при испытании дебитов по величине притоков из ачимовской толщи и тюменской свиты на Уренгойском и Песцовом НГКМ. На рис. 4, а, где ачимовская толща имеет более высокие коллекторские свойства и эффективные толщины, чем тюменская свита, притоки из ачимовской толщи значительно выше. На Песцовом месторождении, где тюменская свита характеризуется более высокими коллекторскими свойствами и эффективными толщинами относительно ачимовской толщи, ситуация противоположная. Но в обоих случаях доминируют «сухие» (т.е. не давшие никаких притоков) объекты испытания, хотя они выбираются из-за наличия, по данным ГИС, пород-коллекторов с удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами, позволяющими получать промышленные притоки УВ. Данный пример свидетельствует о кольматации компонентами переутяжеленных буровых растворов порового пространства пород-коллекторов. Естественно, что низкая (около 50%) эффективность испытаний резко снижает запасы открытых залежей УВ и требует отделения непродуктивных скважин от продуктивных разнообразными, отсутствующими в природе искусственными экранами – литологическими и тектоническими.

Ввиду низкого качества выполненных ГРР дальнейшая разведка ачимовских и среднеюрских залежей УВ на Уренгойском и Песцовом лицензионных участках (ЛУ), на наш взгляд, является весьма перспективной. В случае же низкого качества строительства глубоких скважин при поисках нефти и газа ситуация более печальная: первые же скважины, не давшие промышленных притоков УВ, делают неперспективными для разработок изучаемые участки. Ярким примером этого является история опоискования Нерутинской впадины. Из 12 пробуренных в ней поисково-оценочных скважин (в 2007–2010 гг.) только одна залежь была поставлена на государственный баланс. На Западно-Юбилейном участке в скв. 23 при испытании интервала залегания кимериджского пласта $Ю_1^а$ был получен приток нефти с водой дебитом 4,0 м^3/сут. До испытания эта скважина из-за негерметичности резьбовых соединений обсадной колонны фонтанировала по затрубью водой с дебитом нефти около 5 м^3/сут из пяти интервалов (по данным ГТИ), в том числе и из поставленного на баланс.

Все скважины, пробуренные в Нерутинской впадине, до испытаний оценивались по керну и ГИС как продуктивные по интервалам зоны АВФД, некоторые из них – и по шельфовым пластам неокомских отложений, но в процессе испытаний (частично не законченных) все они ощутимых притоков УВ не дали. Во всех скважинах цементирование было очень низкого качества, а наиболее проницаемые интервалы были кольматированы буровым раствором. Многочисленные и самые разнообразные осложнения и аварии в процессе бурения, крепления и испытания скважин, а также длительные попытки их устранения привели к тому, что в условиях «эффективного менеджмента» ПАО «Газпром» все скважины были ликвидированы, а Западно-Юбилейный (частично), Мариэттинский, Нерутинский и Западно-Ягенетский лицензионные участки, на которых проводилось поисково-оценочное бурение, возвращены в нераспределенный фонд недр ЯНАО. Однако на этом

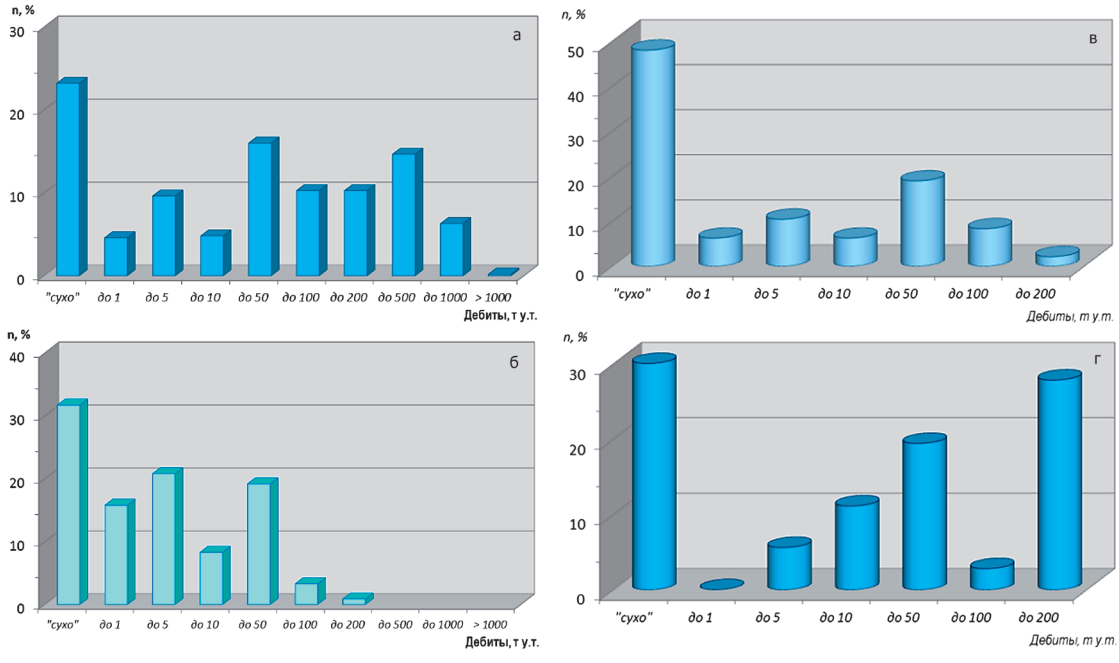


Рис. 4. Распределение по дебитности притоков, полученных из отложений зоны АВПД: а – ачимовская толща Уренгойского месторождения, б – тюменская свита Уренгойского месторождения, в – ачимовская толща Песцового месторождения, г – тюменская свита Песцового месторождения

ГРР в Нерутинской впадине, проводимые предприятиями ПАО «Газпром», не были прекращены.

Падинский и Восточно-Падинский ЛУ расположены севернее и гипсометрически ниже ранее рассмотренных участков, в центральной, самой погруженной части Нерутинской впадины, на 900 м ниже (по кровле юры) сводов Медвежьего и Ямсовейского поднятий (рис. 5). Поисково-разведочное бурение на этих участках привело к открытию в 2015–2016 гг. Падинского газоконденсатного месторождения с продуктивностью в ачимовском пластах

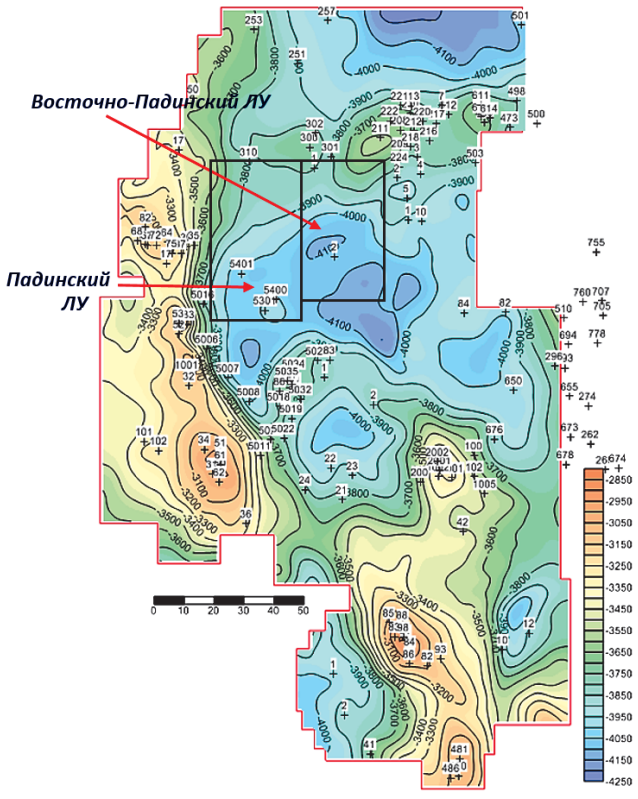


Рис. 5. Структурная карта по кровле верхней юры (отражающий сейсмический горизонт Б) Нерутинской впадины

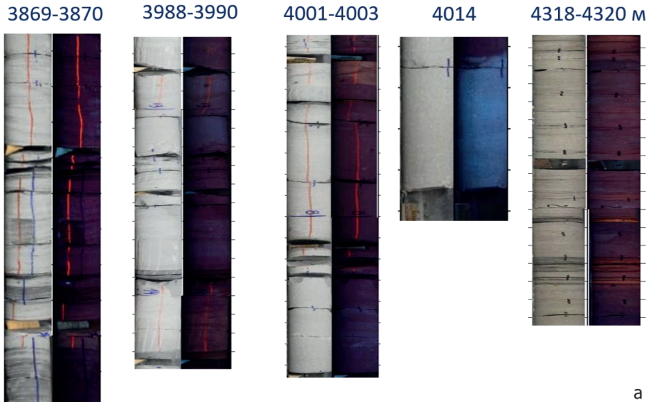
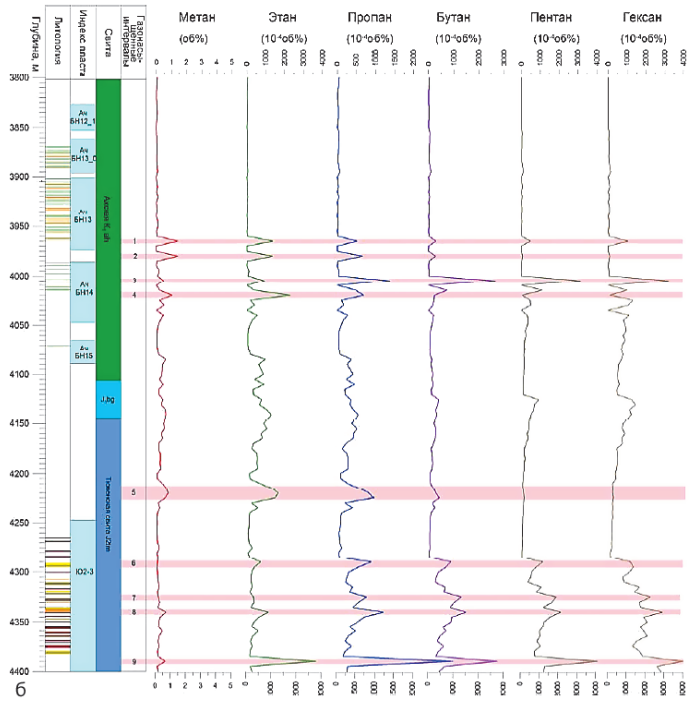


Рис. 6. а – Фотографии керна (в дневном и ультрафиолетовом свете). Свечение керна в ультрафиолетовом свете свидетельствует о наличии УВ-насыщения пластов ачимовской толщи и тюменской свиты в скв. 5401-П, цифрами сверху отмечены глубины отбора образцов, м; б – результаты детальной газометрии бурового раствора в скв. 5401-П (данные ЗАО «НПЦ «Геохимия»). Розовым цветом показаны продуктивные интервалы, рекомендованные к испытанию

$Ач_{14}$–$Ач_{15}$. В скв. 5400-П, пробуренной первой, были получены притоки газоконденсатной смеси с дебитами 40,0–55,0 тыс. м^3/сут, а в скв. 2-ВП – 122,5–224,4 тыс. м^3/ сут. В пластах $Ю_{2-3}$ притоков не было получено, несмотря на признаки продуктивности в керне.

Казалось бы, Нерутинская впадина все-таки доказала свою продуктивность, причем открытая залежь относится к «синклинальному» типу и занимает погруженную часть впадины. Но в последующей скважине 5401-П из ачимовской толщи были получены притоки воды (7,48–48,2 м^3/сут) только со следами нефти (или конденсата) и газа. Несмотря на дефекты цементирования (отсутствие сцепления – 6%, частичное сцепление цементного камня с колонной – 94%; «неопределенное» сцепление цементного камня с породой – 98,5% и отсутствие сцепления – 1,5%), скважина не была признана техническим браком и существенно сократила перспективность этой залежи. По мнению наших коллег из ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ», основанному на результатах, полученных в этой скважине, запасы Падинского месторождения весьма ограничены (Поляков и др., 2018). По нашему же мнению, эта скважина подтверждает газонасыщенность пластов-коллекторов зоны АВФД, о чем свидетельствует высокоточная газометрия бурового раствора, полученная в этой скважине (рис. 6, а) и подтвержденная люминескопией (рис. 6, б). Указанные выше дефекты цементирования объясняют поступление в интервалы перфорации воды по затрубью из отложений шельфового неокома с гидростатическими давлениями. Мы считаем, что разведку Падинского газоконденсатного месторождения после уточнения его геолого-геофизической модели с учетом данных сейсморазведочных работ МОГТ 3D необходимо продолжить.

Заметим, что в 90-е годы XX в. в непосредственной близости от точки заложения скв. 5400 была пробурена скв. 5301, в которой ачимовская толща не была испытана из-за технических дефектов и сильного газирования, по этой причине скважина считалась непродуктивной.



Падинское месторождение не было бы открыто, если бы мы также оценивали эту скважину.

Если по поисково-оценочным и разведочным скважинам, вскрывающим зону АВФД, информации, как правило, недостаточно для детального и достоверного анализа термобарических, газо- и гидрохимических параметров пластовых систем и флюидов (можно отметить лишь чрезвычайно большой разброс указанных параметров), то по эксплуатационным скважинам данных значительно больше, и они свидетельствуют о том, что притоки воды, получаемые совместно с газом, конденсатом и нефтью из ачимовской толщи на Уренгойском и Ямбургском месторождениях в таких скважинах, вызваны дефектами их цементирования и связаны с заколонными перетоками из неокомских отложений.

Оценка качества эксплуатационного бурения

На северном куполе Уренгойского НГКМ АО «Ачимгаз» ведет добычу газоконденсата из ачимовской толщи. При последовательном разбуривании залежи от восточного крыла к своду совместно с продукцией (дебиты газа от 2–3 до до 460 тыс. м^3/сут, конденсата до 100 м^3/сут) были получены значительные притоки воды (от 5 до 100–135 м^3/сут) в присводовых скважинах. Ранее в этой же части месторождения водные притоки (совместно с УВ) были получены в разведочных скважинах 737, 739 (ачимовская толща), 510 (ачимовская толща и юра). Главной особенностью этой газоводоносной зоны является приуроченность к АКЗ, осложняющей северный купол Уренгойского вала (рис. 7). Для таких флюидодинамических структур характерны гипервысокие флюидные давления и высокая газонасыщенность глубоких недр, за счет чего снижаются скорости распространения сейсмических колебаний и формируются «раздувы»

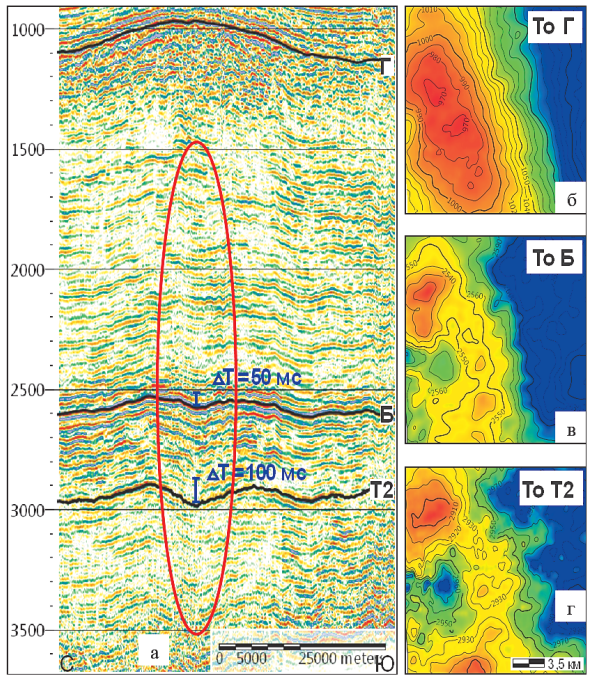


Рис. 7 Аномальная кольцевая зона (АКЗ), приуроченная к сводовой части Северного купола Уренгойского вала: а – временной сейсмический разрез, АКЗ выделена красным овалом; б, в, г – карты изохрон (T_0) по отражающим горизонтам (ОГ): Г (кровля сеномана), Б (кровля юры) и Т2 (средняя юра, байос) соответственно. АКЗ характеризуется раздувами временных толщин, увеличивающимися вниз по разрезу

в поле времен, фиксируемые по материалам сейсморазведки МОГТ (Нежданов и др., 2013). Все притоки воды с дебитом более 4 м^3/сут получены из ачимовской толщи в этой зоне (рис. 8). Для всех пробуренных в ней скважин установлены серьезные дефекты цементирования. По нашему мнению, очевидна связь высоких давлений

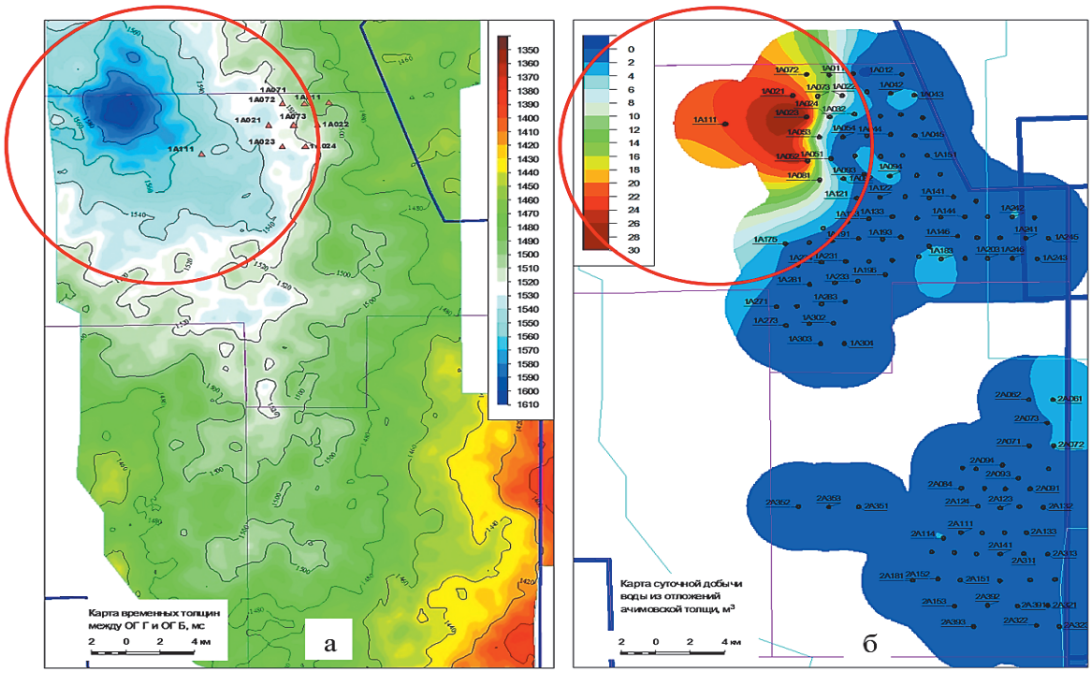


Рис. 8. а – Карта временных толщин между ОГ Г и Б. В АКЗ, положение которой показано красной окружностью, происходит резкое увеличение временных толщин между ОГ Г и Б, свидетельствующее о росте пластовых давлений и газонасыщенности разрезов неокома – юры; б – карта дебитов воды (т/сут), получаемой из ачимовского пласта $Ач_{3-4}$ на участке 1А и 2А АО «Ачимгаз». Все притоки воды дебитом более 4 м^3/сут получены из АКЗ

№ скв.	Дебиты			$P_{заб}$, мПа	T на устье, °С	Диаметр штуцера, мм
	Газа сепарации, тыс. м^3/сут	Нестабильный конденсат, м^3/сут	Воды, м^3/сут			
1А071	244,64–354,48	79,5–107,7	5,73–4,89	40,02–42,01	50,4–57,7	8,07–9,85 + эксп.
1А072	164,95–322,24	26,9–48,5	13,87–26,10	39,27–40,02	42,2–54,7	8,01–10,03 + эксп.
1А073	237,56–356,27	49,6–66,4	10,39–22,79	37,47–39,55	48,8–57,4	8,04–10,02 + эксп.
1А111	10,75–14,17	1,78–2,17	97,24–100,32	15,83–18,91	13,3–15,6	5–6
1А021	14,39–28,94	3,46–4,60	81,15–135,28	20,90–23,42	21,8–29,0	6,48–7,98
1А022	277,45–600,45	129,0–240,3	0,79–3,57	44,30–47,04	44,4–60,1	8,03–12,09 + эксп.
1А023	258,58–458,89	40,9–64,4	11,98–40,36	34,57–39,25	40,9–64,4	8,02–12,06 + эксп.
1А024	265,13–391,94	105,4–189,6	2,20–4,97	41,95–43,55	45,6–62,8	8,04–12,09+эксп.
1А164	20,85	25,41	118,24	27,5	23,9	8,01

Табл. 1. Промыслово-геологическая характеристика скважин с наиболее высокими притоками воды в эксплуатационных скважинах участка 1А АО «Ачимгаз»

и газонасыщенности в АКЗ с ухудшением качества цементирования, что стало причиной получения большого количества воды в продукции скважин. Анализ результатов геолого-технических исследований подтверждает этот вывод (табл. 1), представлен ниже.

На Ямбургском НГКМ разведка залежей УВ в зоне АВФД (ачимовская толща, тюменская свита) продолжалась более 20 лет. С учетом уникальности ачимовской толщи этого месторождения, связанной с авандельтой р. палеоТаз и достигающей общей мощности до 400 м при суммарной толщине песчано-алевритовых пород до 200 м и пород-коллекторов более 100 м, а также площади ее распространения (более 8,5 тыс. км^2) предполагалось, что запасы УВ в ней составят не менее 20 млрд т у.т. В процессе разведки (около 30 скв.) притоки воды были получены в двух скважинах, из-за пониженных УЭС ачимовских пластов наличие воды или смешанного (вода и нефть) насыщения предполагалось еще в пяти скважинах.

Эти скважины расположены в присводовой части Ямбургского поднятия, осложненного АКЗ. Характерно также уменьшение УЭС ачимовского пласта $Ач_{18}^1$ в сводовой части поднятия (при приближении к АКЗ) (Плешанов и др., 2020). Наибольший дебит нефти, полученный из этого пласта, составил 20 м^3/сут, газоконденсата – 5,45 тыс. м^3/сут. Значение K_a пластового давления, равное 1,65, было определено в скв. 182, 183, пластовая температура составила 97,6–101,3 °С. Отметим, что термобарические параметры могут оказаться заниженными из-за недоосвоенности объектов испытания. Но главное, что были получены устойчивые безводные притоки нефти.

В 2019–2020 гг. одной из компаний, аффилированных с ПАО «Газпром», в присводовой части Ямбургского НГКМ, восточнее АКЗ, было пробурено несколько эксплуатационных скважин с боковыми горизонтальными стволами (БГС) протяженностью до 1 км, в которых был выполнен многоступенчатый гидроразрыв с закачкой в пласт проппанта в количестве 100–300 т/порт. В результате в скважинах были получены высокодебитные смешанные притоки нефти, газа, конденсата и воды (сотни м^3/сут жидкостей и сотни тыс. м^3/сут газа). Был сделан вывод о том, что ачимовские нефтяные и газоконденсатные залежи в присводовой части Ямбургского поднятия обводнены и непригодны для разработки. На наш взгляд, этот вывод является спорным. Данные термометрии, полученные в одной из скважин

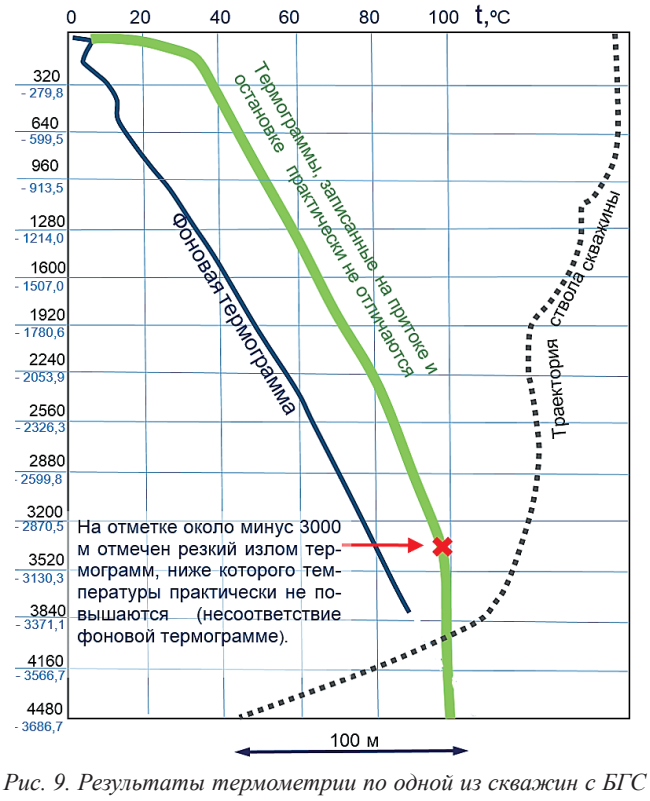


Рис. 9. Результаты термометрии по одной из скважин с БГС на Ямбургском НГКМ

с БГС, показывают следующее (рис. 9). На фоновой термограмме, записанной в остановленной скважине, температура вниз по разрезу (до отметки –3350 м) равномерно повышается в соответствии с температурным градиентом около 2,72 °С/100 м. Термограммы, записанные в работающей скважине, на притоке и на остановке практически не отличаются и демонстрируют одну важную особенность: на отметке –3000 м происходит резкий излом кривых и ниже этой отметки температуры в скважине практически не повышаются. Это свидетельствует о следующем. На отметке –3000 м залегает мощный, водообильный пласт $БУ_5$, который в случае негерметичности обсадной колонны может служить источником воды, поступающей в скважину по затрубью. В данном случае массированный гидроразрыв мог сыграть роль перфоратора, разрушающего цементное кольцо и породу вокруг ствола скважины и облегчающего поступление воды в порты гидроразрыва.

Обсуждение результатов

Рассматриваемая проблема оценки перспектив нефтегазоносности слабо изученных пластовых систем с АВФД является, пожалуй, одной из самых сложных в нефтегазовой геологии, а тема оценки качество выполненных ГРР и эксплуатационного бурения была закрыта для обсуждений. Тем не менее это важные проблемы, которые требуют рассмотрения и открытого обсуждения, поскольку они, по нашему мнению, наносят значительный экономический ущерб не только добывающим компаниям, но и государству, и не позволяют правильно оценить уникальный УВ-потенциал Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

«Месторождение можно разведать только один раз, поэтому любая ошибка разведки неисправима» – считают Г.А. Габриэлянц и В.И. Пороскун (2017, с. 26). Однако с этим трудно согласиться. Ретроспективный анализ эффективности ГРР в Западной Сибири показал (Нежданов и др., 2014), что даже при высокой плотности ресурсов УВ каждый новый шаг в геологоразведочном процессе приводил к серьезным проблемам в изучении продуктивных объектов и негативно сказывался на эффективности ГРР. В 70-е годы – начале 80-х годов XX в. в большинстве глубоких скважин были получены лишь признаки УВ (незначительные притоки воды с пленками нефти и конденсата и растворенным газом), даже в шельфовых неокомских отложениях. Из-за недостаточно высокого качества ГРР сложилось представление о низком УВ более глубоких (относительно сеномана) горизонтов, поскольку залежи нефти и газоконденсата в неокоме «с первой попытки» были открыты только на Уренгойском и Ямбургском месторождениях. Позднее, при повторном опоисковании неокомских горизонтов залежи УВ были открыты на большинстве месторождений ЯНАО, зачастую со 2–3-й попытки. Рекордсменом является Медвежье месторождение, на южном куполе которого неокомские залежи были открыты в 2005 г. лишь с пятой попытки. Ачимовские отложения на Уренгойском НГКМ удалось опробовать только в третьей скважине, вскрывшей их.

Проблема качества цементирования глубоких скважин является системной и аналогичной по решаемости традиционным российским проблемам – дорог, футбола и пр. В связи с этим приведем слова известного ученого-нефтяника А.И. Булатова, основателя ВНИИКРнефти и созданного на его основе НПО «Бурение»: «Некачественное цементирование скважин может быть причиной неправильной оценки перспектив разведываемых площадей. Это один из наиболее опасных видов осложнений, часто переходящих в аварии. Перетоки флюидов – обычное явление. Как далеко заходят эти процессы, пока точно неизвестно – таких экспериментов специально не ставят, но, очевидно, очень далеко.

Какую скважину после бурения считать качественной? При нынешнем подходе к строительству скважин – почти никакую. Мы должны заботиться о кладовых природы, должны охранять их для своего же блага и блага своих потомков. В основе охраны недр существует правило «Не навредить» (Булатов, 2017, с. 11).

В этом отношении зона аномально высоких флюидных давлений, «рабочим телом» которых является глубинный газ (и газированная нефть), представляет наибольшую опасность. Выделяющийся из пород газ дренирует цемент, создает в нем каналы и пустоты, нарушая герметичность цементного камня. В первую очередь это происходит в зонах наиболее высоких АВФД, создающих разнообразные по морфологии газовые трубы, наиболее крупными из которых являются АКЗ. Именно такие флюидодинамические структуры расположены на северном куполе Уренгойского вала и в присводовой части Ямбургского поднятия, где высокодебитные притоки низкотемпературной воды получены при освоении ачимовской толщи в эксплуатационных скважинах. В данном случае сомневаться в переточной природе этой воды нет оснований, поскольку высокие дебиты воды противоречат законам физики – в зоне АВПД подвижной воды быть не может.

Резкое снижение УЭС в пределах АКЗ, зафиксированное и на Уренгойском, и на Ямбургском месторождениях, рассматривается в качестве доказательства обводненности ачимовских залежей в сводах гигантских поднятий (Мормышев и др., 2018; Плешанов и др., 2020) вопреки геологическим законам. Заметим, что уменьшение УЭС пород под влиянием АВФД является известным явлением, оно вызвано снижением эффективного напряжения, действующего на породы, и раскрытием за счет этого токопроводящих путей – поровых каналов, трещин, мелких капилляров, что также сопровождается растворением содержащихся в породе солей (Кобранова, 1986; Гальченко, 1990). Поэтому рассматривать снижение значений коэффициента нефтегазонасыщенности в качестве единственной причины уменьшения УЭС пород-коллекторов нельзя. В данном случае, и на Ямбургском, и на Уренгойском (северный купол) месторождениях наличие АКЗ свидетельствует о росте АВФД, значения K_a которого в таких структурах могут достигать 2,4 (Нежданов и др., 2013). По нашему мнению, именно это, а не снижение газонасыщенности, влияет на уменьшение УЭС в рассматриваемых объектах.

Зачастую отсутствие возможности получения заколонных перетоков. объясняется высокими забойными давлениями, которые фиксируются на забое скважины. Это объяснение для скважин на северном куполе Уренгоя неприемлемо, т.к. значения забойных давлений в скважинах с водными притоками настолько низкие (до 15,9–20,8 мПА, табл. 1), что позволяют получать воду по затрубью не только из неокомских отложений, но и из пластов покурской свиты (апт – сеноман). Тесные связи (значения коэффициентов корреляции больше 0,9) между дебитами воды, забойными давлениями и температурами на устье (рис. 10) однозначно свидетельствуют о переточной (по затрубью из вышележащих водоносных пластов с низкими пластовыми температурами) природе полученных притоков воды на северном куполе Уренгоя.

На Ямбургском месторождении провести анализ забойных давлений нам не удалось из-за недостаточности имевшихся в нашем распоряжении данных, хотя результаты термометрии, по нашему мнению (рис. 9), убедительно свидетельствуют о переточном характере полученной в скважинах с БГС воды. Чтобы доверять забойным давлениям, необходимо изучить взаимодействие пластовых систем и внутрискважинного пространства, что далеко не всегда возможно.

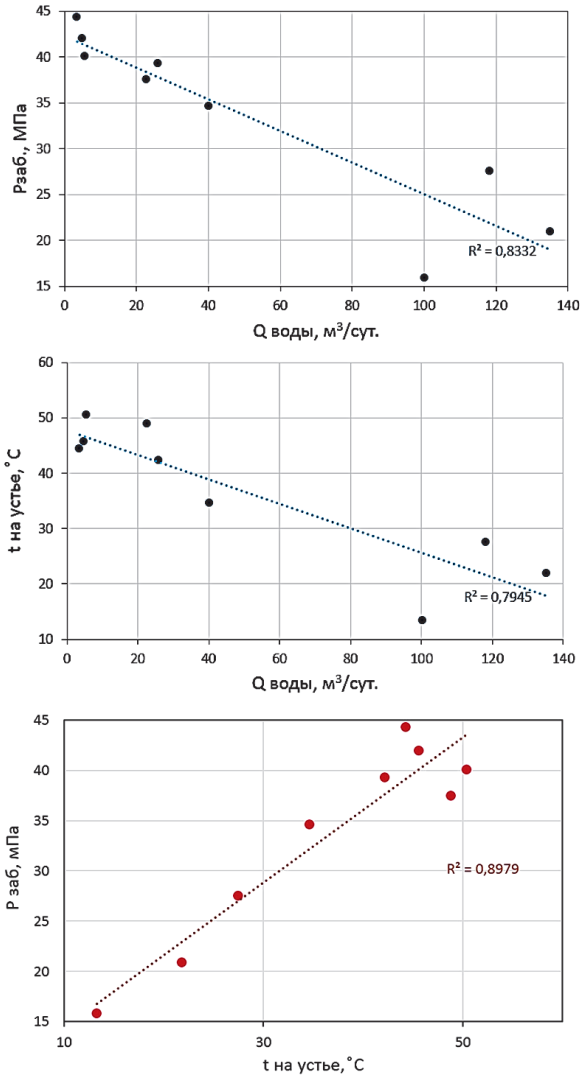


Рис. 10. Графики связи дебитов воды с забойными давлениями и температурой на устье по скважинам с высокодебитными притоками воды на участке 1А АО «Ачимгаз» Уренгойского НГКМ

Приведем еще два аргумента в пользу «переточности» получаемой воды в эксплуатационных и других высокодебитных скважинах. Во-первых, это длительная работа таких скважин с устойчивыми смешанными притоками, зачастую с преобладанием воды. Из-за различий в фазовых проницаемостях вода в таком случае неизбежно «отожмет» газ и скважина будет «работать» только водой. Во-вторых, отсутствует (по данным ГТИ) дифференциация газ/вода по высоте в значительных по высоте (толщине) интервалах перфорации (до 100 м), не говоря уже о БГС, что также соответствует поступлению воды в скважину по затрубью сверху.

Таким образом, на основе вышесказанного можно заключить, что высокодебитные (экспертно, первые десятки м³/сут и более) притоки воды, получаемые при испытаниях из пластов зоны АВПД, однозначно являются переточными. Во-первых, такие притоки воды для «слабых» ачимовских и юрских пород-коллекторов не характерны. Во-вторых, свободная, способная перемещаться вода и АВФД несовместимы. Предполагать же наличие связанной воды, способной обеспечить такой дебит, с нашей точки зрения некорректно.

В настоящей статье мы не рассматриваем вопросы о минерализации получаемой из скважин воды, о связи УЭС с процессами формирования газовых и газоконденсатных залежей. Заметим только, что, по нашему мнению, минерализация воды, получаемой совместно с продукцией из ачимовских залежей, также свидетельствует о перетоке этой воды в зону АВФД из неокома, а УЭС газонасыщенных пород-коллекторов отражают в первую очередь динамику (скорость и давление) процесса заполнения пород-коллекторов газом. Однако эти вопросы требуют отдельного рассмотрения.

Можно теоретически предполагать, что в случае низких коллекторских свойств пород зоны АВФД и малой активности глубинных флюидодинамических процессов, идущих с относительно невысокими давлениями (в любом случае они должны быть выше давления естественного гидроразрыва пород либо соизмеримы с ним, т.е. близки к геостатическому давлению) пласты-коллекторы могут быть лишь незначительно заполнены УВ, содержать довольно большое количество в разной степени связанной и малоподвижной воды. Скорее всего, это должно происходить в условиях незначительного превышения значений K_a над гидростатическим давлением, т.е. по периферии зоны АВФД.

Для центральных частей зоны АВФД – Надым-Пур-Тазовский регион, п-ов Ямал, Гыданский п-ов (рис. 1) – такая ситуация менее ожидаема, т.к. при высокой активности флюидодинамических процессов и субвертикальной миграции глубинных УВ газов и паров, заполняться ими будут резервуары в любой структурной позиции, как на поднятиях, так и в прогибах, причем в последних значения K_a АВПД будут даже большими. Поэтому мы и считаем прогибы в зоне АВФД не менее перспективными, чем поднятия.

На территориях, лишенных крупных антиклинальных структур, основные перспективы нефтегазоносности будут связаны с неантиклинальными и структурно-литологическими залежами зоны АВФД (нижние шельфовые пласты неокома, ачимовская толща, юра). Это в первую очередь территория Гыданского п-ова. Целесообразным будет бурение разведочных юрских скважин по периферии Бованенковского, Харасавэйского, Крузенштерновского, Южно-Тамбейского, Малыгинского поднятий, расширение контуров Тамбейского месторождения в сторону Малыгинского. Остается перспективным объектом для дальнейшего изучения нефтегазоносности Нерутинская впадина и ее продолжение – Танловская впадина, а в восточной части ЯНАО – Большехетская впадина. Перспективны и прогибы с АВФД на территории ХМАО – Тундринская, Юганская впадины, Уренгойско-Колтогорский рифт, продолжающийся в Томскую область.

Однако для того чтобы однозначно решить вопрос о продуктивности отложений зоны АВФД в конкретных скважинах, имеющихся традиционных данных в большинстве случаев недостаточно. Газовый каротаж в условиях бурения с утяжеленными буровыми растворами из-за их переутяжеления и использования «нефтяных ванн» малоинформативен, важные, но ограниченные методы изучения керна (определение фильтрационно-емкостных свойств, литолого-седиментологические исследования) не дают информации о нефтегазоносности вскрытого

разреза. И в XXI в. характер насыщения пластов определяют органолептически, «по запаху», в лучшем случае путем люминескопии. Как показывает опыт ПАО «Газпром» (Черепанов и др., 2016, 2011 и др.), для повышения информативности скважинных данных, в том числе (если не в первую очередь) для зоны АВФД, в скважинах должны проводиться детальная газометрия бурового раствора и газохимические исследования всего отобранного керна (газометрия, а также изучение спиртобензольных и хлороформенных вытяжек), с хроматографическим определением содержания большого количества углеводородных и неуглеводородных компонентов. Эта информация позволяет, во-первых, выявить продуктивные интервалы и получить количественную характеристику насыщения пород-коллекторов. Во-вторых, она дает основание оценить качество испытаний и принять обоснованное решение в случае получения притоков воды либо о целесообразности изменения модели залежи, либо о наложении штрафных санкций на бурового подрядчика.

Таким образом, главным условием повышения качества и эффективности ГРР на отложения, залегающие в зоне АВПД, является использование современных технологий бурения, крепления и испытания глубоких скважин, позволяющих вскрывать пласты зоны АВПД «на равновесии», качественно выполнять их цементирование, исключающее возможность заколонного перетока в интервал перфорации из выше- или нижележащих отложений.

Заключение

Глубинная модель нафтидогенеза и газонапорная (газодинамическая) модель формирования АВФД позволяют исключительно высоко оценивать перспективы нефтегазоносности глубинной зоны АВФД Западной Сибири, которая рассматривается как единое, но сложнопостроенное «местоскопление» газа, конденсата и нефти. Ее ресурсы экспертно оценены в диапазоне 475 (условно локализованных) – 1900 (условно потенциальных) млрд т у.т., что позволяет считать Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн крупнейшим в мире не только по площади, но и по ресурсной базе.

Рассмотрены типичные примеры низкой эффективности ГРР в зоне АВФД, установлено, что во всех случаях отсутствие продуктивности в скважинах обусловлено их дефектами, в первую очередь низким качеством цементирования. По этой причине необходимы системные мероприятия по повышению качества бурения, крепления и испытаний глубоких скважин, вскрывающих зону АВФД. Поскольку флюидодинамические процессы, в том числе и формирование АВФД, остаются слабоизученными, необходимы специализированные научно-исследовательские работы по этой тематики, создание полигонов для изучения глубинной флюидодинамики. Залежи УВ в ачимовской толще и тюменской свите требуют доразведки и существенной корректировки моделей на всех лицензионных участках в ЯНАО.

Литература

Аникиев К.А. (1980). Геодинамическая теория сверхвысокой пластовой энергии разбуриваемых нефтегазоносных недр Земли. *Дегазация Земли и геотектоника: Сб. тр.*. М.: Наука, с. 205–217.

Булатов А.И. (2017). Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин (обращение А.И. Булатова к потомкам). *Булатовские чтения: Материалы I Междунар. науч.-практ. конф.* Краснодар: Изд. дом «Юг», Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика, с. 11–13.

Вассоевич Н.Б., Карцев А.А. (1976). [Рец.] Полезный обзор. *Изв. вузов. Нефть и газ*, (8), с. 103–106.

Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И. (2017). История научных основ поисков нефти. *Известия НАН РА. Науки о Земле*, 70(3), с. 21–30.

Гальченко А.И. (1990). Способы оценки и прогноза геофлюидальных давлений на основе данных ГИС в нефтегазоносных районах Западной Сибири: Автореф. … дис. канд. геол.-минерал. наук. М.: ВНИИГЕОИНФОРМСИСТЕМ, 20 с.

Гречнева О.М. (2021). Гипотеза формирования подвижной воды в ачимовских пластах Уренгойского месторождения. *Газовая промышленность*, (3), с. 32–37.

Давыдов А.В. (2018). Новые горизонты. *Газпром*, (4), с. 11–15.

Дюнин В.И. (2000). Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Науч. мир, 472 с.

Дюнин В.И., Корзун А.В. (2003). Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов: обзорная информация. М.: Науч. мир, 97 с.

Загоровский Ю.А. (2017). Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири: Автореф. … дис. канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, ТИУ, 20 с.

Карасева Т.В., Горбачев В.И., Келлер Б.М., Пономарев В.А. (1996). Основные научные результаты исследования Тюменской сверхглубокой скважины. *Тюменская сверхглубокая скважина (интервал 0–7502 м). Результаты бурения и исследования: Сб. науч. докл.* Пермь: КамНИИКИГС, с. 49–62.

Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. (1986). Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 224 с.

Кобранова В.Н. (1986). Петрофизика. М.: Недра, 392 с.

Кучерук Е.В., Люстих Т.Е. (1986). Прогнозирование и оценка аномальных пластовых давлений по материалам геофизических исследований. М.: ВИНИТИ, 128 с.

Мормышев В.В., Нестеренко А.Н., Загорнов С.О. (2018). Геологическое и геолого-технологическое моделирование нижнемеловых отложений севера Западной Сибири на основе программного комплекса Visual Geomodel. СПб.: ООО «Недра», 128 с.

Нежданов А.А., Огибенин В.В., Давыдов А.В. (2014). Ретроспективный анализ эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. *Газовая промышленность*, S(716), с. 113–118.

Нежданов А.А., Огибенин В.В., Смирнов А.С. (2013). Роль флюидодинамических процессов в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири. *Материалы XVI Координационного геологического совещания.* М.: ООО «Газпром экспо», с. 40–53.

Нежданов А.А., Смирнов А.С. (2021). Флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных. Тюмень: ТИУ, 286 с.

Плешанов Н.Н., Пескова Д.Н., Забоева А.А., Наумов А.А., Останков А.В., Ниткалиев И.М. (2020). Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании «Газпром нефть». *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, (3), с. 16–25.

Поляков Е.Е., Рыбальченко В.В., Рыжов А.Е., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. (2018). Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? *Геология нефти и газа*, (4s), с. 45–57.

Скоробогатов В.А. Пятницкая Г.Р., Соин Д.А., Скоробогатько А.Н. (2018). Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах. *Геология нефти и газа*, (4s), с. 59–65.

Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. (2023). Учение об этапности освоения углеводородного потенциала разномасштабных геологических объектов (территорий) в связи с формированием и развитием минерально-сырьевой базы газо-и нефтедобычи. *Вести газовой науки*, (1), с. 71–81.

Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Клокова В.П. (2011). Комплексирование геофизических и геохимических методов при выделении интервалов испытания поисково-разведочных скважин севера Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (8), с. 47–52.

Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Нерсесов С.В., Мясников И.Ф., Миротворский М.Ю., Зверева В.Б. (2016). Комплексные геохимические исследования на некоторых объектах Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (7), с. 43–54.

Сведения об авторах

Алексей Алексеевич Нежданов – доктор геол.-минерал. наук, советник по геологии, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (ЗапСибНИИГГ)

Россия, Тюмень, ул. Республики, д. 48

e-mail: nezhdanovaa@zsniigg.ru

Валерий Владимирович Огибенин – кандидат геол.-минерал. наук, и.о. заместителя генерального директора по геологоразведке, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (ЗапСибНИИГГ)

Россия, Тюмень, ул. Республики, д. 48

Статья поступила в редакцию 19.07.2023;
Принята к публикации 22.08.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Prospects for the oil and gas potential of the zone of abnormally high reservoir pressures in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug assuming deep fluid dynamics

A.A. Nezhdanov[*], *V.V. Ogibenin*

West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics, Tyumen, Russian Federation

[*]*Corresponding author: Alexey A. Nezhdanov, e-mail: nezhdanovaa@zsniigg.ru*

Abstract. In Western Siberia, the zone of abnormally high reservoir pressures (AHRP) covers an area of more than 500 thousand km^2 in the north of the basin. It begins with a clay layer above the Achimov formation of Neocomian sandy-silty formation, covers the Achimov formation, Upper–Lower Jurassic, Triassic and partially Paleozoic and is subject to tectonic control, which indicates the deep origin of this phenomenon. Gas-pressure, or gas-dynamic, theory of AHRP, proposed by K.A. Anikiev in the 70s of the 20th century, allows us to assess the prospects for oil and gas content of the AHRP zone higher than it is commonly-accepted.

Analysis of the results of previously completed geological exploration work on the deep horizons of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug indicates that their relatively low efficiency (50–60%) is associated with the insufficiently high quality of well operations, primarily cementing, which is also due to the influence of AHRP. In all wells drilled to deep horizons, direct signs of oil and gas potential were obtained and cementing defects were identified.

It is concluded that deep fluid-dynamic processes (active, pressure degassing of the Earth's interior) are responsible both for the saturation of reservoir rocks with hydrocarbons and for the dynamics of their filling (ultra-high pressures and velocities), which determine the main characteristics of reservoir rocks. Recognition of a deep source of hydrocarbons will not only make it possible to fundamentally increase the resource base of the AHRP zone, but will also require a revision of ideas about the formation and structure of hydrocarbon deposits in this zone and the petrophysical substantiation of their models. However, to realize the unique hydrocarbon potential of the AHRP zone, it is necessary, first of all, to improve the quality of deep wells construction and appropriate information content.

Keywords: Western Siberia, abnormally high reservoir pressures, deep model of naphtidogenesis, assessment of oil and gas resources, well welling and testing, geological exploration, deep horizons

Recommended citation: Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V. (2023). Prospects for the oil and gas potential of the zone of abnormally high reservoir pressures in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug assuming deep fluid dynamics. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 13–26. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.3

References

Anikiev K.A. (1980). Geodynamic theory of ultra-high reservoir energy of drilled oil and gas subsoil of the Earth. *Earth degassing and geotectonics*: Coll papers. Moscow: Nauka, pp. 205–217. (In Russ.)

Bulatov, A.I. (2017). The concept of the quality of drilled oil and gas wells (A.I. Bulatov's appeal to descendants). *Bulatov Readings: Materials of the I Int. Sci.-Pract. Conf.* Krasnodar: Yug Publ., Vol. 1: Forecasting, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and Field Geophysics, pp. 11–13. (In Russ.)

Cherepanov V.V., Menshikov S.N., Varyagov S.A., Bondarev V.L., Mirotvorsky M.Yu., Klokova V.P. (2011). Integration of geophysical and geochemical methods in the allocation of test intervals for exploration wells in the north of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, (8), pp. 47–52. (In Russ.)

Cherepanov V.V., Menshikov S.N., Varyagov S.A., Nersesov S.V., Myasnikov I.F., Mirotvorsky M.Yu., Zvereva V.B. (2016). Complex geochemical studies at some objects of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, (7), pp. 43–54. (In Russ.)

Davydov A.V. (2018). New horizons. *Gazprom*, (4), pp. 11–15. (In Russ.)

Dunin V.I., Korzun A.V. (2003). The movement of fluids: the origin of oil and the formation of hydrocarbon deposits: an overview. Moscow: Nauch. Mir, 97 p. (In Russ.)

Dunin V.I. (2000). Hydrogeodynamics of deep horizons of oil and gas basins. Moscow: Nauch. Mir, 472 p. (In Russ.)

Gabrielyants G.A., Poroskun V.I. (2017). The history of the scientific foundations of oil prospecting. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the Republic of Armenia. Earth Sciences*, 70(3), pp. 21–30. (In Russ.)

Galchenko, A.I. (1990). Methods for estimating and predicting geofluidic pressures based on GIS data in oil and gas regions of Western Siberia. Cand. geol. and mineral. sci. diss. Moscow: Vniigeoinformsystem, 20 p. (In Russ.)

Grechneva, O.M. (2021). The hypothesis of the formation of mobile water in the Achimov strata of the Urengoyskoye field. *Gazovaya promyshlennost'*, (3), pp. 32–37. (In Russ.)

Karaseva, T.V., Gorbachev, V.I., Keller, B.M., Ponomarev, V.A. (1996). The main scientific results of the study of the Tyumen ultradeep well. *Tyumen ultra-deep well (interval 0–7502 m). Results of drilling and research*: *Coll. papers*. Perm: KamNIIKIGS, pp. 49–62. (In Russ.)

Kartsev A.A., Vagin S.B., Matusevich V.M. (1986). Hydrogeology of oil and gas basins. Moscow: Nedra, 224 p. (In Russ.)

Kobranova, V.N. (1986). Petrophysics. Moscow: Nedra, 392 p. (In Russ.)

Kucheruk E.V., Lustikh T.E. (1986). Prediction and estimation of anomalous reservoir pressures based on geophysical research materials. Moscow: VINITI, 128 p. (In Russ.)

Mormyshev V.V., Nesterenko A.N., Zagornov S.O. (2018). Geological and geological-technological modeling of the Lower Cretaceous deposits of the north of Western Siberia based on the Visual Geomodel software package. St.Petersburg: Nedra, 128 p. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Davydov A.V. (2014). Retrospective analysis of the effectiveness of geological exploration for oil and gas in Western Siberia. *Gazovaya promyshlennost',* S(716), pp. 113–118. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Smirnov A.S. (2013). The role of fluidodynamic processes in the formation of hydrocarbon deposits in the north of Western Siberia. *Proc. XVI Coordination Geological Meeting*. Moscow: Gazprom Expo LLC, pp. 40–53. (In Russ.)

Nezhdanov, A.A., Smirnov, A.S. (2021). Fluid-dynamic interpretation of seismic data. Tyumen: TIU, 286 p. (In Russ.)

Pleshanov, N.N., Peska, D.N., Zaboeva, A.A., Naumov, A.A., Ostankov, A.V., Nitkaliyev, I.M. (2020). A comprehensive analysis of the factors influencing the forecast of mobile water zones in the Achimov formations in the license areas of Gazprom Neft. PRONEFT, (3), pp. 16–25. (In Russ.)

Polyakov, E.E., Rybalchenko, V.V., Ryzhov, A.E., Skorobogatov, V.A., Khabibullin, D.Ya. (2018). Where to look for new largest, giant and unique gas-containing fields in Northern Eurasia? *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, (4s), pp. 45–57. (In Russ.) https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57

Skorobogatov V.A., Khabibullin D.Y. (2023). The doctrine of the phasing of the development of the hydrocarbon potential of different-scale geological objects (territories) in connection with the formation and development of the mineral resource base of gas and oil production. *Vesti gazovoy nauki*, (1), pp. 71–81. (In Russ.)

Skorobogatov V.A., Pyatnitskaya G.R., Soin D.A., Skorobogatko A.N. (2018). Experience in estimating potential free gas resources of sedimentary basins in Russia and their confirmability during prospecting and exploration. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, (4s), pp. 59–65. (In Russ.) https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-4s-59-65

Vassoevich N.B., Kartsev A.A. (1976). [Rev.] Useful overview. *Izv. vuzov. Neft' i gaz*, (8), pp. 103–106. (In Russ.)

Zagorovsky, Y.A. (2017). The role of fluidodynamic processes in the formation and placement of hydrocarbon deposits in the north of Western Siberia. Cand. Geol.-Mineral. Sci. Diss. Tyumen: TIU, 20 p. (In Russ.)

About the Authors

Alexey A. Nezhdanov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Advisor on Geology, West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics (ZapSibNIIGG)

48 Respublika st., Tyumen, Russian Federation

Valeriy V. Ogibenin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Acting Deputy Director General for Geological Exploration, West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics (ZapSibNIIGG)

48 Respublika st., Tyumen, Russian Federation

Manuscript received 19 July 2023;
Accepted 22 August 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.4

УДК 550.34.013.2

Секвенс-стратиграфическая модель как современный инструмент интерпретации сейсмических данных

Е.А. Потапова
ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия
e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru

В работе выполнено построение секвенс-стратиграфических моделей для клиноформной части разреза на изученной эксплуатационным бурением территории в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Цель исследования состояла в выявлении закономерностей распределения коллекторских свойств ачимовских объектов и обосновании системного подхода к корреляции отражающих горизонтов. Главная задача – обозначить характерные особенности системных трактов на основе данных керна хорошо изученного месторождения. Для решения поставленной задачи проведена классификация отложений, изученных керном в скважинах, в рамках секвентной модели. Для подтверждения теоретических представлений о формировании улучшенных зон коллекторов в системных трактах выполнен анализ фильтрационно-емкостных параметров (пористость, проницаемость). Сделаны выводы о связи коллекторских свойств резервуаров с типом системного тракта, в котором формировались отложения. Сформулированы выводы о необходимости интерпретации сейсмического разреза согласно принципам секвенс-стратиграфии, обозначены критерии для прослеживания отражающих горизонтов. На основе выполненного анализа предложен алгоритм построения модели, обеспечивающий прогноз зон с улучшенными коллекторскими свойствами. Обозначен ряд преимуществ относительно бессистемного подхода при корреляции отражающих горизонтов.

Ключевые слова: секвенс-стратиграфия, клиноформный комплекс, зоны улучшенных коллекторов, отражающий горизонт

Для цитирования: Потапова Е.А. (2023). Секвенс-стратиграфическая модель как современный инструмент интерпретации сейсмических данных. *Георесурсы,* 25(3), с. 27–33. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.4

Введение

В пределах севера Западной Сибири одним из основных резервуаров, перспективных для открытия крупных нефтяных месторождений, является ачимовская толща, где формируются ловушки литологического типа. Ачимовская толща – это составная часть клиноформных комплексов, при моделировании которых многими авторами используется метод секвенс-стратиграфии (Лебедев, 2018; Потапова, 2018; Жемчугова и др., 2021; Храмцова и др., 2022; Игошкин и др., 2022). Этот метод является одним из наиболее точных для восстановления геологической истории формирования отложений с использованием теоретических принципов седиментации и подробно описан в литературе (Catuneanu, 2006; Posamentier, Vail, 1988; Plint, Nummedal, 2000).

Секвенс-стратиграфические подразделения описываются в дополнении к Стратиграфическому кодексу России (Жамойда и др., 2000), как специальные стратиграфические подразделения, которые применяются для стратиграфического анализа осадочного выполнения бассейнов. Авторами дополнений к стратиграфическому кодексу (Жамойда и др., 2000) отмечается большая ценность метода секвенс-стратиграфии, заключающегося в высокой прогностической способности обнаружения коллектора.

Согласно выводам основоположников теории секвентной стратиграфии (Catuneanu, 2006; Posamentier, Vail, 1988; Plint, Nummedal, 2000), существует 5 моделей секвенсов (Depositional Sequence II, Depositional Sequence III, Depositional Sequence IV, Genetic Sequence, T-R Sequence), которые отличаются терминологией отдельных системных трактов, а также поверхностью, ограничивающей секвенс. Системные тракты для всех моделей секвенсов выделены по типам вертикального напластования осадочных толщ (Stratal staking patterns), которые закономерно сменяют друг друга в разрезе Трансгрессивный тип сменяется нормально регрессивным типом при высоком стоянии уровня моря, затем форсированно регрессивным типом, и далее нормально регрессивным типом при низком стоянии уровня моря.

Генетический тип секвенса (Genetic sequence), по мнению автора данной работы, наиболее подходит для секвенс-стратиграфического моделирования в условиях Западной Сибири, т.к. границы поверхности максимального затопления соответствуют региональным глинистым пачкам (Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания, 2004), что удобно при анализе сейсмофациальных комплексов (Потапова, 2018). Поэтому при построении секвенс-стратиграфической модели клиноформ Западной Сибири предлагается использовать

© 2023 Е.А. Потапова
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

[*] Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

HST (Highstand systems tract)	Системный тракт высокого стояния уровня моря
FSST (Falling-stage systems tract)	Системный тракт падения уровня моря
LST (Lowstand systems tract)	Системный тракт низкого стояния уровня моря
TST (Transgressive system tract)	Трансгрессивный системный тракт
BSFR (Basal surface of forced regression)	Базальная поверхность форсированной регрессии
CC (Correlative conformity)	Коррелятивная поверхность субаэральной эрозии
MRS (Maximum regressive surfaces)	Поверхность максимальной регрессии
MFS (Maximum flooding surface)	Поверхность максимального затопления
SU (Subaerial unconformity)	Поверхность субаэральной эрозии

Табл. 1. Основные сокращения, используемые для обозначения границ и системных трактов

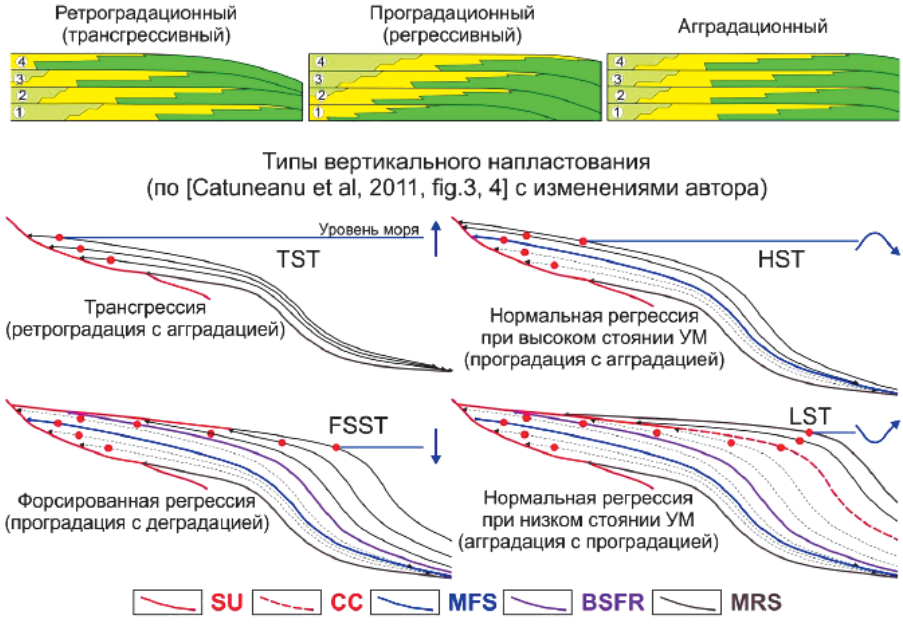


Рис. 1. Типы вертикальных последовательностей и особенностей напластования теоретической модели секвенса на основе данных (Van Wagoner, 1995; Catuneanu et al., 2011)

именно генетический тип секвенса. В таблице 1 приведена расшифровка аббревиатур, использующихся в модели секвенса. На рис. 1 показаны типы вертикальных последовательностей идеального секвенса.

Так как структура одного секвенса является упорядоченной, она может использоваться и при переносе свойств с изученного объекта на неизученный методом аналогии, что является предложением автора по новому применению данного инструмента. Для реализации такого подхода автором в рамках настоящего исследования выполнен статистический анализ петрофизических параметров (пористость, проницаемость), выполнено сопоставление свойств относительно разных системных трактов, сформулированы выводы о применимости полученных результатов при интерпретации неизученных территорий.

Материалы и методы

Объектом для анализа фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) были выбраны ачимовские отложения клиноформного комплекса Надым-Пурской нефтегазоносной области (НГО), где пробурено достаточное количество скважин, в которых лабораторными методами в рамках подсчета запасов определены пористость и проницаемость на образцах керна.

Выполнено моделирование секвенса по выбранным сейсмическим профилям и соотнесение пластов с определённым системным трактом (рис. 2–4). В первую очередь в рамках исследования были определены отражающие горизонты (ОГ), которые являются кровлями трансгрессивных пачек глин и одновременно границами генетических секвенсов. Такие границы хорошо выделяются в скважинах по данным геофизических исследований (ГИС) и характеризуются выдержанными фазами на сейсмических разрезах.

Внутри секвенса для установления границ системных трактов HST, FSST и LST выполнен анализ типов вертикального напластования (рис. 1).

Далее пласты, проиндексированные ранее по скважинам, были сопоставлены с выделенными системными трактами. На рис. 2 приведен разрез в северной части участка. Здесь пласты Ач3 относятся к системному тракту LST, пласты Ач4 и Ач5 – к FSST, пласты Ач6 – к HST. На рис. 3 приведен разрез в южной части исследуемого участка. На рис. 4 приведен разрез в крест простирания, на котором показана увязка разрезов между собой.

Всем образцам с определенными в лабораторных условиях при подсчете запасов значениями пористости ($K_п$) и проницаемости ($K_{пр}$) помимо приуроченности к пласту присвоены типы системных трактов.

Распределение зависимости $K_п$ от $K_{пр}$ всего облака данных приведено на рис. 5.

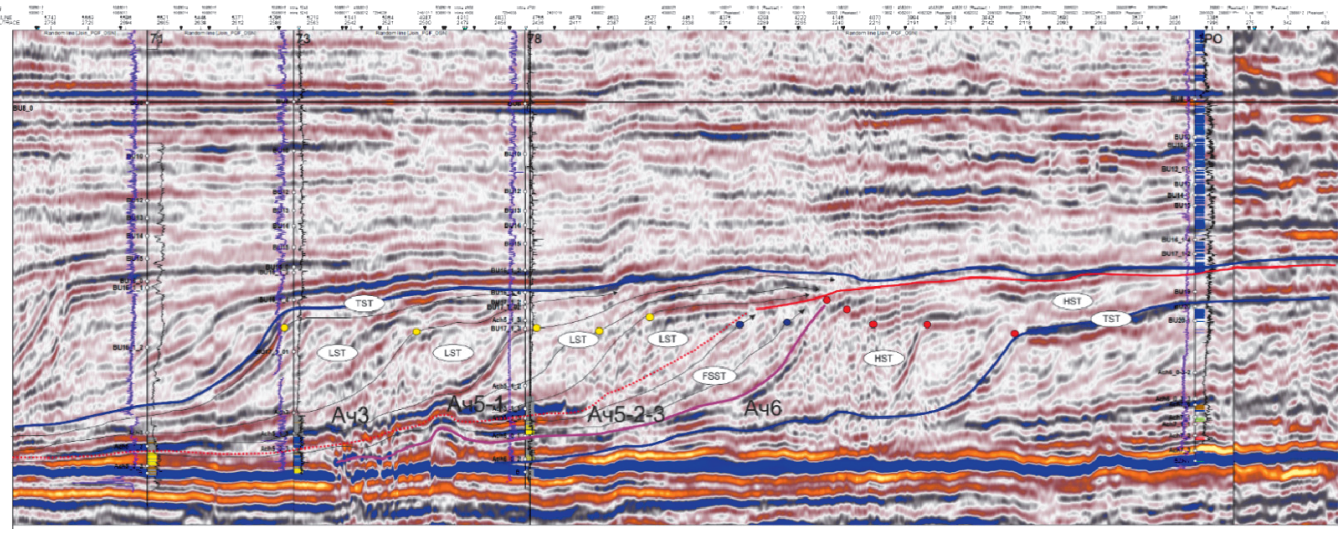


Рис. 2. Секвенс-стратиграфический разрез клиноформного комплекса в северной части участка

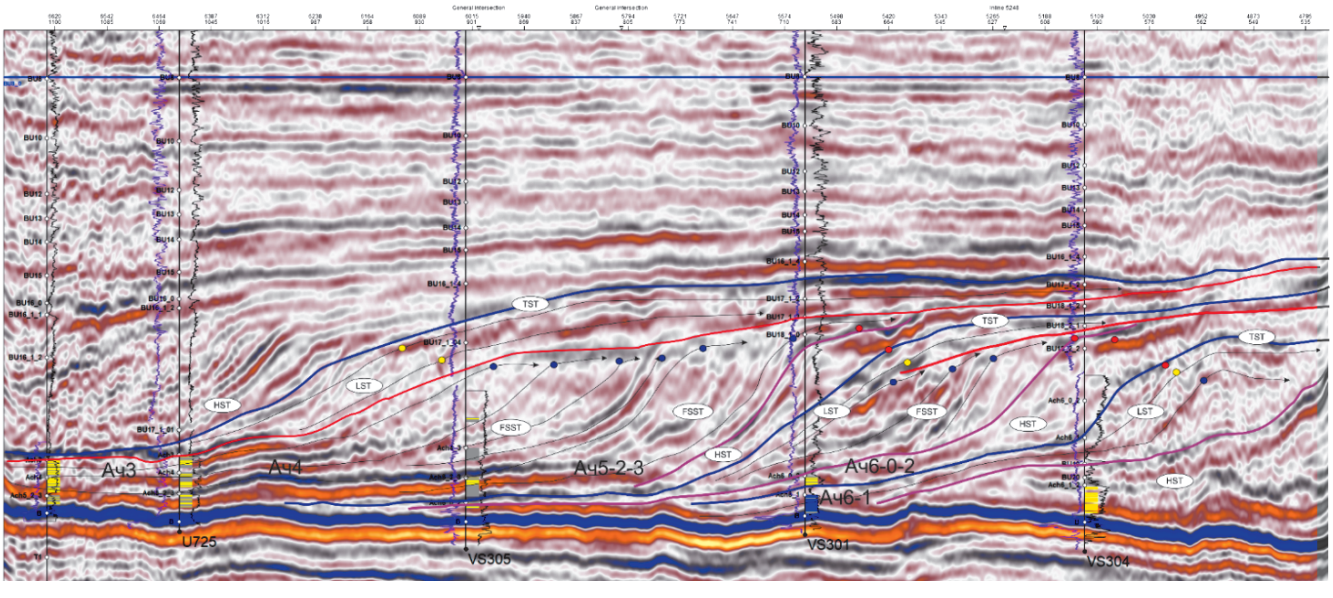


Рис. 3. Секвенс-стратиграфический разрез клиноформного комплекса в южной части участка

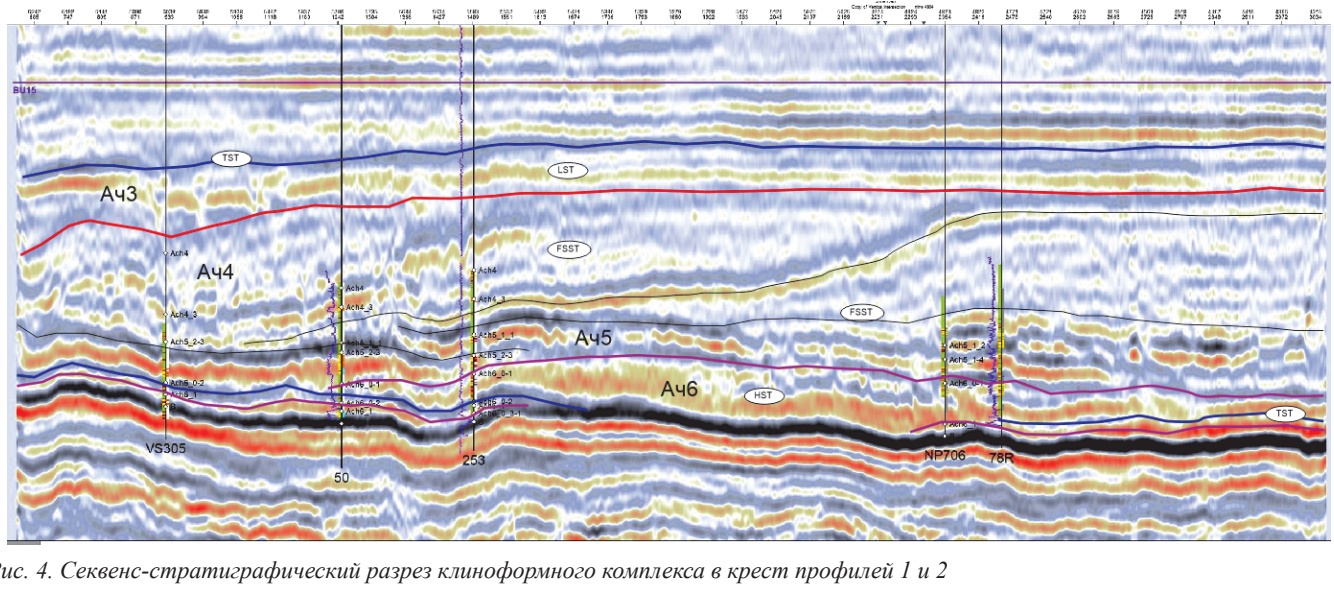


Рис. 4. Секвенс-стратиграфический разрез клиноформного комплекса в крест профилей 1 и 2

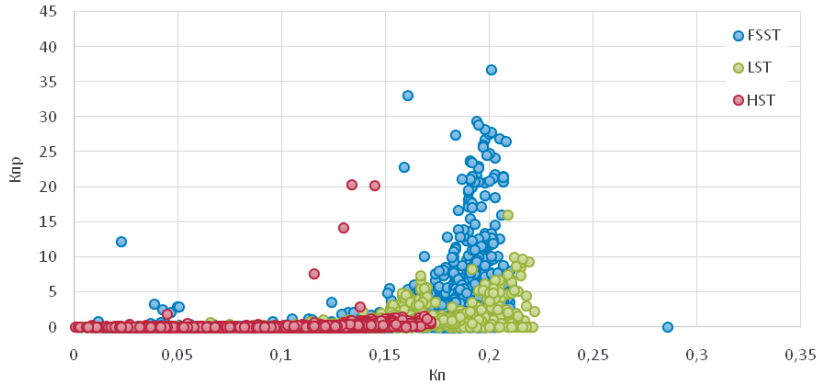
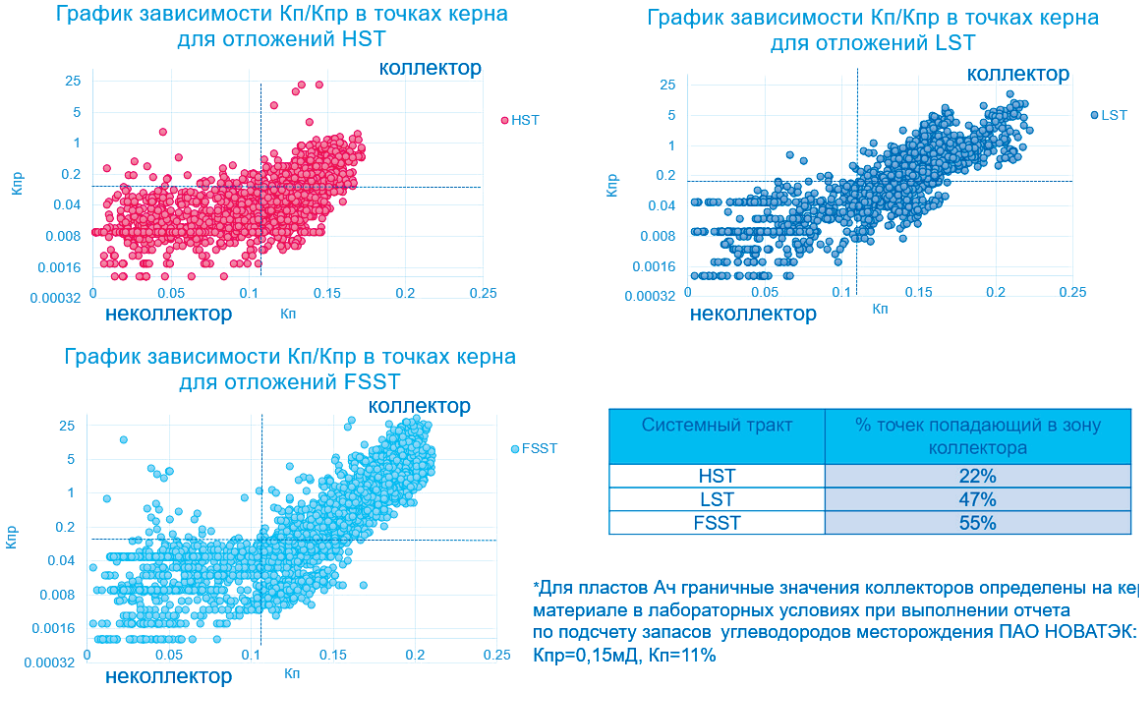


Рис. 5. График зависимости $К_п/К_{пр}$ в образцах керна, привязанных к определенным системным трактам



Системный тракт	% точек попадающий в зону коллектора
HST	22%
LST	47%
FSST	55%

*Для пластов Ач граничные значения коллекторов определены на керновом материале в лабораторных условиях при выполнении отчета по подсчету запасов углеводородов месторождения ПАО НОВАТЭК: Кпр=0,15мД, Кп=11%

Рис. 6. Анализ распределения коллекторов в образцах керна и обоснование вероятности наличия коллектора для каждого системного тракта

Выполнен анализ распределения коллекторов в образцах керна с учетом граничных значений, принятых для изучаемого месторождения (рис. 6).

Наибольший процент коллекторов по лабораторным данным характерен для отложений системных трактов LST (47% образцов) и FSST (55% образцов). Системный тракт HST представлен коллекторами всего в 22% всех исследуемых образцов керна.

Для дальнейшего анализа отдельно по каждому системному тракту приводятся графики распределения данных по проницаемости (рис. 7). В системном тракте FSST 22% случаев имеют значение более 2 мД. Это говорит о том, что эти отложения могут быть более продуктивны при вовлечении в разработку, чем отложения системных трактов LST и HST. Самые меньшие значения проницаемости (0–0,5 мД) наблюдаются в системном тракте HST, что говорит о малоперспективности этого системного тракта.

На графиках распределения значений пористости установлены модальные значения (moda) при этом стоит отметить, что они выше среднеарифметических по всем трем системным трактам (рис. 8). Наиболее высокие значения (модальные) наблюдаются в системном тракте FSST, при этом средние арифметические значения пористости в LST и FSST приблизительно равны. Системный тракт HST отличается очень низкой пористостью – средние значения в нем равны 0,097, что меньше даже граничного значения коллектора.

Обсуждение результатов

В результате проведенного анализа автором установлена взаимосвязь между системным трактом и качеством коллектора ачимовской толщи. Улучшенными коллекторскими свойствами обладают ачимовские объекты, открытые в системном тракте падения уровня моря FSST. Данное свойство рекомендуется учитывать при изучении перспективных территорий. Ачимовские отложения исследовались более чем в 9000 образцах керна, что говорит о высокой достоверности результата.

Для того чтобы можно было установить системный тракт, в котором происходила седиментация, необходимо использовать секвенс-стратиграфический анализ как инструмент при корреляции отражающих горизонтов.

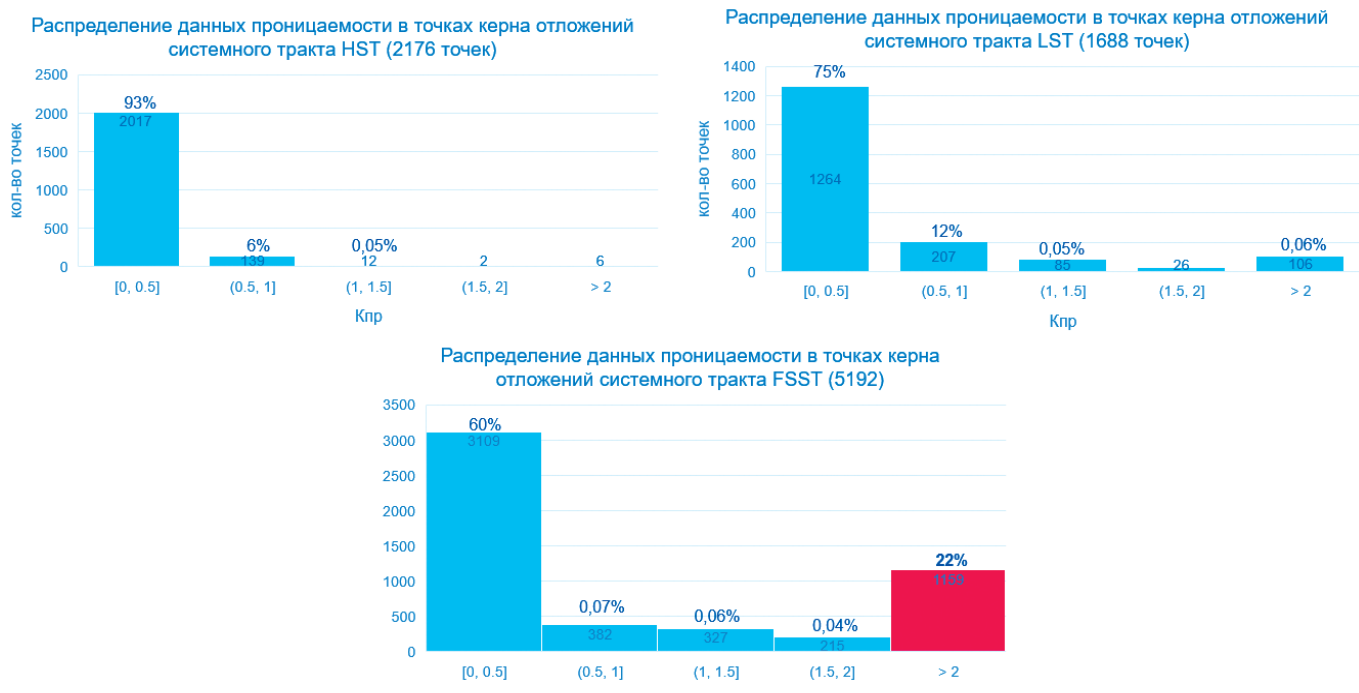
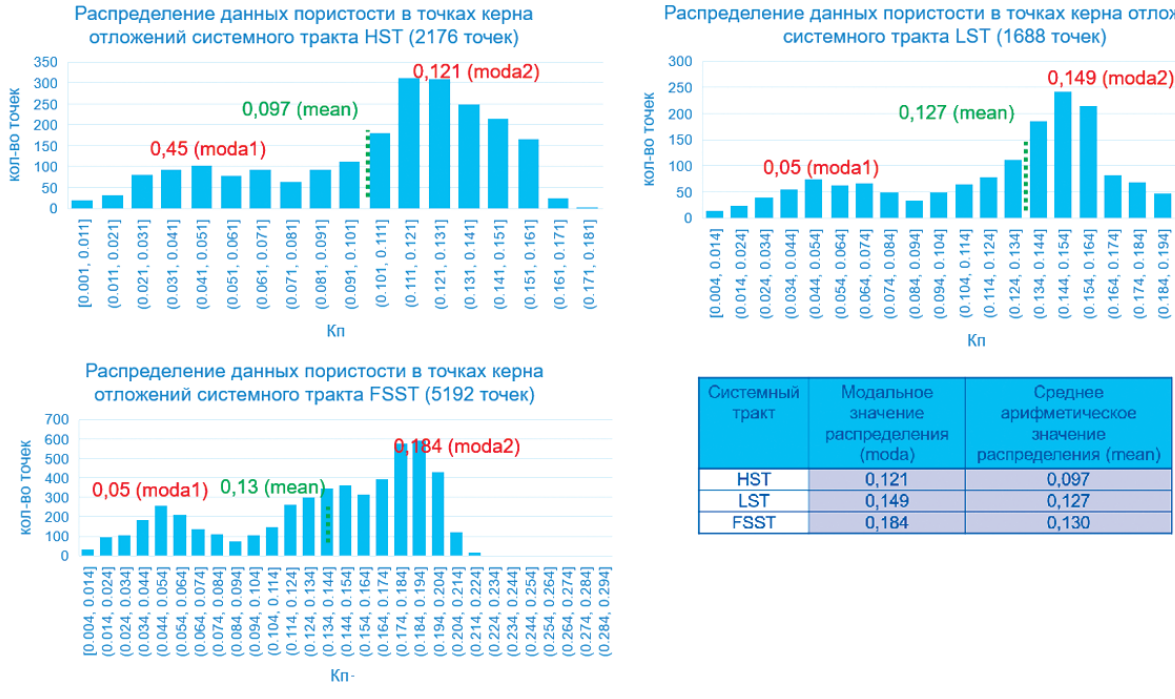


Рис. 7. Анализ распределения проницаемости в образцах керна с учетом их приуроченности к системному тракту



Системный тракт	Модальное значение распределения (moda)	Среднее арифметическое значение распределения (mean)
HST	0,121	0,097
LST	0,149	0,127
FSST	0,184	0,130

Рис. 8. Анализ распределения пористости в образцах керна с учетом их приуроченности к системному тракту



Рис. 9. Алгоритм реализации использования секвенс-стратиграфии в сейсмической интерпретации

На рис. 9 приведен алгоритм построения модели и интерпретации отражающих горизонтов, разработанный автором.

Выполнение последовательных действий алгоритма обеспечит выявление всех элементов секвенса и выбор первоочередных объектов для изучения, согласно полученным результатам.

Заключение

В рамках проведенных исследований выполнено следующее:

- Построена секвенс-стратиграфическая модель месторождения в ачимовской толще ПАО «НОВАТЭК», расположенного в пределах Надым-Пурской НГО Западно-Сибирской НГП.
- Все пласты ачимовской толщи сопоставлены с системными трактами. Собрана статистика по параметрам пористости и проницаемости, проведен анализ распределений значений в пределах системных трактов.
- Установлены закономерности между ФЕС и системным трактом, выявлены наиболее перспективные отложения.
- Разработан алгоритм построения модели и интерпретации отражающих горизонтов с учетом секвенс-стратиграфического метода, и даны рекомендации по его применению на стадии поисковых работ.

Как итог анализа всех исходных данных можно сделать следующие выводы:

1. Вся ачимовская толща согласно секвентной модели делится на 3 системных тракта: LST, FSST, HST;
2. Объекты, выделенные в FSST и LST, лучше по фильтрационно-емкостным свойствам согласно проведенному анализу (фактическим данным керна);
3. Системный тракт HST в ачимовской части обладает плохими коллекторскими свойствами.

Отмечается несколько преимуществ использования секвенс-стратиграфической модели относительно бессистемного подхода при корреляции ОГ. Первым из них является систематизированное выделение основных зон нефтегазонакопления на этапе построения структурного каркаса. Так как поверхности структурного каркаса полностью повторяют положение в разрезе системных трактов, то все свойства, характерные для системных трактов, проецируются на пласты, заключенные между этими поверхностями. Из этого положения следует преимущество – зоны нефтегазонакопления можно ранжировать по перспективности с учетом распределения ФЕС резервуаров. Все отражающие горизонты фиксируют смену характера седиментации, образование стратиграфических экранов для возможных ловушек контролируется выклиниванием отражающих горизонтов, что снижает вероятность пропущенных ловушек.

Основным выводом из работы является заключение, что прослеживание отражающих горизонтов с одновременным выделением всех элементов секвенса повышает качество итоговой модели, т.к. все стратиграфические особенности формирования пластов учитываются на этапе построения структурного каркаса.

При интерпретации сейсморазведочных данных на поисково-разведочном этапе рекомендуется начинать с выявления основных типов вертикального напластования осадочных толщ, для того чтобы установить положение секвенс-стратиграфических поверхностей и системных трактов в разрезе; далее на основе этого выполнять корреляцию отражающих горизонтов, соблюдая принципы секвенс-стратиграфического анализа. Выполненная таким образом корреляция сможет обеспечить высокую детальность итоговой модели, снизит риск пропуска ловушек, облегчит выбор аналогов для оценки ресурсного потенциала.

Литература

Жамойда А.И., Ковалевский О.П., Корень Т.Н., Маргулис Л.С. и др. (2000). Дополнения к Стратиграфическому кодексу России. СПб.: Изд.-во ВСЕГЕИ, 112 с.

Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. (2021). Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири. *Георесурсы*, 23(2), с. 179–191. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

Игошкин С.В., Балдин В.А., Игошкин В.П. (2022). Региональная секвенс-стратиграфическая модель Западной Сибири – основа для ГРР зональных и локальных проектов, разработки месторождений УВ. В сборнике: Геология и геофизика - 2022: наука, производство, инновации. *Материалы II Международной научно-практической конференции*. Тверь, с. 166–170.

Лебедев М.В. (2018). Фациальные несогласия и фациальные серии в секвенс-стратиграфии. Известия высших учебных заведений. *Нефть и газ*, 6(132), с. 24–32. https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-6-24-32

Потапова Е.А. (2018). Сиквенс-стратиграфическая модель нижнемелового клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского вала с Большехетской впадиной и прогноз структурно-литологических ловушек: Дис. … канд. геол.-минерал. наук. Тюмень: ТИУ, 137 с.

Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (2004). Новосибирск.

Храмцова А.В., Лебедев М.В., Васильев В.Е., Бабурин А.Н., Дубровина Л.А., Розбаева Г.Л. (2022). Секвенс-стратиграфическая модель как основа изучения фациальной структуры клиноформного неокома севера Западной Сибири. *В сборнике: Экзолит – 2022. Литология осадочных комплексов фанерозоя и докембрия. Годичное собрание (научные чтения)*. Москва, с. 143–145.

Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta, 375 p.

Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D., Posamentier H.W., Strasser A. and Tucker M.E. (2011). Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, (44), pp. 173–245. https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011

Posamentier H.W., Vail P.R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition II – sequence and sysstems tract models. The society of economic Paleontologist and Mineralogist, Sea-Level Changes – An integrated Approach. *SEPM Special Publication,* (42). https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0125

Plint A.G., Nummedal D. (2000). The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. In: *Sedimentary Response to Forced Regression* (D. Hunt and R. L. Gawthorpe, Eds.), pp. 1–17. Geological Society of London Special Publication. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2000.172.01.01

Van Wagoner J.C. (1995). Overview of sequence stratigraphy of foreland basin deposits: terminology, summary of papers, and glossary of sequence stratigraphy. In: *Sequence Stratigraphy of Foreland Basin Deposits* (J.C. Van Wagoner and G.T. Bertram, Eds.), pp. ix-xxi. American Association of Petroleum Geologists Memoir 64. https://doi.org/10.1306/M64594C5

Сведения об авторе

Елена Александровна Потапова – кандидат геол.-минерал. наук, старший эксперт

ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 26.06.2023;
Принята к публикации 11.09.2023;
Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Sequence stratigraphic model as a modern tool for seismic data interpretation

E.A. Potapova
NOVATEK Scientific and Technical Center, Tyumen, Russian Federation
e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru

Abstract. The sequence stratigraphic models for the clinoform part of the section in the territory studied by production drilling within the Nadym-Pur oil and gas region of Western Siberia are constructed. The purpose of study was to identify patterns in the distribution of reservoir properties of the Achimov objects and substantiate a systematic approach to the correlation of reflecting horizons. The main task is to identify the characteristic features of systemic tracts based on core data from a well-studied field. To solve the problem, a classification of sediments studied by core in wells was carried out within the framework of a sequence model. To confirm theoretical concepts about the formation of improved reservoir zones in system tracts, an analysis of filtration and capacitance parameters (porosity, permeability) was performed. There is the relationship between the reservoir properties and the type of system tract in which the deposits were formed. The seismic section requires the interpretation according to the principles of sequence stratigraphy, and criteria for tracing reflecting horizons. An algorithm for constructing a model is proposed that provides a forecast of zones with improved reservoir properties. A number of advantages for the unsystematic approach to correlating reflecting horizons are given.

Keywords: sequence stratigraphy, clinoform complex, zones of improved reservoir zones, reflecting horizons

Recommended citation: Potapova E.A. (2023). Sequence stratigraphic model as a modern tool for seismic data interpretation. *Georesursy = Georesources,* 25(3), pp. 27–33. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.4

References

Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta, 375 p.

Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D., Posamentier H.W., Strasser A. and Tucker M.E. (2011). Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, (44), pp. 173–245. https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011

Decision of the 6th interdepartmental stratigraphic meeting on the consideration and adoption of refined stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia (2004). Novosibirsk. (In Russ.)

Igoshkin S.V., Baldin V.A., Igoshkin V.P. (2022). The regional sequence-stratigraphic model of Western Siberia is the basis for geological exploration of zonal and local projects and the development of hydrocarbon fields. *Geology and Geophysics – 2022: science, production, innovation: Proc. II Int. Sci. and Pract.Conf.* Tver, pp. 166–170. (In Russ.)

Khramtsova A.V., Lebedev M.V., Vasil'ev V.E., Baburin A.N., Dubrovina L.A., Rozbaeva G.L. (2022). Sequence-stratigraphic model as a basis for studying the facies structure of the Neocomian clinoform in the north of Western Siberia. *Coll. papers: Ekzolit – 2022. Lithology of sedimentary complexes of the Phanerozoic and Precambrian. Annual meeting.* Moscow, pp. 143–145. (In Russ.)

Lebedev M.V. (2018). Facies unconformities and facies series in sequence stratigraphy. *Oil and Gas Studies*, 6(132), pp. 24–32. (In Russ.) https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-6-24-32

Posamentier H.W., Vail P.R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition II – sequence and sysstems tract models. The society of economic Paleontologist and Mineralogist, Sea-Level Changes – An integrated Approach. *SEPM Special Publication,* (42). https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0125

Potapova E.A. (2018). Sequence-stratigraphic model of the Lower Cretaceous clinoform complex in the junction zone of the Srednemessoyakha swell with the Bolshekhetsk depression and forecast of structural-lithological traps. Cand. geol. and mineral. sci. diss. Tyumen: TIU, 137 p. (In Russ.)

Plint A.G., Nummedal D. (2000). The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. In: *Sedimentary Response to Forced Regression* (D. Hunt and R. L. Gawthorpe, Eds.), pp. 1–17. Geological Society of London Special Publication. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2000.172.01.01

Van Wagoner J.C. (1995). Overview of sequence stratigraphy of foreland basin deposits: terminology, summary of papers, and glossary of sequence stratigraphy. In: *Sequence Stratigraphy of Foreland Basin Deposits* (J.C. Van Wagoner and G.T. Bertram, Eds.), pp. ix-xxi. American Association of Petroleum Geologists Memoir 64. https://doi.org/10.1306/M64594C5

Zhamoyda A.I., Kovalevskiy O.P., Koren' T.N., Margulis L.S. et al. (2000). Additions to the Stratigraphic Code of Russia. St.Petersburg: VSEGEI, 112 p. (In Russ.)

Zhemchugova V.A., Rybalchenko V.V., Shardanova T.A. (2021). Sequence-stratigraphic model of the West Siberia Lower Cretaceous. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 179–191. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

About the Author

Elena A. Potapova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert
NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Manuscript received 26 June 2023;
Accepted 11 September 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.5 УДК 553.982

Особенности геологического строения ачимовского комплекса Ярудейского мегавала (Западная Сибирь)

М.В. Осипова[1], Р.Р. Шакиров[1], А.Г. Кощеев[1], С.В. Писарчук[2], А.Г. Наймушин[3], О.П. Нестеров[3]*

[1]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

[2]ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

[3]ООО «ЯРГЕО», Надым, Россия

Настоящая работа посвящена особенностям осадконакопления и геологического строения клиноформных отложений Ярудейского мегавала (Западная Сибирь). Основная особенность рассматриваемых клиноформ заключается в приуроченности отложений к краевому региональному клиноциклиту западного падения области встречных клиноформ, сформированных в условиях относительно мелкого моря и отличающихся от глубоководных клиноформ выклиниванием не на баженовскую свиту или ранние подстилающие клиноформы западного падения, а прекращением своего распространения на пути движения встречных клиноформ восточного падения.Изучение встречных клиноформ Ярудейского мегавала основано на региональном анализе строения косослоистых отложений в условиях крайне низкой изученности района исследований. В рамках клиноформ западного падения обозначены возможные перспективы нефтегазоносности ачимовского комплекса в границах Ярудейского мегавала.

В результате выполненного анализа геолого-геофизических данных определены границы распространения встречных клиноформных комплексов в районе исследования. Приведены существующие палеогеоморфологические условия, которые способствуют накоплению песчаника с улучшенными свойствами в обозначенных сейсмокомплексах. Обозначены месторождения Надымской нефтегазоносной области с доказанной продуктивностью неокомского клиноформного комплекса, что является подтверждением нефтегазоносности региона и позволяет предположить благоприятные условия для скопления углеводородов на изучаемой территории.

Ключевые слова: ачимовские отложения, встречные клиноформы, Ярудейский мегавал, сейсмокомплекс

Для цитирования: Осипова М.В., Шакиров Р.Р., Кощеев А.Г., Писарчук С.В., Наймушин А.Г., Нестеров О.П. (2023). Особенности геологического строения ачимовского комплекса Ярудейского мегавала (Западная Сибирь). *Георесурсы,* 25(3), с. 34–39. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.5

Введение

Ачимовские отложения уже достаточно длительное время являются актуальной темой дискуссий и множества научных трудов ввиду повышенного внимания к изучению трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. А.А. Нежданов, А.Э. Конторович, В.Н. Бородкин, В.П. Игошкин и др. внесли огромный вклад в развитие данной темы.

Ачимовские комплексы начали изучать и осваивать более полувека назад. В одних районах на начальном этапе поиска сделаны крупные открытия, в других концентрация открытий оказалась ниже. Одним из таких «неудачных» районов явилась Надымская впадина, где основным перспективным направлением считаются юрские отложения, а ачимовские комплексы были вскрыты преимущественно транзитным фондом с заведомо неоптимальным размещением скважин на данный интервал.

Большинство имеющихся работ посвящено изучению глубоководных конусов выноса, слагающих ачимовский комплекс. Работы появлялись в процессе детального изучения клиноформ с помощью бурения и сейсморазведки. Краевые же части клиноформного комплекса западного падения зоны встречных клиноформ, к которому относятся отложения Ярудейского мегавала, сформированные в условиях относительно мелкого моря (Бородкин и др., 2015), до текущего времени остаются малоизученными, а возможные перспективы нефтегазоносности требуют подтверждения. В связи с чем вопрос их изучения является важным и актуальным.

Работа посвящена анализу строения встречных клиноформных отложений Ярудейского мегавала, определению границ распространения перспективных комплексов, характеризующихся крайне низкой изученностью, а именно: отсутствием скважин и редкой сетью сейсмических профилей МОГТ 2D, плотностью менее 0,5 км/км^2.

Особенности строения ачимовского комплекса Ярудейского мегавала

Задача по изучению ачимовского комплекса в районе Ярудейского мегавала, расположенного на северо-западе Ярудейского нефтегазоносного района (НГР) Фроловской нефтегазоносной области (НГО), является не совсем тривиальной, так как накопление осадков происходило в зоне сочленения западных и восточных клиноформ.

* Ответственный автор: Марина Владимировна Осипова
e-mail: marina.osipova@novatek.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

* Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

Преимущественно заполнение неокомского бассейна происходило за счет восточно-сибирского источника сноса обломочного материала, а западный «уральский» был слабоактивным и поставлял преимущественно глинистый материал. В связи с этим, ось бассейна – выклинивание одних клиноформ на другие – смещена на запад и проходит в Ямальской и Фроловской НГО. Южнее Обской губы ось бассейна расположена в зоне Ярудейского мегавала. Стоит отметить, что в различных литературных источниках она определена по-разному: относительно рассматриваемого мегавала ее выделяют как по центру (Рудкевич, 1984), так западнее (Наумов и др., 1977) и восточнее (Нежданов и др., 2016). Основными задачами в рамках данной работы являлись уточнение оси палеобассейна в целях определения границ выклинивания встречных клиноформных комплексов относительно рассматриваемой зоны и понимание возможного распространения границ перспективных объектов.

Западные клиноформы восточного падения ранее уже изучались многими авторами (Конторович и др., 2014; Кислухин, 2012; Куркин и др., 2018; Наумов и др., 1986) в контексте формирования неактиклинальных ловушек восточных клиноформ так называемого барьерного типа. Свое название ловушки получили именно благодаря встречным глинистым клиноформам, которые являлись барьером для продвижения осадков на запад и литологическим экраном, удерживающим углеводороды в ловушках. Район исследований упомянутых публикаций преимущественно включает в себя территорию полуострова Ямал, где уже имеются месторождения с доказанной нефтегазоносностью неклассических ачимовских отложений (Новопортовское, Ростовцевское), благодаря чему Ямал не теряет актуальность для дальнейшего изучения и освоения. Природу возникновения клиноформного комплекса восточного падения на Ямале связывают с Щучинским выступом – источником сноса аргиллито-глинистого материала (Куркин и др., 2018). Север Фроловской НГО, где ось бассейна имеет свое продолжение, изучен в меньшей степени, однако строение клиноформ и возможные перспективы от этого не менее интересны.

Ярудейский мегавал является основной положительной структурой севера Фроловской НГО, которая как и большинство положительных структур севера Западной Сибири, была образована в кайнозойский период (Конторович, 2009). Современное очертание рельефа с тех пор существенных изменений не претерпело.

Сейсмическая волновая картина Ярудейского мегавала осложнена большим количеством тектонических нарушений и существенной амплитудой поднятия, что осложняет процесс сейсмической корреляции отражающих горизонтов (ОГ). В связи с чем для понимания строения клиноформного комплекса был определен палеорельеф на момент завершения заполнения неокомского бассейна. Сейсмическая корреляция горизонтов была выполнена на основании палеоразрезов, характеризующих реконструкцию рельефа до влияния основных тектонических движений; за границу выравнивания был принят региональный сейсмический репер M_1 (приурочен к глинистой пачке танопчинской свиты).

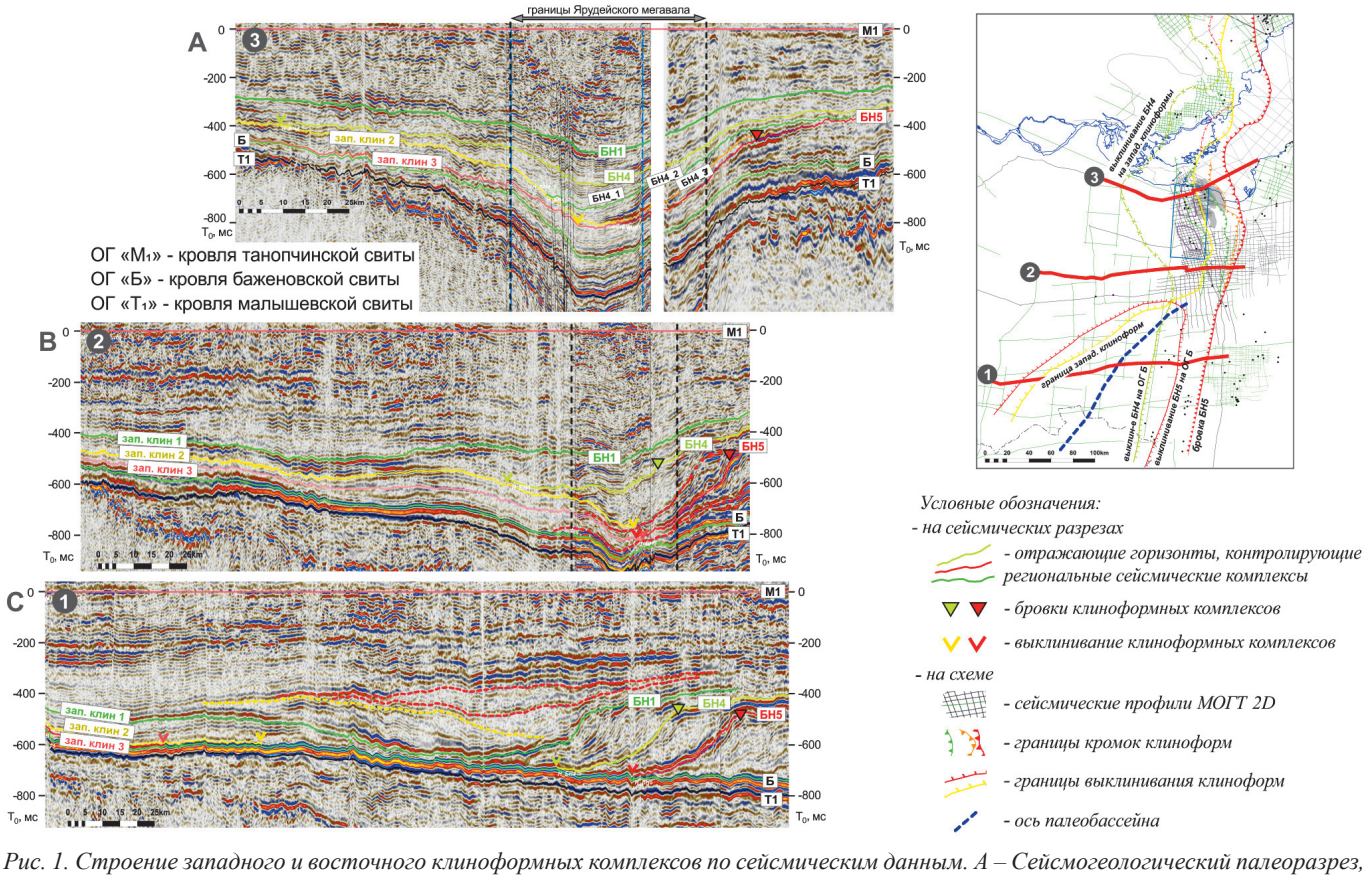


Рис. 1. Строение западного и восточного клиноформных комплексов по сейсмическим данным. А – Сейсмогеологический палеоразрез, характеризующий строение неокомского комплекса на широте центральной части Ярудейского мегавала; В – Сейсмогеологический палеоразрез, характеризующий строение неокомского комплекса на широте южной оконечности Ярудейского мегавала; С – Сейсмогеологический палеоразрез, характеризующий строение неокомского комплекса в южной части Надымской НГО

Ввиду неоднозначной волновой картины и редкой сети сейсмопрофилей для определения границ встречных клиноформ в районе Ярудейского мегавала, корреляция сейсмических отражающих горизонтов проводилась, начиная с южной части Ярудейского и Казымского НГР, где наиболее четко прослеживаются косослоистые отложения восточного падения, с выходом на северную часть (рис. 1). Границы клиноформ восточного падения обозначены на сейсмическом профиле пунктирными линиями (рис. 1С). Также определены и зонально прокоррелированы крупные встречные клиноформы западного падения, распространяющиеся в пределах изучаемой территории; одновозрастные отложения на профилях обозначены единым цветом.

Помимо особенностей осадконакопления, решающую роль в геологическом строении предопределило тектоническое развитие. Предположительно, в позднеюрское время на территории Западной Сибири начало формироваться палеоморе (Конторович, 2014) в районе Ярудейского мегавала, и восточнее на сейсмическом разрезе (рис. 1А) можно наблюдать увеличенные толщины между кровлей баженовской и подошвой малышевской свит (T_1–Б), характеризующие погружение района исследований.

Позднее, в неокомское время, вероятнее всего, происходило дальнейшее погружение дна бассейна, которое постепенно компенсировалось заполнением осадков, продвигающихся боковым наращиванием с восточных более возвышенных областей. В связи с чем, палеорельеф бассейна постепенно выравнивался в направлении с востока на запад. Север Ярудейского НГР был компенсирован осадками раньше (рис. 1А–С), чем его южная часть, что, вероятно, связано с объемом поступающего материала, удаленностью от источника сноса и палеобатиметрией.

Так, на рисунке 1В видно, что после завершения накопления пласта $БН_1$ мелководно-морские осадки сменяются на прибрежно-континентальные с последующим конформным залеганием пластов, в то время как в южной части продолжают распознаваться косослоистые отложения мелкого моря.

Основные перспективы нефтегазоносности в пределах Ярудейского мегавала связаны с клиноформным комплексом $БН_4$ (индексация заимствована с сопредельных площадей с установленной нефтегазоносностью в нижнемеловом интервале).

Для понимания стратиграфической приуроченности изучаемого клиноформного комплекса в региональном масштабе выполнена сейсмическая корреляция крупных западных и восточных сейсмокомплексов в пределах Ямальской и Фроловской НГО (рис. 2). На основе региональных исследований установлено, что изучаемый комплекс принадлежит арктическому клиноциклиту. Стоит отметить, что в качестве индексации регионального клиноциклита принималось название покрывающей глинистой пачки (в соответствии с Нежданов, 2003; Трушкова и др., 2011).

Регионально $БН_4$ сопоставим с одновозрастным комплексом $БЯ_{21}$ (для индексации комплексов Ямальской области использованы региональные исследования А.А. Куркина и др. (Куркин и др., 2018)) Новопортовского и Ростовцевского месторождений, охарактеризованным ловушками барьерного типа за счет встречных клиноформ и наличием доказанной продуктивности обозначенных ловушек.

На рисунке 2 представлены сейсмические траверсы в направлении с Надымского района на Новопортовское месторождение (линия 1) и на Ярудейский мегавал (линия 2), иллюстрирующие сопоставление индексации одновозрастных отложений.

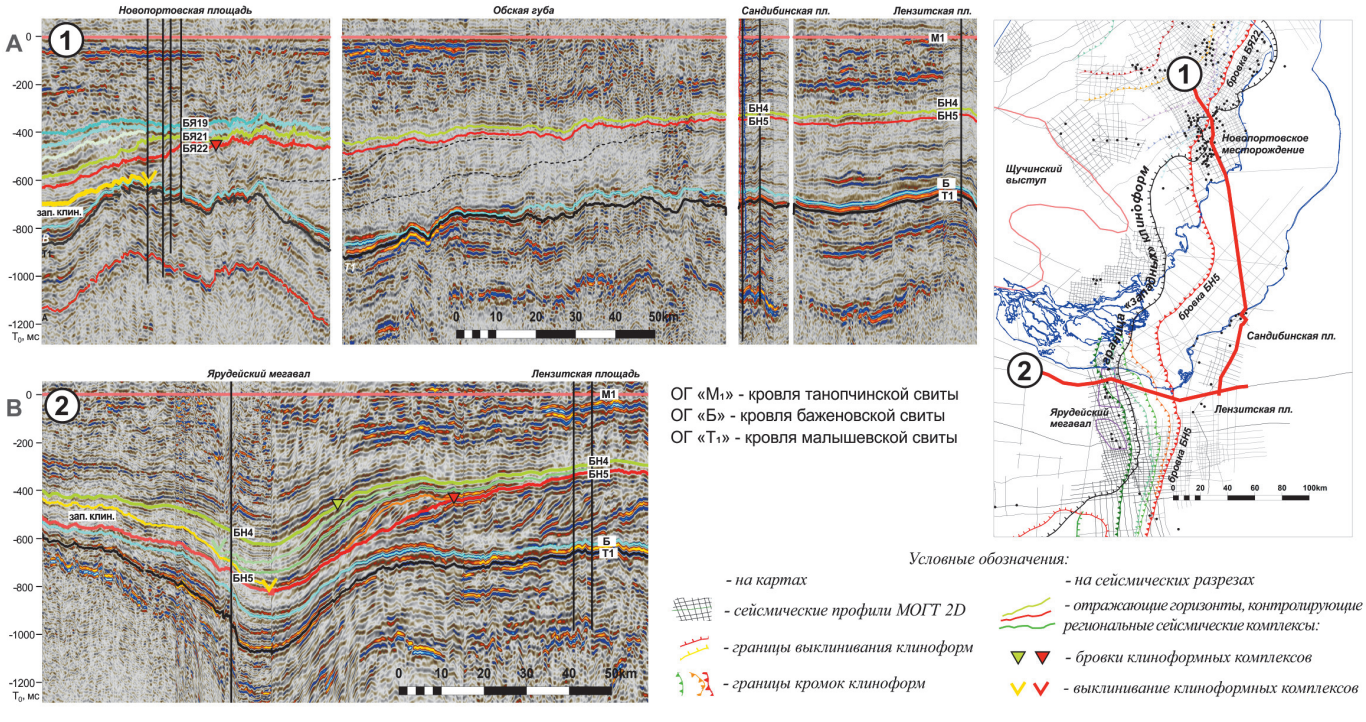


Рис. 2. Сопоставление клиноформных комплексов Ямальской и Надымской НГО по сейсмическим данным. А – Сейсмогеологический палеоразрез, характеризующий строение неокомского комплекса в направлении от Новопортовской площади (Ямальская НГО) до скважин Надымской НГО; В – Сейсмогеологический палеоразрез, характеризующий строение неокомского комплекса в направлении Ярудейский мегавал – скважины Надымской НГО

На рисунке 3 обозначены области распространения и толщины изучаемого комплекса $БН_4$, «уральских» глинистых клиноформ и подстилающего комплекса $БН_5$ (аналог пласта $БЯ_{22}$ Новопортовского и Ростовцевского месторождений).

Для детализации строения клиноформного комплекса и определения перспективных ловушек внутри комплекса $БН_4$ выделено 4 подкомплекса. На рисунке 4 показаны их зоны распространения/выклинивания и общие толщины каждого из подкомплексов. В каждом сейсмокомплексе по характерным признакам – «ярким пятнам» на сейсмических разрезах и распределении толщин целевых пластов – выделены предполагаемые зоны развития коллекторов. Перспективность выделяемых зон определялась также по схожести сейсмических образов, соответствующих песчаным резервуарам в ачимовском интервале, выделяемых на разрезах МОГТ 2D прилегающих площадей, охарактеризованных данными бурения. На основе выполненной сейсмогеологической интерпретации закартированы перспективные ловушки барьерного типа в пределах изучаемого участка.

О наличии песчаника в выделенных сейсмокомплексах могут свидетельствовать благоприятные палеогеоморфологические условия, к которым относятся: наличие локальных депоцентров, существование встречных седиментационных упоров, малые углы первичной седиментации нижней части склона, которые способствуют началу осаждения материала на склоне и отсутствию влияния течений, в связи с чем, предполагается наличие песчаника с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Встречные западные клиноформы сыграли определяющую роль в распределении песчаника, послужив барьером на пути распространения транспортируемых с востока осадков и, предположительно, способствовали локализации песчаников перед «барьером».

О возможных перспективах нефтегазоносности можно судить по открытым залежам неокомского клиноформного комплекса месторождений Надымской НГО: Сандибинское, Пальниковское, Средне-Хулымское, Южно-Хулымское (пласты указанных месторождений числятся на Государственном балансе), что является подтверждением нефтегазоносности региона и позволяет предположить скопления углеводородов на изучаемой территории.

Заключение

В ходе выполненного анализа геолого-геофизических данных района исследований с привлечением региональных материалов уточнены границы распространения встречных клиноформных комплексов, определены

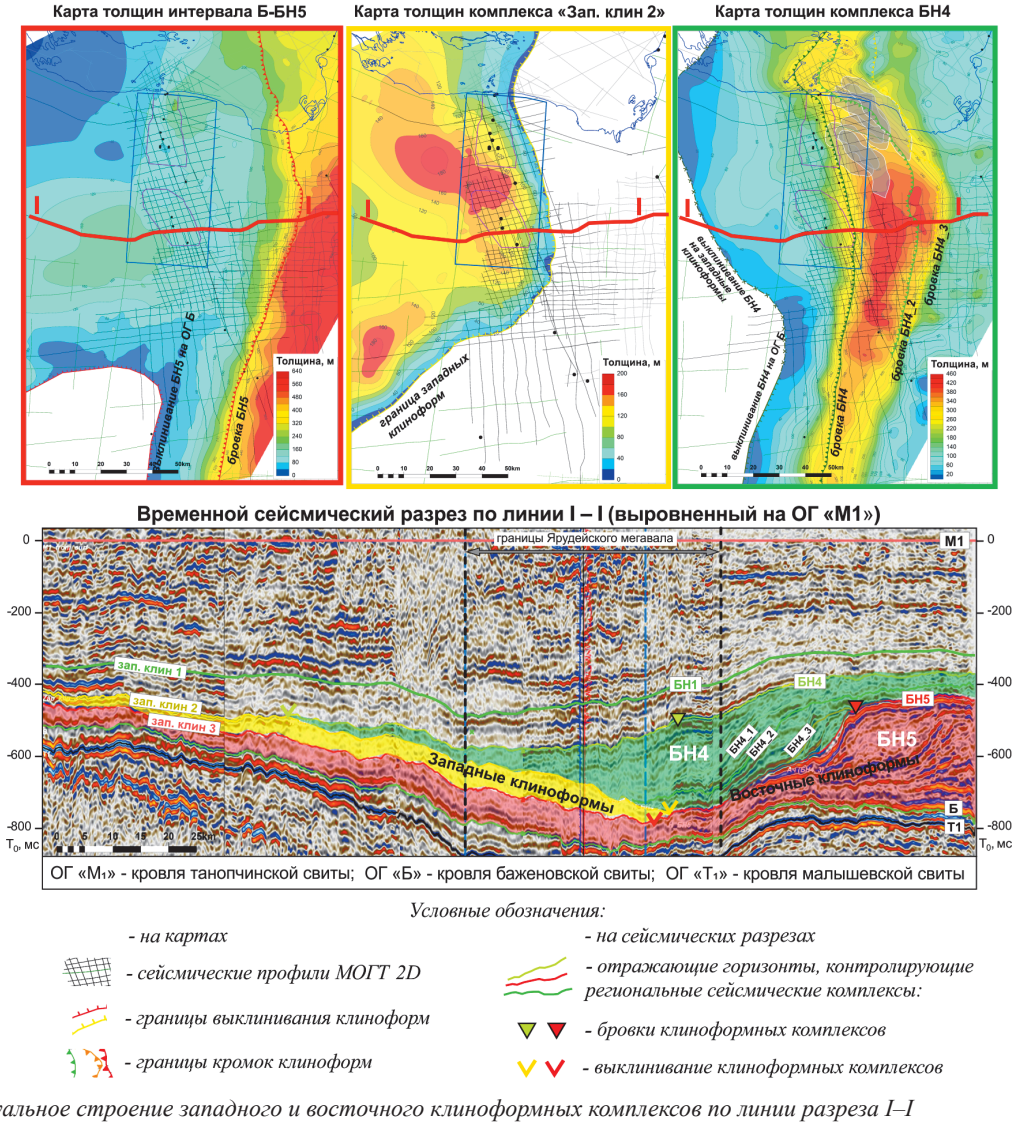


Рис. 3. Концептуальное строение западного и восточного клиноформных комплексов по линии разреза I–I

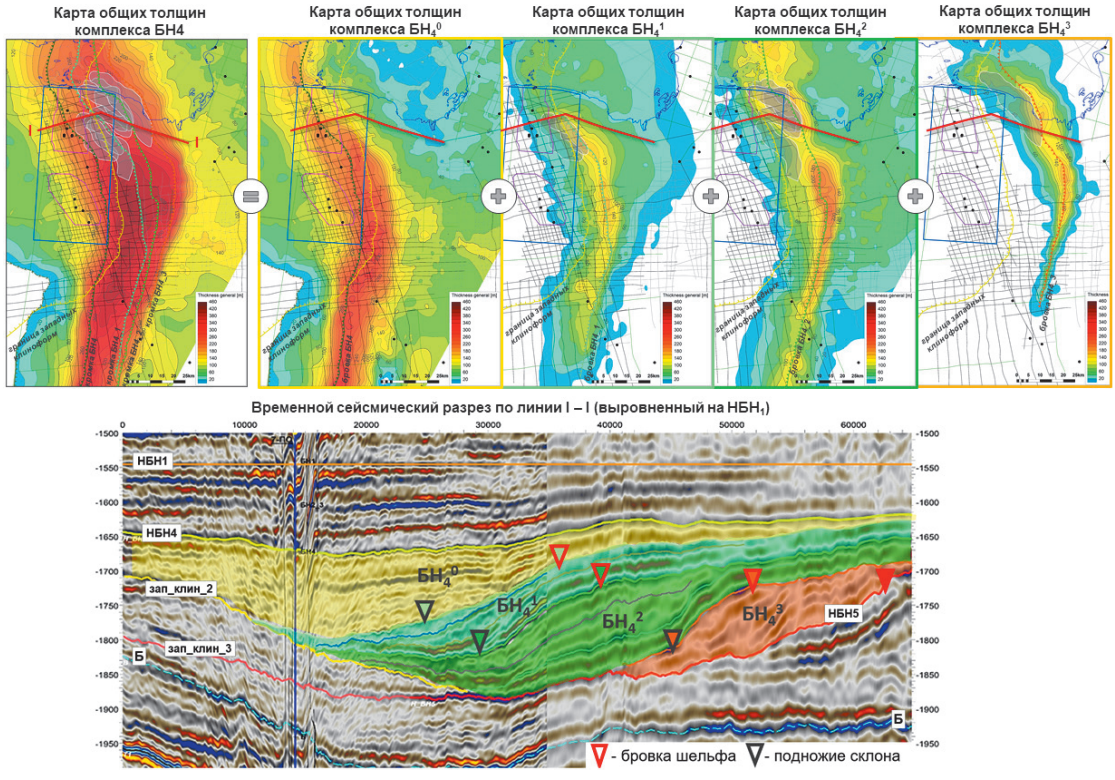


Рис. 4. Строение клиноформного комплекса БН$_4$ по сейсмическим данным

основные перспективные сейсмокомплексы в районе Ярудейского мегавала, обозначена их приуроченность к региональному арктическому клиноциклиту.

Основными факторами, которые позволяют предположить скопление углеводородов в районе Ярудейского мегавала, по мнению авторов, являются:

- палеогеоморфологические условия, которые способствуют накоплению песчаника с улучшенными свойствами в обозначенных сейсмокомплексах;
- присутствие открытых залежей в неокомских отложениях Надымской НГО, что является подтверждением нефтегазоносности региона.

Литература

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. (2015). К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной сибири. *Геология и геофизика*, (9), с. 1630–1642.

Кислухин И.В. (2012). Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал. Тюмень: ТюмГНГУ, 116 с.

Куркин А.А., Янкова Н.В., Кузнецов В.И., Стуликов С.К. (2018). Заглинизированная берриас-готеривская толща на Ямале и связанные с ней перспективные ловушки выклинивания. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*, (1), с. 13–21. https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-1-13-21

Конторович В.А. (2009). Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной сибири. *Геология и геофизика,* 50(4), с. 461–474.

Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. и др. (2014а). Палеогеография Западно-сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*, (5–6), с. 745–776.

Конторович В.А., Лапковский В.В., Лунев Б.В. (2014б). Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии. *Геология и геофизика*, (1), с. 65–72.

Наумов А.Л., Хафизов Ф.З. (1986). Новый вид литологических ловушек в неокомских отложениях Западной сибири. *Геология нефти и газа*, (6), с. 31–35.

Нежданов А.А., Горбунов с.А., Пономарёв В.А., Туренков Н.А. (2017). Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной сибири. Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 247 с.

Нежданов А.А. (2003). Проблемные вопросы стратиграфии мезозоя Западной Сибири. *Материалы к Межведомственному стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты*, с. 5–10.

Рудкевич М.Я., Корнев В.А., Нежданов А.А. (1984). Формирование неантиклинальных и комбинированных ловушек в меловых отложениях Западно-Сибирской плиты и методика их поисков. *Нефтегазовое дело,* (8), с. 17–23.

Трушкова Л.Я., Игошкин В.П., Хафизов Ф.З. (2011). Клиноформы неокома. Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 125 с.

Сведения об авторах

Марина Владимировна Осипова – старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

e-mail: marina.osipova@novatek.ru

Равиль Рамильевич Шакиров – директор департамента подготовки ресурсной базы, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Андрей Георгиевич Кощеев – главный специалист отдела поиска перспективных объектов Ямал, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Сергей Викторович Писарчук – начальник управления сейсморазведочных работ департамента геологоразведочных работ, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119415, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2

Антон Георгиевич Наймушин – заместитель генерального директора – главный геолог, ООО «ЯРГЕО»

Россия, 629736, Надым, ул. Зверева, д. 12/1

Олег Павлович Нестеров – начальник отдела геологии, ООО «ЯРГЕО»

Россия, 629736, Надым, ул. Зверева, д. 12/1

Статья поступила в редакцию 25.07.2023;
Принята к публикации 10.09.2023;Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Features of the geological structure of the Achimov complex of the Yarudeisky megaswell (Western Siberia)

M.V. Osipova[1], R.R. Shakirov[1], A.G. Koshcheev[1], S.V. Pisarchuk[2], A.G. Naymushin[3], O.P. Nesterov[3]*
[1]*NOVATEK Scientific and Technical Center, Tyumen, Russian Federation*
[2]*NOVATEK, Moscow, Russian Federation*
[3]*YARGEO, Nadym, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Marina V. Osipova, e-mail: e-mail: marina.osipova@novatek.ru*

Abstract. This work is devoted to the peculiarities of sedimentation and geological structure of clinoform deposits of the Yarudeisky megaswell (Western Siberia). The main feature of the clinoforms under consideration is that the sediments are confined to the marginal regional clinocyclite of the western dip of the area of oncoming clinoforms, formed in relatively shallow sea conditions and differing from deep-sea clinoforms by pinching out not onto the Bazhenov formation or the early underlying clinoforms of the western dip, but by stopping their spread along the path of movement of the oncoming clinoforms eastern dip. The study of the counter clinoforms of the Yarudeisky megaswell is based on a regional analysis of the structure of cross-layered deposits in conditions of extremely poor knowledge of the study area. Within the framework of western dipping clinoforms, possible oil and gas potential prospects for the Achimov complex within the boundaries of the Yarudeisky megaswell are identified.

As a result of the analysis of geological and geophysical data, the boundaries of the distribution of opposing clinoform complexes in the study area were determined. The existing paleo-geomorphological conditions that contribute to the accumulation of sandstone with improved properties in the designated seismic complexes are presented. The fields of the Nadym oil and gas bearing region with the proven productivity of the Neocomian clinoform complex are indicated, which confirms the oil and gas potential of the region and suggests favorable conditions for the accumulation of hydrocarbons in the study area.

Keywords: Achimov complex, Yarudeisky megaswell, oncoming clinoforms, seismic complexes

Recommended citation: Osipova M.V., Shakirov R.R., Koshcheev A.G., Pisarchuk S.V., Naymushin A.G., Nesterov O.P. (2023). Features of the geological structure of the Achimov complex of the Yarudeisky megaswell (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 34–39. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.5

References

Borodkin V.N., Kurchikov A.R. (2015). To the problem of refining the western and eastern boundaries of the Achimov clinoform complex (West Siberia). *Russian Geology and Geophysic*s, 56(9), pp. 1281–1291. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.08.005.

Kislukhin I.V. (2012). Features of geological structure and oil and gas potential of the Jurassic-Neocomian deposits of the Yamal Peninsula. Tyumen: TyumGNGU, 116 p. (In Russ.)

Kontorovich V.A. (2009). The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 50(4), pp. 346–357. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.012

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A. et al. (2014a). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 582–609. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.005

Kontorovich V.A., Lapkovskiy V.V., Lunev B.V. (2014b). Model of forming Neocomian clinoform complex of West-Siberian oil-and-gas bearing province with regard to isostasy. *Russian Geology and Geophysics*, (1), pp. 65–72. (In Russ.)

Kurkin A.A., Yankova N.V., Kuznetsov V.I., Stulikov S.K. (2018). Berriasian-Hauterivian shale sequence and associated pinch-out trap prospects of the Yamal peninsula. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 13–21. (In Russ.) https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-1-13-21

Naumov A.L., Khafizov F.Z. (1986). A new type of lithological traps in the Neocomian deposits of Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza*, (6), pp. 31–35. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Gorbunov s.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A. (2017). Geology and oil and gas potential of the Achimov strata of Western Siberia. St. Petersburg: VNIGRI, 247 p. (In Russ.)

Nezhdanov A.A. (2003). Problematic issues of Mesozoic stratigraphy in Western Siberia. *Proc. Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the Mesozoic of the West Siberian Plate,* pp. 5–10. (In Russ.)

Rudkevich M.Ya., Kornev V.A., Nezhdanov A.A. (1984). Formation of non-anticlinal and combined traps in the Cretaceous deposits of the West Siberian Plate and methods of searching for them. *Neftegazovoe delo*, (8), pp. 17–23. (In Russ.)

Trushkova L.Ya., Igoshkin V.P., Khafizov F.Z. (2011). Neocomian clinoforms. St. Petersburg: VNIGRI, 125 p. (In Russ.)

About the Authors

Marina V. Osipova – Senior Expert, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Ravil R. Shakirov – Director of the Project Resource Base Department, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Andrey G. Koshcheev – Chief Specialist, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Sergey V. Pisarchuk – Head of Seismic Surveys Division, Geological Exploration Department, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

Anton G. Naymushin – Deputy General Director – Chief Geologist, YARGEO
12/1, Zvereva st., Nadym, 629736, Russian Federation

Oleg P. Nesterov – Head of the Geology Department, YARGEO
12/1, Zvereva st., Nadym, 629736, Russian Federation

Manuscript received 25 July 2023;
Accepted 10 September 2023;
Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.6 УДК 553.982

Комплексный подход к изучению ачимовских отложений в пределах Южно-Тамбейского месторождения (Западная Сибирь)

А.В. Чернов[1], А.Г. Кощеев[1], Е.А. Потапова[1], А.Ю. Смирнов[1], А.А. Пашинский[2], А.А. Рассказов[2]*

[1]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

[2]ОАО «Ямал СПГ», Москва, Россия

С целью уточнения строения перспективных на нефть и газ объектов на Южно-Тамбейском месторождении (Западная Сибирь) разработан комплексный подход к изучению ачимовских отложений. Этаж нефтегазоносности включает в себя пласты от ПК1 до Ю9 на глубинах от 1000 до 4000 метров. Несмотря на пятидесятилетнюю историю бурения скважин на участке, ачимовские объекты на настоящий момент крайне мало изучены на территории исследования и при этом могут иметь значительный потенциал для разработки. Целью данной работы являлось уточнение геологического строения ачимовских отложений, что стало возможно благодаря получению новых геологоразведочных данных при изучении юрского комплекса, залегающего ниже. Выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3D с применением современной полноазимутальной системы наблюдения, а также начато активное бурение разведочных скважин на юрские отложения в склоновых частях основных структур. Задачами исследования являлись интерпретация сейсмического куба 3D, охватывающего большую часть площади участка, сейсмогеологическая увязка данных ачимовского интервала месторождения с соседними площадями, в том числе по методу секвенс-стратиграфии, учет результатов бурения скважин опытно-промышленной разработки юрского комплекса и транзитного фонда поисково-разведочных скважин, а также включение результатов петрофизической модели в первом приближении для интервала ачимовских пластов Южно-Тамбейского месторождения. Результаты полноазимутальной сейсморазведки МОГТ 3D позволили получить надежные корреляционные связи между скважинными данными и данными сейсморазведки, в том числе выполнить анализ AVO атрибутов (Amplitude Variation with Offset – изменение амплитуды отраженной волны в зависимости от удаления источник – приемник). На основе секвенс-стратиграфического анализа, уточнена стратификация разреза, выполнена увязка с соседними территориями, создана концептуальная модель клиноформного комплекса. Для каждого из пластов определены системные тракты в составе секвенсов, сделаны выводы о связи условий образования с геометрией объектов и фильтрационно-емкостными свойствами.

Ключевые слова: ачимовские отложения, секвенс-стратиграфия, клиноформный комплекс, AVO-атрибуты

Для цитирования: Чернов А.В., Кощеев А.Г., Потапова Е.А., Смирнов А.Ю., Пашинский А.А., Рассказов А.А. (2023). Комплексный подход к изучению ачимовских отложений в пределах Южно-Тамбейского месторождения (Западная Сибирь). *Георесурсы,* 25(3), с. 40–48. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.6

Введение

Южно-Тамбейское месторождение, где этаж нефтегазоносноти включает в себя пласты от ПК1 до Ю9 на глубинах от 1000 до 4000 метров, очень хорошо изучен бурением. Тем не менее, ачимовские объекты здесь на настоящий момент изучены крайне мало, но при этом могут иметь значительный потенциал для разработки. С учетом данных новых разведочных скважин, которые пробурены на юрские отложения в склоновых частях основных структур, удалось установить признаки нефтегазоносности ачимовских отложений, что повышает актуальность построения достоверных геологических моделей этого интервала.

Ачимовский клиноформный комплекс относится к раннемеловым отложениям и характеризуется сложным геологическим строением. Комплекс представляет собой разновозрастную толщу, распространенную у подножья склонов шельфовых террас, сложенную песчаниками и алевролитами, имеющими турбидитную природу осадконакопления (Гурари, 2003). Отложения представлены песчано-алевритовым составом и имеют линзовидное строение ловушек, среди которых доминируют литологические. Ачимовские отложения являются одной из составных частей клиноформ – термина, объединяющего в своем составе три различные обстановки осадконакопления: шельфовые отложение (ундаформа), склон (ортоформа) и подножие шельфового склона (фондоформа, или ачимовские отложения). Все три обстановки образуют единую систему седиментации, в связи с чем ачимовские отложения существенно зависят от величины поступления и типа сортировки кластического материала на шельфе, от удаленности источника сноса, а также от

* Ответственный автор: Андрей Владимирович Чернов
e-mail: Andrey.Chernov@novatek.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

* Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

угла наклона и протяженности шельфового палеосклона. Последний может определить скорость седиментации, от которой может зависеть форма конуса выноса. Таким образом перспективные на нефть и газ объекты ачимовских отложений имеют высокую сложность стратификации и картирования, их первичное осадконакопление не связано со структурным фактором, объекты в разрезе имеют линзовидное строение.

Ачимовский комплекс характеризуется невысокой степенью изученности вследствие сложности геологического строения и отсутствия приуроченности к антиклинальным объектам: в пределах Южно-Тамбейского месторождения отложения залегают на больших глубинах (свыше 3 километров) и зачастую вскрыты лишь транзитным фондом скважин. Положение перспективных объектов может не совпадать с другими структурными объектами в разрезе, поэтому не все скважины в интервале ахской свиты вскрывают объекты с вероятной продуктивностью. Пространственное распространение коллекторов в интервале ачимовских отложений контролируется, преимущественно, литолого-фациальным фактором. Тем не менее, в пределах Ямальской нефтегазоносной провинции продуктивность ачимовских отложений доказана на ряде месторождений (по данным Государственного баланса запасов РФ, 2022), что позволяет предполагать продуктивность ачимовского комплекса и в пределах Южно-Тамбейского месторождения.

В литературе описываются различные методы и подходы к изучению ачимовских отложений и построения геологических моделей (Букатов и др., 2018; Пунанова, 2020; Корников и др., 2021; Конторович, 2020; Балдин и др., 2021). Все работы сводятся к тому, что необходимо выполнять прогноз наличия коллектора, т.к. ловушки в ачимовской толще связаны в основном с литологическим фактором.

Главная цель настоящего исследования заключается в уточнении геологической модели ачимовских отложений, выделении перспективных объектов и определении приоритета их изучения.

Для достижения цели поставлено несколько задач. В первую очередь, это интерпретация нового сейсмического куба сезона 2019–2021 гг., полученного с учетом современных требований к геологоразведочным данным. Новая съемка МОГТ 3D выполнена в модификации полноазимутальной системы наблюдения (кратность – 484, максимальное удаление 6180 м), что обеспечило кратное увеличение информативности отражений, особенно на глубинах больше 3000 м.

Для сравнения, первоначально в пределах участка исследования в период 2007–2008 гг. произведена узкоазимутальная съемка МОГТ 3D (кратность – 35, максимальное удаление 3450 м), в волновом поле которой фактически отсутствовала когерентная информация на больших углах падения (больших удалениях), необходимая для корректного AVO-анализа и получения качественных динамических атрибутов в интервале ачимовских и юрских отложений.

При интерпретации сейсмических материалов важной задачей также являлась сейсмогеологическая увязка данных ачимовского интервала месторождения с соседними площадями. Указанную задачу было решено реализовать с использованием метода секвенс-стратиграфии (Catuneanu, 2009), используя результаты бурения скважин опытно-промышленной разработки юрского комплекса и транзитного фонда поисково-разведочных скважин.

Третьей задачей было выделение перспективных объектов, прогноз эффективных толщин и оценка перспективности выделенных объектов.

Впервые на текущем этапе изученности ачимовских отложений в пределах Южно-Тамбейского месторождения авторами разработан комплексный подход, который обеспечивает картирование перспективных объектов и разработку программы гелогоразведочных работ на основе полученных результатов с выбором первоочередных объектов изучения.

Детальность существующей геологической модели ачимовских отложений была существенно дополнена: выполнен секвенс-стратиграфический анализ и уточнена стратификация разреза, увязана с региональными данными концептуальная модель месторождения. Новые данные позволили уточнить корреляцию и конфигурацию перспективных объектов и впервые выполнить их ранжирование с учетом возможной связи фильтрационно-емкостных свойств объектов с их принадлежностью генетическим типам системных трактов. Выделение объектов ачимовского интервала выполнялось на основе сводного куба МОГТ 3D, при использовании сейсмических атрибутов удалений дальних трасс. При сопоставлении результативного атрибута со скважинными данными получены высокие коэффициенты корреляционных связей, которые позволили выполнить прогноз эффективных толщин в межскважинном пространстве при пересчете карт атрибутов. Предложенный подход может быть использован для расстановки скважин поисково-разведочного и эксплуатационного бурения.

Материалы и методы

Основой для изучения ачимовского комплекса Южно-Тамбейского месторождения послужила ранее выполненная региональная работа по оценке перспектив нефтегазоносности полуострова Ямал. Для построения региональной модели были учтены результаты бурения 18 скважин, вскрывших ачимовский комплекс в пределах месторождения и ближайшего окружения. Продуктивность ачимовского интервала не была подтверждена испытаниями, но в то же время по данным геолого-технологических исследований во время бурения (увеличение доли песчаника в шламе, повышенные газопоказания при бурении) косвенно подтверждалась перспективность вскрытых ачимовских пластов. Имеющиеся данные бурения были не представительны для количественного прогноза коллекторских свойств и оценки ресурсного потенциала, поэтому выделение перспективных объектов выполнялось главным образом на основе сейсморазведочных данных и данных месторождений-аналогов.

В рамках ранее выполненных работ по интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3D, проведенной на изучаемой площади, перспективы ачимовского комплекса также не рассматривались – отсутствие материалов вертикального сейсмопрофилирования в ачимовском интервале не позволяло выполнить качественную сейсмостратиграфическую

привязку данных геофизических исследований скважин, построенные структурные карты пластов ачимовского комплекса имели локальное распространение, количественных связей динамических атрибутов и данных скважин установлено не было, перспективные ловушки были выделены по контурам динамических аномалий без подтверждения скважинными данными.

Концептуальная модель строения ачимовской толщи была основана на единых принципах формирования пластов коллекторов без привязки к положению уровня моря в момент накопления отложений. Предположения о перспективности объектов оценивались на основе визуального анализа волнового поля, размеров объектов, а также степени выраженности сейсмических аномалий.

Ключевым фактором уточнения геологического строения ачимовского комплекса стало начало изучения залегающего ниже юрского комплекса – выполнение сейсморазведочных работ МОГТ 3D с использованием современной полноазимутальной системы наблюдения, а также начало активного разведочного бурения на юрские отложения. В нескольких скважинах в ачимовском интервале были заранее спланированы и отобраны керн и глубинные пробы пластового флюида, по их данным установлена нефтегазоносность. Результаты полноазимутальной сейсморазведки МОГТ 3D позволили получить надежные корреляционные связи между скважинными данными и данными сейсморазведки, в том числе выполнить анализ AVO атрибутов (Amplitude Variation with Offset – изменение амплитуды отраженной волны в зависимости от удаления источник – приемник).

В связи с существенным увеличением исходных данных был предложен комплексный подход к изучению ачимовских отложений:

1. Корреляция отражающих горизонтов по новому кубу данных сейсморазведочных работ с использованием секвенс-стратиграфического подхода. Метод секвенс-стратиграфии является одним из наиболее точных методов восстановления геологической истории формирования отложений с использованием теоретических принципов седиментации. Метод широко используется другими исследователями при моделировании клиноформных отложений и подробно описан в литературе (Лебедев, 2018; Потапова, 2018; Жемчугова и др., 2021; Храмцова и др., 2022; Игошкин и др., 2022).

2. Динамический анализ сейсмических данных в интервалах стратифицированных подразделений с использованием данных скважин. Анализ включал следующие этапы:

– качественный анализ карт сейсмических атрибутов, спектральной декомпозиции, палеотолщин и палеорельефа в интервалах продуктивных пластов ачимовской толщи с выделением палеогеоморфологических границ клиноформных комплексов и зон развития коллекторов (песчаных тел);

– количественный анализ, который заключался в установлении связей параметра эффективной толщины целевого пласта с сейсмическими атрибутами и завершался выбором наиболее результативного атрибута для итоговой геометризации объектов;

3. Определение граничных значений отсечки атрибута для выбора площади полигонов объектов при многовариантной оценке ресурсов в нескольких сценариях;

4. Выполнение ранжирования объектов по степени перспективности с учетом принадлежности к системному тракту на основе установленных закономерностей предыдущими исследованиями (Потапова, 2023).

Результаты

На первом этапе на основе данных сейсморазведки с учетом соседних лицензионных участков, была составлена модель отложений с нанесенными границами секвенсов и системных трактов на волновое поле временного разреза. С учетом принципов секвенс-стратиграфии выполнена корреляция отражающих горизонтов (рис. 1).

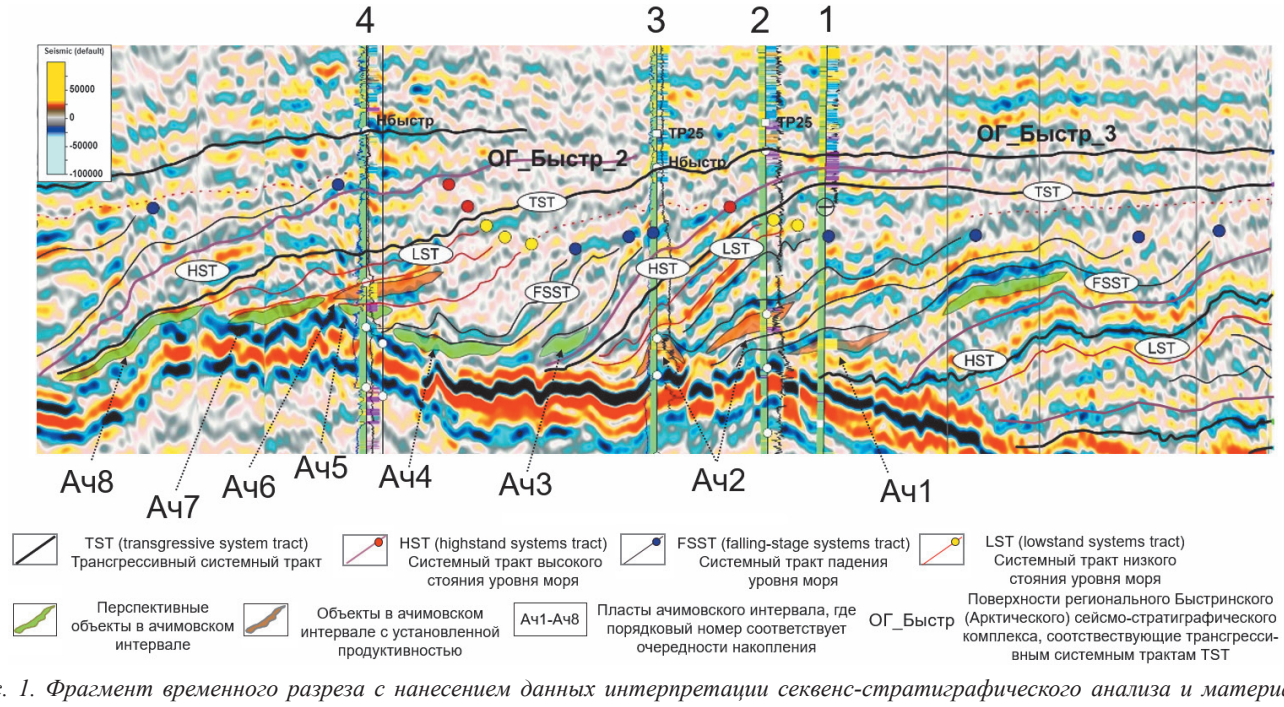


Рис. 1. Фрагмент временного разреза с нанесением данных интерпретации секвенс-стратиграфического анализа и материалов скважин

Согласно теоретической модели формирования секвенса (Лебедев, 2018; Потапова, 2018), на разрезах последовательно выделены основные морфологические особенности системных трактов: точки перегиба склона, направление выклинивания осей синфазности, границы «срезания» отражения (поверхности субаэральных несогласий), поверхности региональных пачек глин. На основе выделенных особенностей прослежены отражающие горизонты (ОГ), которые не противоречат модели секвенса и фиксируют поверхности системных трактов: TST (Transgressive system tract) – трансгрессивный системный тракт, HST (Highstand systems tract) – системный тракт высокого стояния уровня моря, FSST (Falling-stage systems tract) – системный тракт падения уровня моря, LST (Lowstand systems tract) – системный тракт низкого стояния уровня моря.

Для системного тракта TST характерно устойчивое отражение, перекрывающее клин клиноформы (черные линии на разрезе – быстринские пачки глин). В Западной Сибири региональные пачки глин, описанные в стратиграфических схемах, сопоставляются с этим системным трактом. Поэтому очень удобно использовать генетический тип последовательности (Catuneanu, 2009; Потапова, 2018) для описания строения секвенса, где границами системы являются системные тракты TST.

Тракт HST формируется в условиях высокого стояния уровня моря. Для него характерна аградационно-проградационная последовательность осадконакопления в шельфовой части (красные точки на разрезе) и минимальные мощности в глубоководной части (фиолетовые линии на разрезе). Отражающий горизонт, огибающий системный тракт, может быть практически параллелен отражающему горизонту трансгресивного тракта, при этом, как правило, отмечается раздув мощностей в шельфовых отложениях.

Тракт FSST связан с резким падением уровня моря и началом формированной регрессии. В шельфе характерно срезание своей синфазности, бровки шельфа невыраженные, продвигаются в сторону моря (синие точки на разрезе). В глубоководной части наблюдаются раздувы мощности, связанные с конусами выноса. Гравитационные потоки формируют мощные отложения у подножия склона. Главная особенность этих отложений – последовательное осадконакопление в глубоководной части со смещением депоцентров в сторону моря (черные ОГ на разрезе соответствуют пластам Ач1, Ач2 одного секвенса и Ач3, Ач4 второго секвенса).

Системный тракт LST завершает цикл осадконакопления низким стоянием уровня моря и постепенным заполнением бассейна седиментации осадками. Характерно смещение бровки шельфа без наращивания мощности

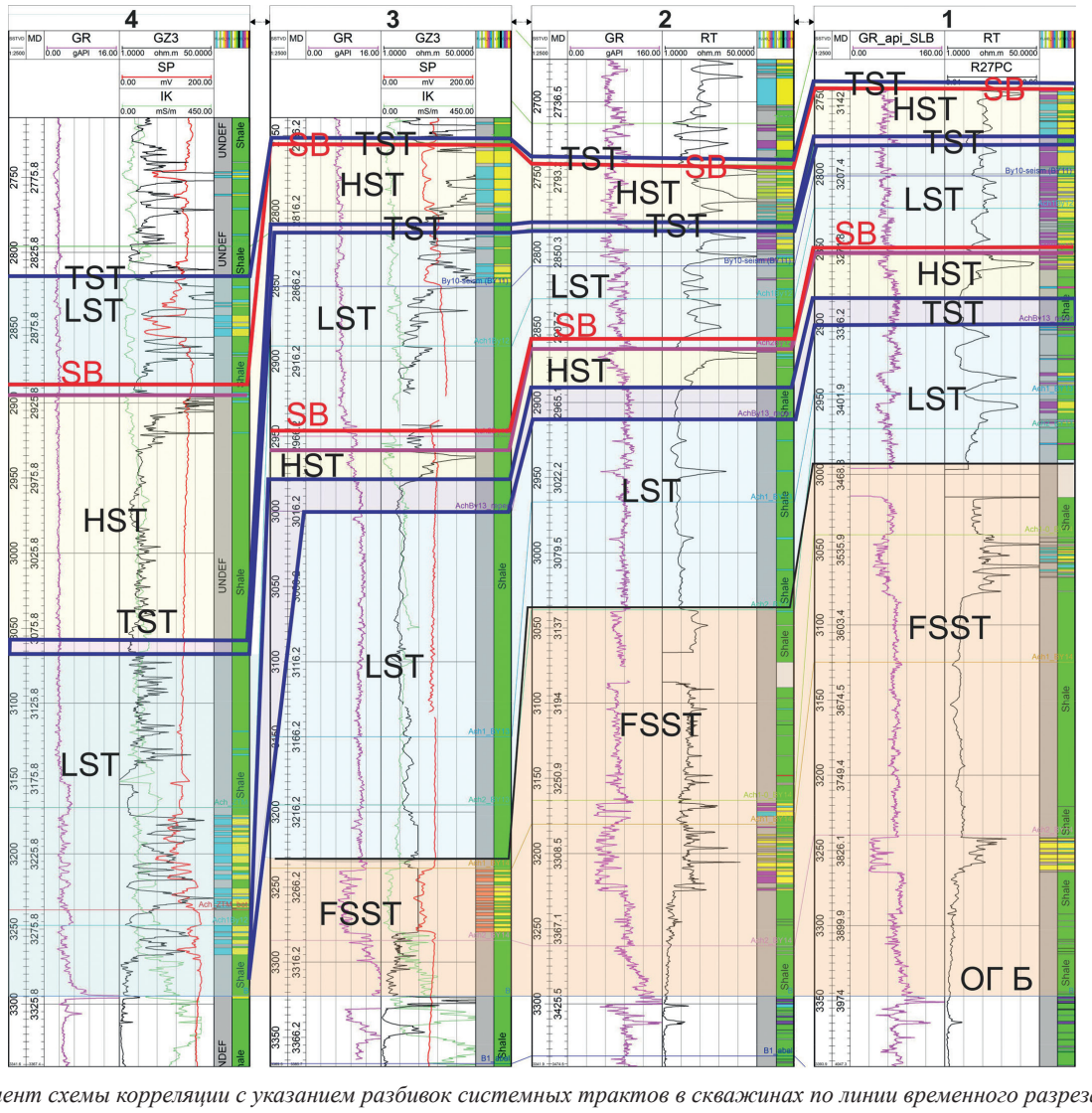


Рис. 2. Фрагмент схемы корреляции с указанием разбивок системных трактов в скважинах по линии временного разреза

отложений (желтые точки на разрезе). Ачимовская толща может формироваться без проградации, характерны извилистые каналы транспортировки материала в глубоководную часть, за счет высокого базиса эрозии и малых углов наклона склоновой части во время формирования отложений (пласты Ач5–Ач8 быстринского 3 секвенса). В связи с тем, что модель секвенса является четко упорядоченной системой, сопоставление одного отражения этой модели с одним пластом позволяет все свойства системного тракта переносить на модель пласта. На рис. 2 приводится схема корреляции с указанием разбивок системных трактов в скважинах, подтверждающая согласованность секвенс-стратиграфической модели со скважинными данными.

Ранее в 2013 году была выполнена работа по интерпретации имеющихся данных МОГТ 3D с целью уточнения ачимовского интервала разреза в пределах Южно-Тамбейского месторождения организацией, выходящей за периметр компании ПАО «НОВАТЭК». По тем результатам пласты индексировались иначе, отсутствовал логический переход к более древним клиноформам далее на восток, пласты выпадали из разреза и не были увязаны с утвержденными стратиграфическими схемами (рис. 3). На схеме приводится сопоставление корреляции пластов ачимовского интервала в пределах месторождения, в верхней части – материалы 2013 года, в нижней части – результаты настоящих исследований. В результате использования секвенс-стратиграфической модели разрез приведен в соответствие с действующей региональной системой стратификации (Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания, 2004).

На втором этапе, согласно предложенному комплексному подходу, выполнен динамический анализ сейсмических данных в интервалах выделенных стратиграфических подразделений (пластов). Проанализирован широкий набор сейсмических атрибутов по кубам: с восстановленным соотношением амплитуд (ВСА), AVO Fluidfactor, Variance и частично-кратных сумм (равных удалений). Наиболее устойчивые связи свойств ачимовских пластов установлены с атрибутами кубов дальних удалений (в частности, с RMS-амплитудами куба удалений в диапазоне 3375–4225 м). На рисунке 4 показан график для одной группы ачимовских отложений системного тракта FSST пластов Ач1 и Ач2 со значениями корреляции параметра доли эффективной толщины в скважинах со значениями атрибута в точках скважин. На этом же графике четко определяется граница картирования конуса выноса по изолинии атрибута, которая использована для геометризации объекта на площади (рис. 5).

На основе рис. 4 также была получена прямая зависимость эффективной толщины от значений атрибута в точках скважин, при использовании которой с учетом результативного атрибута появилась возможность прогноза эффективных толщин с большей точностью в межскважинном пространстве для отложений аналогичного генезиса. По всем объектам одной группы (системного тракта) с помощью полученных единых трендов были рассчитаны прогнозные карты эффективных толщин. Такой прогноз выполнен впервые и использован для дальнейшей оценки объема коллектора.

Использование в работе куба амплитуд дальних удалений CPP 3D при картировании объектов в ачимовском интервале позволило существенно уточнить конфигурацию ловушек в плане. Газонасыщенный коллектор пластов в сейсмическом волновом поле характеризуется значительным ростом амплитуд отражения с увеличением удаления. Характерный индикатор наличия аномалии – высокоамплитудный импульс в виде яркого отрицательного экстремума, сменяемого ярким положительным («минимум–максимум») на разрезах дальних трасс. В плане динамическая аномалия уверенно локализуется

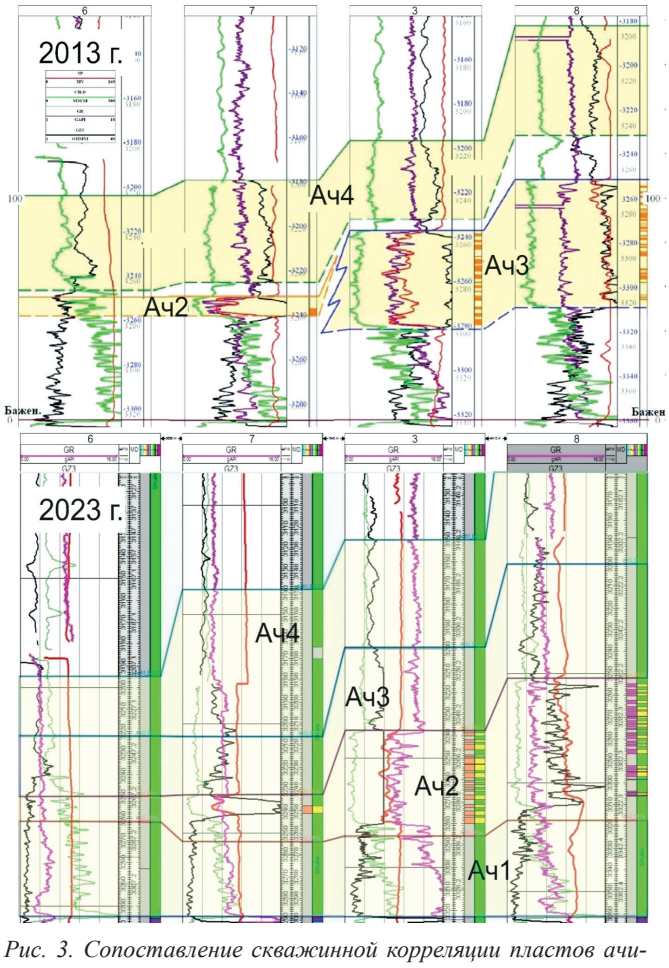


Рис. 3. Сопоставление скважинной корреляции пластов ачимовского интервала в пределах месторождения по данным 2013 года и результатам настоящих исследований

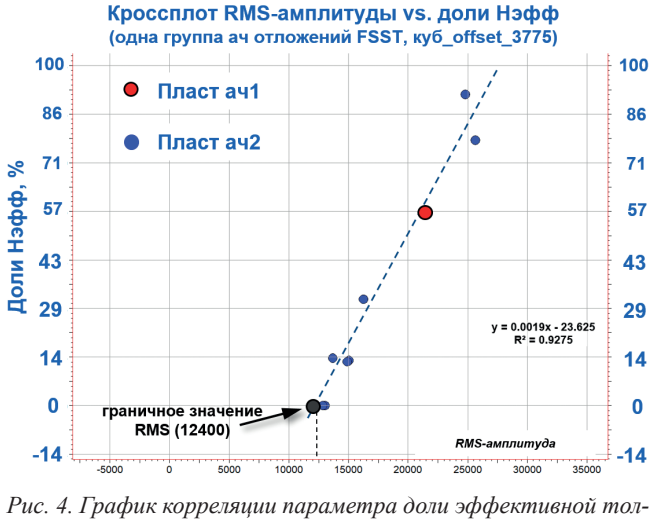


Рис. 4. График корреляции параметра доли эффективной толщины в скважинах со значениями атрибута в точках скважин для группы пластов Ач1, Ач2 системного тракта FSST

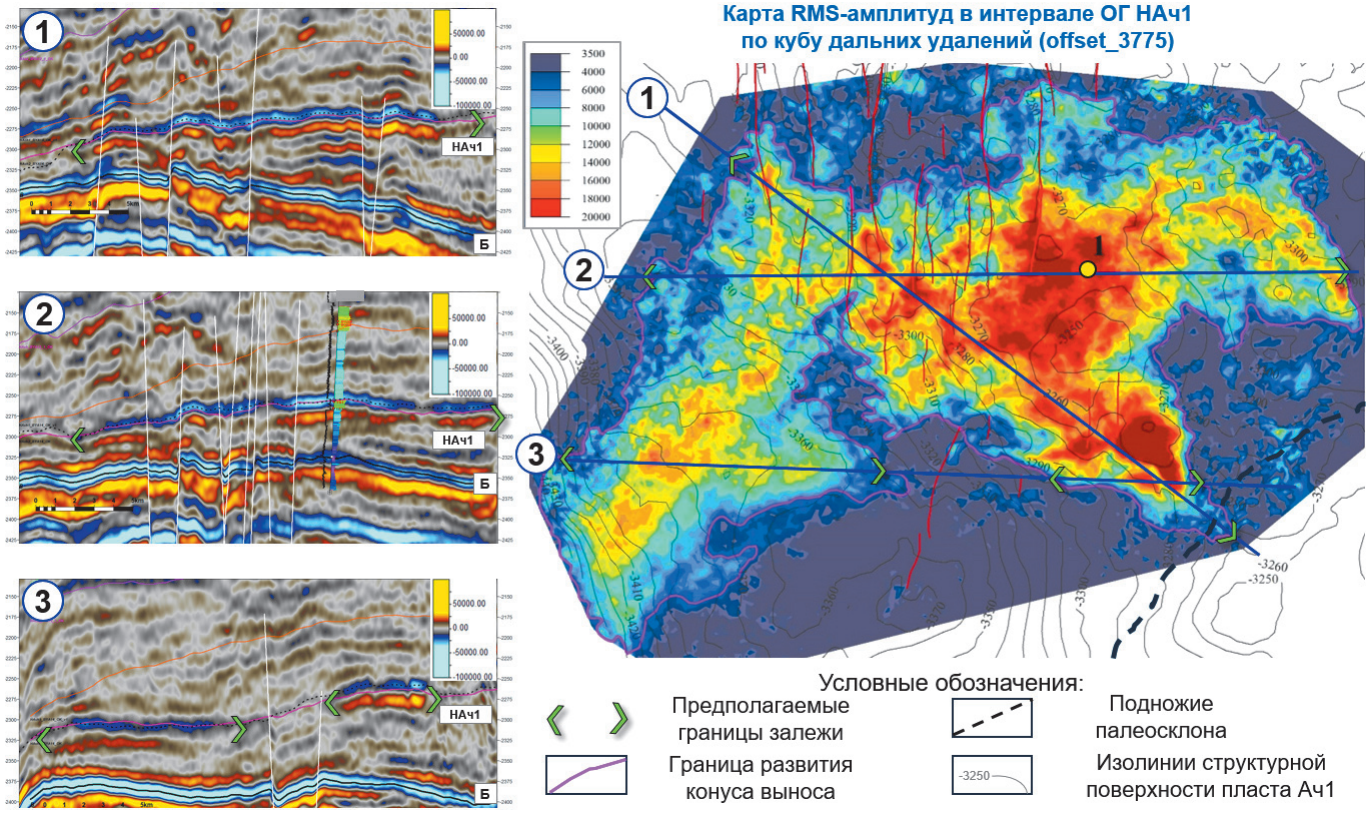


Рис. 5. Пример использования атрибута с куба дальних удалений при выделении объекта пласта Ач1 (объект выделен по граничному значению с графика)

в присклоновой части клиноформы и имеет геологическую форму конуса выноса (рис. 5).

Добиться детализации контуров объектов по сравнению с 2013 годом помогли также более детальная корреляция ОГ, расчет и подбор атрибута для прогноза в более узких окнах.

На заключительном этапе анализа выделенных объектов была выполнена оценка перспектив нефтегазоносности с учетом приуроченности к системным трактам. Ранее при анализе хорошо изученного месторождения-аналога на фактических данных была установлена связь между фильтрационно-емкостными свойствами ачимовских перспективных объектов и системными трактами, в которых сформировались объекты (Потапова, 2018). Наиболее перспективными, согласно этим исследованиям, являются пласты системного тракта форсированной регрессии, где параметры фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) закономерно выше аналогичных конусов выноса, сформированных в других системных трактах.

Согласно выполненной корреляции по принципам секвенс-стратиграфии выделено 8 перспективных ачимовских пласта (рис. 2):

- Ач1, Ач2, Ач3, Ач4 относятся к системным трактам форсированной регрессии, в отложениях такого типа ожидаются самые высокие значения ФЕС, согласно методике, описанной ранее;
- Ач5, Ач6, Ач7, Ач8 сформированы в системном тракте низкого стояния уровня моря, имеют второй приоритет изучения, т.к. ФЕС пластов могут быть несколько хуже из-за особенностей осадконакопления.

Для верификации теоретических представлений о формировании отложений выполнен анализ ФЕС по данным скважин, вскрывающих на территории месторождения ачимовскую толщу. В таблице 1 приведена информация о количестве скважин и точек исследования керна. Для удобства анализа пласты одинакового генезиса объединены в одну группу.

В пределах Южно-Тамбейского месторождения в ачимовском интервале определения ФЕС по керну выполнены в двух скважинах, при этом в последней из них лабораторные исследования образцов находятся в работе. По причине того, что большая часть скважин, вскрывших ачимовские отложения, транзитные, охарактеризованность керном интервала крайне низкая. Некоторые перспективные объекты (пласты Ач6–Ач8) выходят за пределы полигона месторождения и относятся к системному тракту LST, вскрыты скважинами на соседней площади, данных о наличии определений ФЕС по керну в них нет, данные о пористости по этому месторождению есть только те, что зафиксированы на Государственном балансе. Определения ФЕС по керну в пределах Южно-Тамбейского участка выполнены

Пласт	Количество скважин	Количество точек керна	$K_п$ по данным ГИС
Ач1, Ач2, Ач3, Ач4	11	364* (в 2х скв.), $K_{п.ср}$ = 0,152	0,15
Ач5, Ач6, Ач7, Ач8	6	Нет данных (соседнее МР)	0,15

Табл. 1. Объем фактических данных по скважинам. $K_п$ – коэффициент пористости, $K_{п.ср}$ – средний коэффициент пористости, МР – месторождение

в объеме пластов, относящихся к системному тракту FSST, и только в двух скважинах, выборка очень скудная и не представительная, поэтому выполнить сравнительное сопоставление ФЕС по фактическим данным не представляется возможным. Для выбора приоритетов изучения ачимовских объектов необходимо учитывать теоретические представления о качестве коллектора в системных трактах, которые детально описаны в работах Потаповой Е.А. (к примеру (Потапова, 2018) и др.), а также в англоязычных источниках (Catuneanu, 2009). В данном случае приоритет изучения при прочих равных условиях должен быть отдан пластам, сформированным в системном тракте FSST; вторые по значимости объекты, согласно теории, формируются в системном тракте LST; наиболее заглинизированные отложения глубоководной части характерны для системного тракта HST.

Заключение

В интервале ачимовских отложений выполнен секвенс-стратиграфический анализ. Его результаты позволили выполнить детализацию стратификации разреза, вписать концептуальную модель ачимовской толщи в существующую региональную модель, уточнить корреляцию и геометрию перспективных объектов, по которым расставить приоритеты по возможным прогнозным фильтрационно-емкостным свойствам ловушек, основываясь на принадлежности объектов к генетическим системным трактам. Все это в совокупности повышает детальность геологической модели в интервале ачимовских отложений.

Применение полноазимутальной сейсморазведки МОГТ 3D позволило существенно повысить сходимость сейсмического метода со скважинными данными. В частности, равномерное высокоплотное площадное распределение амплитуд на дальних удалениях позволило корректно закартировать область развития коллектора и получить прогнозные карты эффективных толщин при пересчете карт атрибутов с учетом скважинных данных (коэффициент корреляции $K_{кор} = 0{,}92$).

На графиках сопоставления эффективных толщин и параметра атрибута (рис. 4), которые анализировались комплексно для пластов единого генезиса, выделено граничное значение глинизации, которое позволило единообразно закартировать ловушки в разных пластах. Данный подход позволяет сравнивать перспективность объектов относительно друг друга, в том числе полученные объемы коллекторов по прогнозным картам эффективных толщин.

Впервые выполненный количественный прогноз эффективных толщин ачимовской толщи рекомендуется использовать для планирования программы геологоразведочных работ, а также расстановки эксплуатационного фонда скважин в дальнейшем с учетом оптимальной выработки пласта.

При последующем изучении отложений ачимовского комплекса рекомендуется проводить полный комплекс исследований керна, опробование пласта в открытом стволе для, исследование проб флюидов с целью уточнения характера насыщения пластов и параметров углеводородов.

При получении существенного объема данных по скважинам предлагается провести анализ фильтрационно-емкостных свойств ($K_п$, $K_{пр}$) с целью подтверждения теоретических представлений о качестве коллектора в системных трактах. Эта информация позволит сделать выводы о применимости закономерностей, полученных ранее на клиноформах уренгойской группы пластов, для территории Южно-Тамбейского месторождения и территорий одновозрастных клиноформ севера Западной Сибири (быстринский (арктический) сейсмо-стратиграфический комплекс).

Повышение детальности модели ачимовской толщи позволит выполнить обоснование поисково-разведочного бурения.

Литература

Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н. (2021). Стратиграфия юрско-меловых отложений на северо-востоке Западной Сибири по результатам секвенс-стратиграфического анализа. *Геофизик,* (3), с. 2–17.

Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г., Погребнюк С.А. (2018). Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования. *Rogtec magazine*, 9(2), с. 26–35.

Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2022 года (2022). Выпуск 82. Газы горючие. Уральский Федеральный округ. Часть 2. Ямало-Ненецкий автономный округ. Москва: Росгеолфонд, 590 с.

Гурари Ф.Г. (2003). Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). Новосибирск: СНИИГГиМС, 140 с.

Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. (2021). Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири. *Георесурсы*, 23(2), с. 179–191. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

Игошкин С.В., Балдин В.А., Игошкин В.П. (2022). Региональная секвенс-стратиграфическая модель Западной Сибири – основа для ГРР зональных и локальных проектов, разработки месторождений УВ. *Геология и геофизика – 2022: наука, производство, инновации: Материалы II Междунар. научно-практ. конф*. Тверь, с. 166–170.

Конторович В.А. (2020). Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских (берриас-нижнеаптских) отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря. *Геология и геофизика*, 12(61), с. 1735–1755. https://doi.org/10.15372/RGG2020154

Корников Р.О., Милей М.С., Басанаева Н.А. (2021). Фациальное моделирование ачимовских клиноформных отложений в условиях слабо дифференцированной картины на примере Соровского месторождения Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 7(355), с. 35–43. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-7(355)-35-43

Лебедев М.В. (2018). Фациальные несогласия и фациальные серии в секвенс-стратиграфии. Известия высших учебных заведений. *Нефть и газ*, (132), с. 24–32. https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-6-24-32

Потапова Е.А. (2018). Сиквенс-стратиграфическая модель нижнемелового клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского вала с Большехетской впадиной и прогноз структурно-литологических ловушек: *Дис. … канд. геол-минерал. наук*. Тюмень: ТИУ, 137 с.

Пунанова С.А. (2020). Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири. *Экспозиция нефть газ*, 3(76), с. 10–13.

Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. (2004). Новосибирск: СНИИГГиМС, 114 с.

Храмцова А.В., Лебедев М.В., Васильев В.Е. и др. (2022). Секвенс-стратиграфическая модель как основа изучения фациальной структуры клиноформного неокома севера Западной Сибири. *В сб.: Экзолит – 2022. Литология осадочных комплексов фанерозоя и докембрия*. Москва, с. 143–145.

Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P., Blum M.D., et al. (2009). Towards the standartization of sequence stratigtaphy. *Earth-Science Reviews,* 92(1–2), pp. 1–33. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003

Сведения об авторах

Андрей Владимирович Чернов – главный специалист, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53
e-mail: Andrey.Chernov@novatek.ru

Андрей Георгиевич Кощеев – главный специалист, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Елена Александровна Потапова – кандидат геол.-минерал. наук, старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Артем Юрьевич Смирнов – начальник управления ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Алексей Анатольевич Пашинский – главный геолог, ОАО «Ямал СПГ»
Россия, 117393, Москва, ул. Академика Пилюгина, д. 22

Анатолий Александрович Рассказов – Заместитель начальника управления, ОАО «Ямал СПГ»
Россия, 117393, Москва, ул. Академика Пилюгина, д. 22

Статья поступила в редакцию 03.08.2023;
Принята к публикации 12.09.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

An integrated approach to the study of Achimov deposits within the South Tambey field (Western Siberia)

A.V. Chernov[*1], *A.G. Koshcheev*[1], *E.A. Potapova*[1], *A.Yu. Smirnov*[1], *A.A. Pashinskiy*[2], *A.A. Rasskazov*[2]
[1]*NOVATEK Scientific and Technical Center, Tyumen, Russian Federation*
[2]*Yamal SPG, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Andrey V. Chernov, e-mail: Andrey.Chernov@novatek.ru*

Abstract. In order to clarify the structure of promising oil and gas objects in the South Tambey field (Western Siberia), an integrated approach to the study of Achimov deposits has been developed. The oil and gas potential level includes layers from PK1 to Yu9 at depths from 1000 to 4000 meters. Despite the fifty-year history of drilling wells in the area, the Achimov objects are currently poorly explored in the study area and may have significant potential for development. The purpose of this work was to clarify the geological structure of the Achimov deposits, which became possible thanks to the acquisition of new geological exploration data during the study of the underlying Jurassic complex. CDP 3D seismic exploration work was completed using a modern full-azimuth observation system, and active drilling of exploration wells for Jurassic deposits in the slope parts of the main structures began. The objectives of the study were the interpretation of a 3D seismic cube covering most of the area of the site, seismic geological linking of data from the Achimov interval of the field with neighboring areas, including using the sequence stratigraphy method, accounting for the results of drilling wells for the pilot development of the Jurassic complex and the transit fund of prospecting and exploration wells, as well as the inclusion of the results of a petrophysical model in a first approximation for the Achimov reservoir interval of the South Tambey field. The results of full-azimuth CDP 3D seismic surveys made it possible to obtain reliable correlations between well data and seismic data, including analysis of AVO attributes (Amplitude Variation with Offset). Based on sequence stratigraphic analysis, the stratification of the section was clarified, correlation with neighboring territories was made, and a conceptual model of the clinoform complex was created. For each layer, system tracts within the sequences were determined. There is strong relationship existing between the formation conditions, geometry of objects and reservoir properties.

Keywords: Achimov deposits, sequence stratigraphy, clinoform complex, AVO attributes

Recommended citation: Chernov A.V., Koshcheev A.G., Potapova E.A., Smirnov A.Yu., Pashinskiy A.A., Rasskazov A.A. (2023). An integrated approach to the study of Achimov deposits within the South Tambey field (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 40–48. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.6

References

Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasypov N.Z., Nizamutdinova I.N. (2021). Stratigraphy of Jurassic-Cretaceous deposits in the northeast of Western Siberia based on the results of sequence stratigraphic analysis. *Geofizik*, (3), pp. 2–17. (In Russ.)

Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G., Pogrebnyuk S.A. (2018). Key problems of development of Achimov deposits at different scales of study. *Rogtec magazine*, 9(2), pp. 26–35. (In Russ.)

Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P., Blum M.D., et al. (2009). Towards the standartization of sequence stratigtaphy. *Earth-Science Reviews,* 92(1–2), pp. 1–33. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003

Decision of the 6th interdepartmental stratigraphic meeting on the consideration and adoption of refined stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia (2004). Novosibirsk. (In Russ.)

Gurari F.G. (2003). The structure and conditions for the formation of clinoforms of the Neocomian deposits of the West Siberian Plate (the history of the formation of ideas). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 140 p. (In Russ.)

Igoshkin S.V., Baldin V.A., Igoshkin V.P. (2022). The regional sequence-stratigraphic model of Western Siberia is the basis for geological exploration of zonal and local projects and the development of hydrocarbon fields. *Geology and Geophysics – 2022: science, production, innovation: Proc. II Int. Sci. and Pract.Conf.* Tver, pp. 166–170. (In Russ.)

Khramtsova A.V., Lebedev M.V., Vasil'ev V.E., Baburin A.N., Dubrovina L.A., Rozbaeva G.L. (2022). Sequence-stratigraphic model as a basis for studying the facies structure of the Neocomian clinoform in the north of Western Siberia. *Coll. papers: Ekzolit – 2022. Lithology of sedimentary complexes of the Phanerozoic and Precambrian. Annual meeting.* Moscow, pp. 143–145. (In Russ.)

Kontorovich V.A. (2020). A Model of the Geological Structure and the Oil and Gas Prospects of Neocomian (Berriasian–Lower Aptian) Sediments of the West Siberia Arctic Regions and the Kara Sea Shelf. *Russ. Geol.*

Geophys., 61(12), pp. 1429–1447. https://doi.org/10.15372/RGG2020154

Kornikov R.O., Miley M.S., Basanaeva N.A. (2021). Facies modeling of Achimov clinoform deposits in conditions of a poorly differentiated pattern using the example of the Sorovskoye field in Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, 7(355), pp. 35–43. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-7(355)-35-43

Lebedev M.V. (2018). Facies unconformities and facies series in sequence stratigraphy. *Oil and Gas Studies*, 6(132), pp. 24–32. (In Russ.) https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-6-24-32

Potapova E.A. (2018). Sequence-stratigraphic model of the Lower Cretaceous clinoform complex in the junction zone of the Srednemessoyakha swell with the Bolshekhetsk depression and forecast of structural-lithological traps. Cand. geol. and mineral. sci. diss. Tyumen: TIU, 137 p. (In Russ.)

Punanova S.A. (2020). Hydrocarbon accumulations of Achimov deposits in the northern regions of Western Siberia. *Ekspozitsiya neft' gaz*, 3(76), pp. 10–13. (In Russ.)

State Balance of Mineral Reserves of the Russian Federation (2022). Issue 82. Combustible gases. Ural federal district. Part 2. Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. Issue 82. (In Russ.)

Zhemchugova V.A., Rybalchenko V.V., Shardanova T.A. (2021). Sequence-stratigraphic model of the West Siberia Lower Cretaceous. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 179–191. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

Manuscript received 3 August 2023;
Accepted 12 September 2023;
Published 30 September 2023

About the Authors

Andrey V. Chernov – Chief Specialist, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: Andrey.Chernov@novatek.ru

Andrey G. Koshcheev – Chief Specialist, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Elena A. Potapova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Artem Y. Smirnov – Head of Department, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Aleksey A. Pashinskiy – Chief Geologist, Yamal SPG
22, Akademik Pilyugin st., Moscow, 117393, Russian Federation

Anatoliy A. Rasskazov – Deputy Head of Department, Yamal SPG
22, Akademik Pilyugin st., Moscow, 117393, Russian Federation

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7

УДК 622.276

Использование сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса

М.Ю. Шаповалов[1], И.М. Хамитуллин[1], Р.Р. Шакиров[1], К.Е. Филиппова[2], А.А. Брегида[3]*

[1]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

[2]ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

[3]ООО «НОВАТЭК – ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», Новый Уренгой, Россия

В интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса одного из месторождений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выполнена современная сейсмическая интерпретация, в том числе с применением синхронной стохастической инверсии сейсмических данных. Основным объектом исследования являлся интервал группы пластов $Ю_2$. В рамках работы выполнено петроупругое моделирование с использованием данных геофизических исследований по 6 скважинам. На основании моделирования дано заключение о принципиальной возможности прогнозирования литологии методом решения обратной задачи сейсморазведки, определена оптимальная параметризация упругих свойств для отделения водонасыщенных и газонасыщенных коллекторов от глинистых отложений. Комплексная интерпретация скважинных и сейсмических данных, а также результатов стохастической инверсии позволила выделить перспективные зоны аккумуляции углеводородов в целевом интервале. Анализ вероятностных атрибутов – кубов частоты встречаемости газонасыщенных коллекторов – позволил закартировать линзовидное строение пластов и обосновать гидродинамические барьеры между отдельными залежами газа.

Ключевые слова: сейсморазведка, стохастическая инверсия, юрские отложения, прибрежно-континентальные отложения, AVO-анализ

Для цитирования: Шаповалов М.Ю., Хамитуллин И.М., Шакиров Р.Р., Филиппова К.Е., Брегида А.А. (2023). Использование сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса. *Георесурсы,* 25(3), с. 49–56. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7

Введение

Среди всех геофизических методов поиска залежей нефти и газа, к которым можно отнести гравиметрию, электро- и магниторазведку, наиболее информативной остается сейсморазведка. Причиной этому, в первую очередь, служит сама физика метода. Залежи жидких и особенно газообразных углеводородов существенно изменяют скорость распространения акустических волн в среде и плотность породы, что приводит к формированию аномалий в волновом поле.

Решение обратной динамической задачи сейсморазведки, более известное как сейсмическая инверсия, позволяет по наблюденному волновому полю восстановить упругие свойства среды. Стохастическая инверсия позволяет получить трехмерный прогноз, увязанный и со скважинными, и с сейсмическими данными, что является её преимуществом по сравнению с классическим регрессионным динамическим анализом и детерминистической инверсией (Яковлев и др., 2011; Haas, Dubrule, 1994).

Целью данной работы является получение трехмерной модели литологии и распределения коллектора, юрского комплекса одного из месторождений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) с использованием синхронной стохастической инверсии сейсмических данных. Осложняется достижение цели тем, что пласты имеют прибрежно-континентальный генезис. Как известно, в таких условиях формируются породы, имеющие высокую латеральную изменчивость. Редкая сеть скважин глубокого бурения не позволяет в полной мере описать эту изменчивость в межскважинном пространстве.

Исследование можно разделить на два этапа. Первый этап состоит из оценки возможности прогноза литологии на основе геофизических данных, включая петроупругое моделирование, обоснование различных литотипов в полях упругих параметров и выбор параметризации для прогноза. Второй этап – это прогнозирование геологического разреза.

Материалы и методы

Объектом исследования являются юрские пласты одного из месторождений севера Западно-Сибирской НГП. Глубина залегания целевого интервала – порядка 4 километров. Рассматриваемый объект имеет малую

* Ответственный автор: Михаил Юрьевич Шаповалов
e-mail: Mikhail.Shapovalov@novatek.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

* Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

изученность данными глубокого бурения – имеется 6 скважин с необходимым комплексом исследований, при этом площадь исследования составляет порядка 500 кв. км. На этапе контроля качества также были привлечены результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) по 4 эксплуатационным скважинам (эффективные и газонасыщенные толщины коллектора).

Для выполнения инверсионных преобразований используются методы ГИС, которые дают информацию об упругих свойствах среды: широкополосный акустический каротаж (АКШ), дающий информацию о скорости распространения продольной и поперечной упругих волн, и плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп), позволяющий определить плотность пород. Помимо специальных методов, для петрофизической интерпретации был использован стандартный комплекс ГИС, включающий методы сопротивления, спонтанной поляризации, радиоактивные методы и керновые данные (макроописание, рентгеноструктурный анализ).

Сейсмической основой исследований послужил объединенный трехмерный куб, составленный из отдельных съемок, выполненных методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ ОГТ 3D). Тип источника возбуждения колебаний – вибрационный. Высокая кратность наблюдений (406) и большое максимальное расстояние «пункт возбуждения – пункт приема» позволило сформировать 7 частично-кратных сумм в диапазоне удалений: 150–1150 м, 1000–1950 м, 1850–2750 м, 2600–3550 м, 3400–4350 м, 4200–5150 м, 5000–6000 м с кратностью от 18 до 21. На уровне целевого интервала соответствующие угловые диапазоны для данных удалений будут следующими: 0°–7°, 6°–13°, 12°–17°, 16°–22°, 22°–26°, 26°–29°, 29°–31°.

Такой набор входных данных позволил использовать современную модификацию алгоритма решения обратной задачи – синхронную стохастическую инверсию.

Стохастическая инверсия может выполняться как по суммарным, так и по частично-кратным суммам во временной и в глубинной области. Получаемые результаты сопоставимы с разрешенностью каротажных кривых ГИС – кубы упругих параметров, пористости, литологии, вероятностные кубы каждого литотипа. Имеется множество решений, которое позволяет снизить неопределённости при изучении месторождения и, что немаловажно, все решения согласуются с сейсмическими и скважинными данными. Результаты стохастической инверсии помогают построить более детальную и согласованную с имеющейся геолого-геофизической информацией модель целевого пласта (Шаповалов, Осипова, 2014).

Основные преимущества стохастической инверсии перед детерминистической состоят в следующем:

• Сокращение неопределенности за счёт использования большего объёма информации;

• Возможность использования геологических ограничений (характер напластования внутри слоя, параметры вариограмм, исходя из геологической модели объектов, использование информации о флюидальных контактах, использование пропорций распределения литотипов внутри слоя);

• Возможность количественной оценки неопределённости из множества решений;

• Высокая детальность результата, сопоставимая с каротажными данными;

• Абсолютная согласованность решений со скважинными данными.

К недостаткам метода можно отнести:

• Существенное увеличение времени подготовки данных и непосредственного машинного времени на расчёты;

• Отсутствие детерминированного результата. На выходе алгоритма появляется множество отличающихся друг от друга, но равновероятных с точки зрения сейсмического отклика результатов;

• Высокая вертикальная разрешенность (выше сейсмической разрешенности) конечного результата в межскважинном пространстве имеет статистическую (вероятностную) природу, что должно быть учтено при интерпретации и геологическом моделировании.

Важным этапом подготовки данных к стохастической инверсии является определение количества литотипов для моделирования. Главный принцип их определения – это уверенное разделение в поле упругих параметров (P-импеданс, S-импеданс, Vp/Vs, плотность) и количественная репрезентативность.

В результате анализа распределения литотипов по упругим параметрам было получено обоснование возможности разделения литологии на основе сейсмической

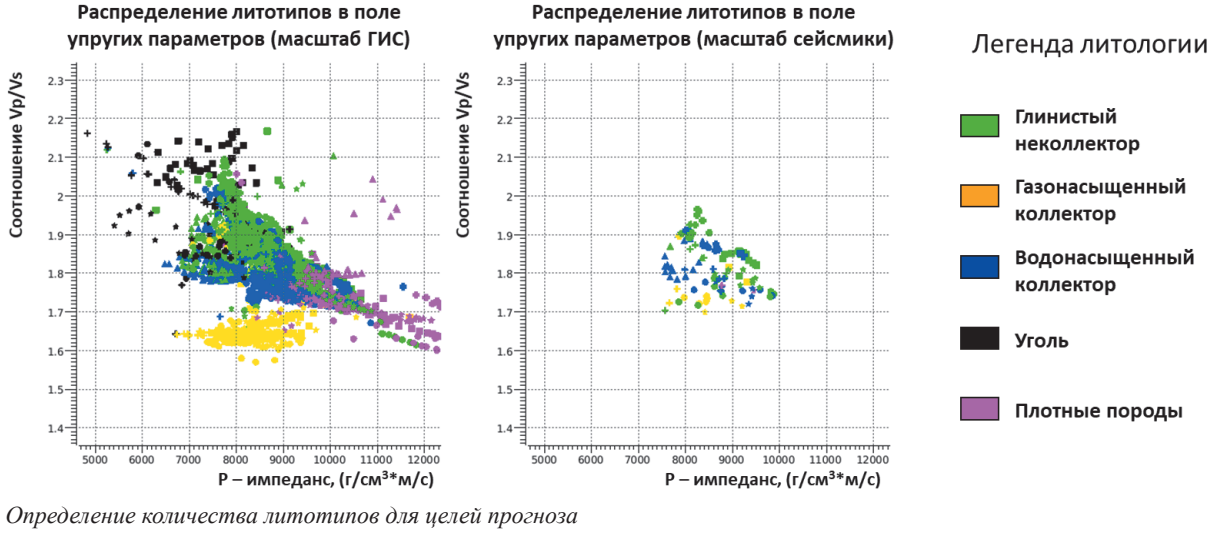


Рис. 1. Определение количества литотипов для целей прогноза

инверсии. Финальный набор литотипов выглядит следующим образом: газонасыщенный песчаник, водонасыщенный песчаник, плотные породы, уголь, глина (рис. 1).

Из представленного рисунка можно сделать несколько выводов.

• Разделение газонасыщенных коллекторов и остальных литотипов максимально. Наилучшей параметризацией для выполнения инверсии является поле P-импеданс – соотношение скоростей продольных и поперечных волн.

• Водонасыщенный коллектор имеет существенную область перекрытия с глинистым неколлекторам. Возможно уверенное выделение только чистых литотипов.

• Прогноз эффективных толщин будет иметь меньшую достоверность по сравнению с прогнозом газонасыщенных толщин.

Процесс стохастической инверсии представлен в виде упрощённой блок-схемы (рис. 2). Все реализации, полученные в процессе стохастических расчётов, должны согласовываться с сейсмическими данными. Основной принцип заключается в том, что синтетическое волновое поле, получаемое в результате свёртки сигнала с моделью упругих свойств, должно соответствовать реальному волновому полю. Уровень сейсмического шума определяет, насколько хорошо синтетические трассы должны сопоставляться с реальными сейсмическими трассами.

Из семи перечисленных в начале статьи частично-кратных сумм в расчет инверсии пошли первые пять в диапазоне удалений от 150 до 4350 метров. Последние две суммы исключались из расчета по причине формирования закритических отражений и аномального поведения амплитуд.

Для создания вертикальных вариограмм использовались скважинные данные, а для создания горизонтальных вариограмм – сейсмические, в данном случае результаты атрибутного анализа.

Итоговые параметры вариограмм приведены в табл. 1.

Оптимизация всех параметров инверсии – параметры вариограмм, сейсмический шум для каждой

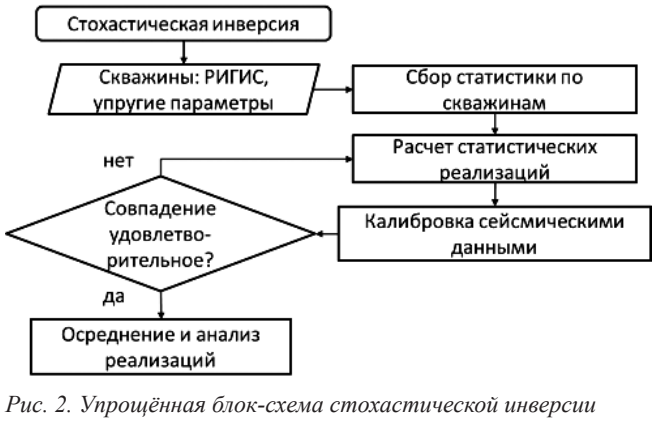


Рис. 2. Упрощённая блок-схема стохастической инверсии

Наименование литотипа	Радиус вариограммы Вертикальный / Горизонтальный
Глинистый неколлектор	4 мс / 2000 м
Плотные породы	0,5 мс / 500 м
Уголь	0,5 мс / 500 м
Водонасыщенный коллектор	2 мс / 1000 м
Газонасыщенный коллектор	2 мс / 1000 м

Табл. 1. Параметры вариограмм для каждого литотипа

Диапазон удалений, м	Соотношение сигнал/шум, Дб	Коэффициент корреляции сейсмика / синтетика
150–1150	11	0,97
1000–1950	19	0,99
1850–2750	18	0,99
2600–3550	17	0,98
3400–4350	18	0,99

Табл. 2. Оценки сходимости синтетического и реального волнового полей для каждой частично-кратной суммы

частично-кратной суммы – проводилась путем визуального сопоставления разрезов литотипов, полученных в результате тестовых просчётов реализаций без включения скважин в решение с фактической кривой литологии по данным ГИС в точке каждой скважины.

Для контроля качества было оценено схождение синтетического и реального волнового полей для каждой частично-кратной суммы. Средние оценки сходимости приведены в табл. 2.

Результаты стохастической инверсии

Результатом стохастической инверсии являются множественные равновероятные высокоразрешённые реализации кубов литотипов и упругих свойств. Каждая реализация уникальна и является описанием строения месторождения. Количественная оценка коллекторского потенциала месторождения может выполняться как по одной реализации, так и по множеству на основе вероятностной оценки.

Для контроля точности восстановления литологии было рассчитано 50 реализаций с частичным исключением скважин из решения, что позволяет объективно оценить прогностическую способность метода стохастической инверсии. Скважинами исключениями являлись 4 эксплуатационные скважины в которых не было АКШ и ГГКп, но при этом имелись результаты интерпретации ГИС в виде данных по эффективным и газонасыщенным толщинам коллектора. Прогнозные карты эффективных и газонасыщенных толщин во временном масштабе рассчитывались по кубам наиболее вероятного литотипа по результатам осреднения всех реализаций по формуле:

$$H = \sum_1^n I * H_i,$$

где I – ячейка, имеющая значение искомого литотипа: Res для расчёта эффективных толщин, Sand_Gas для расчета газонасыщенных толщин; H_i – вертикальный размер ячейки модели, равный 0,5 мс для интервала целевых пластов.

Результаты сопоставления прогноз-факт по слепым скважинам приведены на кроссплоте (рис. 3). Из рисунка можно сделать вывод, подтверждающий наблюдения из разделения литотипов в полях упругих параметров. Газонасыщенные толщины коллектора прогнозируются более достоверно, чем эффективные. При этом для эффективных толщин тренд фактических и прогнозных значений совпадает, несмотря на большую дисперсию данных (стандартное отклонение ошибки прогноза по слепым скважинам для эффективных толщин – 6,1 м, для газонасыщенных толщин – 1,1 м).

На рисунке 4 приведен пример волнового поля для целевого интервала и разрез частоты встречаемости коллектора. Сопоставление этих двух разрезов наглядно

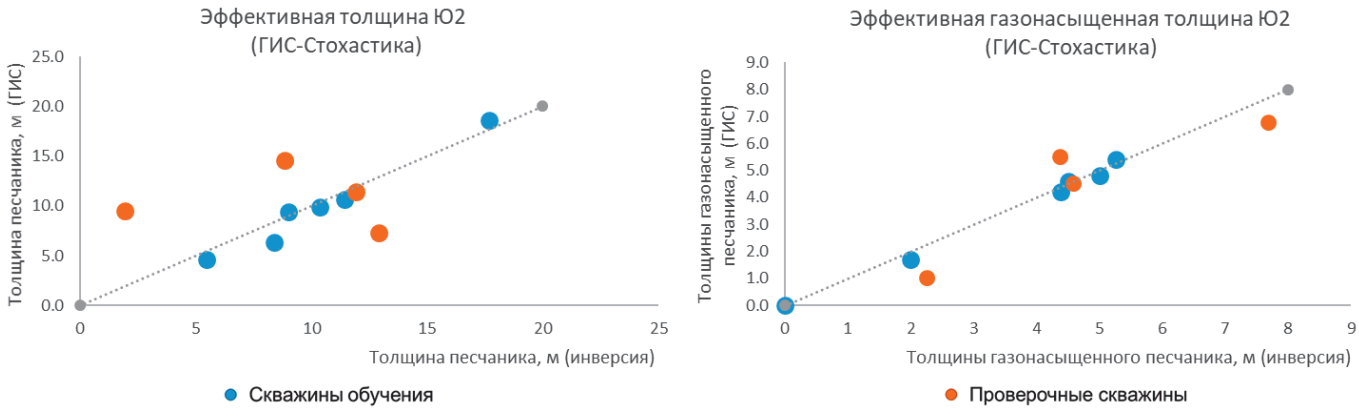


Рис. 3. Кроссплоты прогноз-факт для эффективных и газонасыщенных толщин пласта $Ю_2$

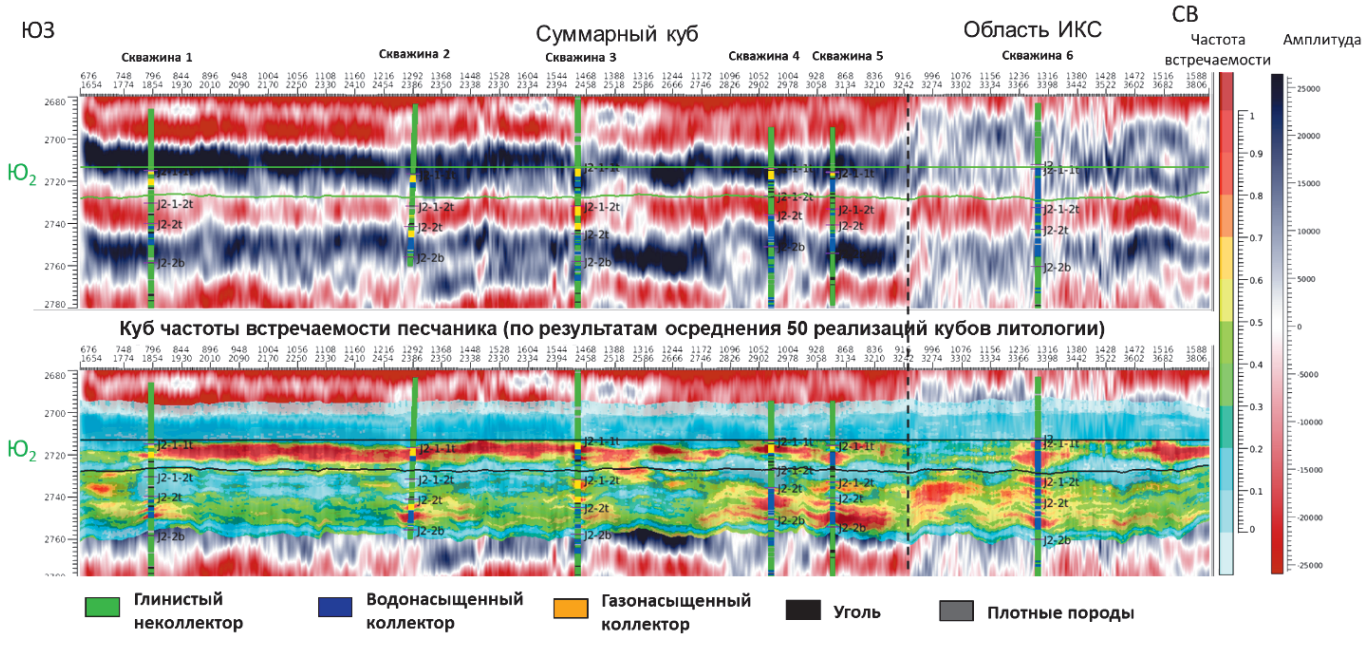


Рис. 4. Сопоставление сейсмической волновой картины и куба частоты встречаемости коллектора по инверсии

демонстрирует проявление зон улучшенных коллекторов на сейсмике.

Первое, что необходимо отметить на рис. 4, это область инверсионной кольцевой структуры (ИКС) в северо-восточной части разреза, связанную с зоной влияния вышезалегающих газовых залежей (Бородкин и др., 2017). Здесь волновая картина существенно отличается от остальной части площади, оси синфазности искажаются и прослеживаемость их ухудшается, а частотный диапазон сейсмической записи сокращается. Все эти факторы приводят к ухудшению достоверности прогноза инверсии в данной зоне. В конечном результате информация в данной области была признана некондиционной для целевого интервала.

Временная толщина исследуемого интервала составляет около 10–12 миллисекунд. Области развития коллектора целевого пласта $Ю_2$ по сейсмическому прогнозу и по скважинам соответствуют друг другу.

При этом куб частоты встречаемости газонасыщенного коллектора является более информативным с точки зрения залежи и позволяет исследовать даже внутреннее строение коллектора. Так в центральной части площади, вблизи скважины №3 видны разделенные линзы, наложенные одна на другую по вертикали (рис. 5).

Использование динамического анализа или детерминистической инверсии не позволяло ранее обнаружить такую особенность строения пласта $Ю_2$, т.к. в горизонтальной проекции отдельные гидродинамически изолированные линзы перекрываются, и граница разделения отдельных залежей на суммарной карте толщин не прослеживается (рис. 6).

Верификация прогноза с помощью AVO-анализа

На прогнозной карте газонасыщенных толщин целевого пласта максимальные значения параметра наблюдаются в северо-западной части площади. Эта область не охарактеризована данными бурения, однако перспективность её крайне высока. Для дополнительной верификации природы выделенной по результатам стохастической инверсии сейсмических данных аномалии проведен дополнительный AVO-анализ.

Согласно классификации Резерфорда и Уильямса (Rutherford, Williams, 1989), пласт $Ю_2$ относится к 3 классу AVO объектов – акустически мягкие газонасыщенные коллектора. Для таких коллекторов характерно проявление AVO эффекта в виде отрицательного коэффициента

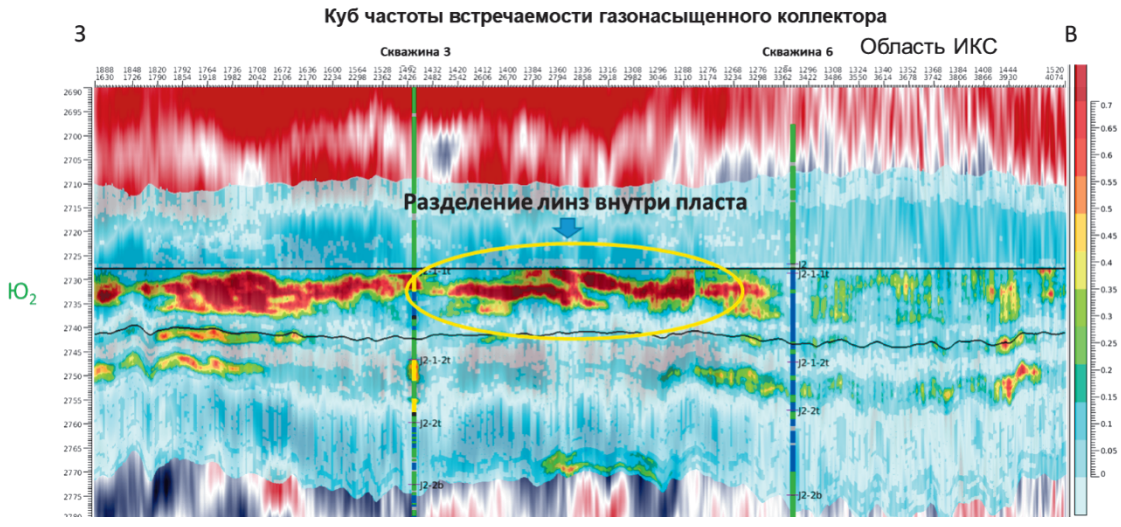


Рис. 5. Разрез куба частоты встречаемости газонасыщенного коллектора по инверсии

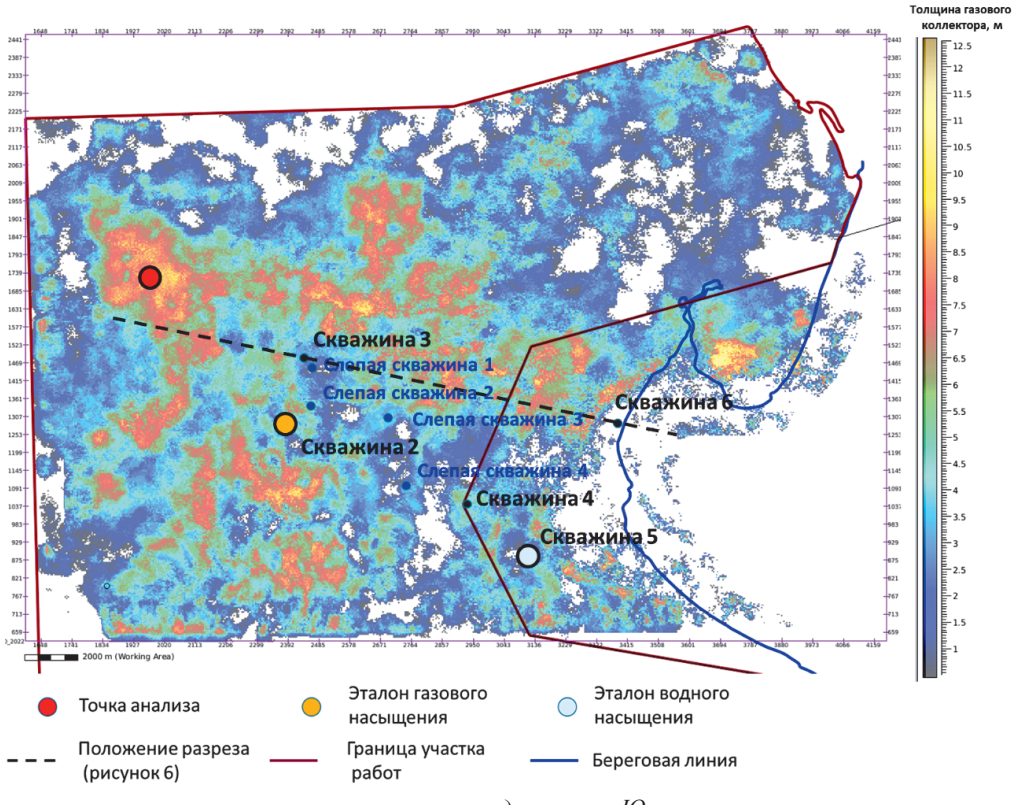


Рис. 6. Прогнозная карта толщин газонасыщенного коллектора для пласта $Ю_2$ с положением линии разреза и точками AVO анализа

отражения с большим градиентом (увеличение амплитуды отражения с удалением). Для аналогичных коллекторов с водным насыщением характерно уменьшение или сохранение амплитуды с удалением, т.е. низкий градиент. Проведение дальнейших исследований было основана на этой закономерности.

Из имеющегося массива скважинных данных были выбраны эталонные скважины для водяного и газового насыщения пласта. Так, в скважине 5 по результатам интерпретации ГИС была выделена максимальная толщина водонасыщенного коллектора, а в скважине 2 – максимальная толщина газонасыщенного коллектора. В этих точках были извлечены сейсмограммы, и сняты параметры изменения амплитуд с удалением (рис. 7). Попарное сопоставление точки анализа на северо-западе с каждой из них показывает, к какому типу флюида ближе поведение сейсмограммы в неразбуренной перспективной зоне (рис. 8).

В скважине 5 изменение амплитуды отражения от кровли $Ю_2$ с удалением минимально, т.е. градиент AVO минимальный, что соответствует теоретическому поведению отражений от водонасыщенных коллекторов.

В скважине 2 изменение амплитуды отражения от кровли $Ю_2$ с удалением значительное, т.е. градиент AVO максимальный, что соответствует теоретическому поведению отражений от газонасыщенных коллекторов.

Кроме того, на ближних удалениях присутствует искажение, связанное с влиянием поверхностной волны. Эта область не участвовала в анализе.

Изменение амплитуды отражения от кровли $Ю_2$ с удалением в контрольной точке на северо-западе сопоставимо с аналогичным параметром в скважине 2, т.е. градиент

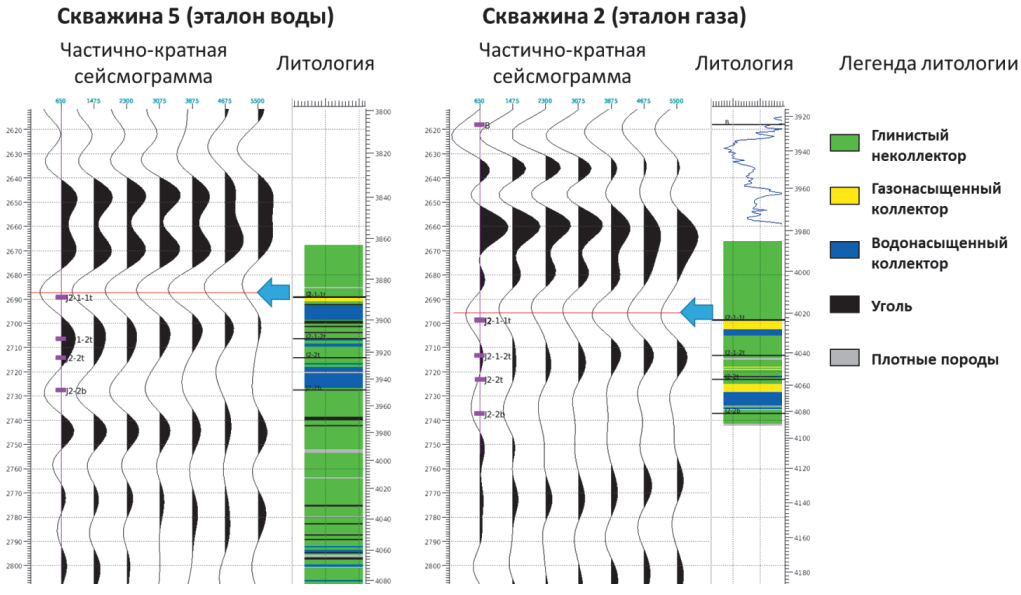


Рис. 7. Частично суммированные сейсмограммы в эталонных точках воды (скв. 5) и газа (скв. 2) и соответствующая литология

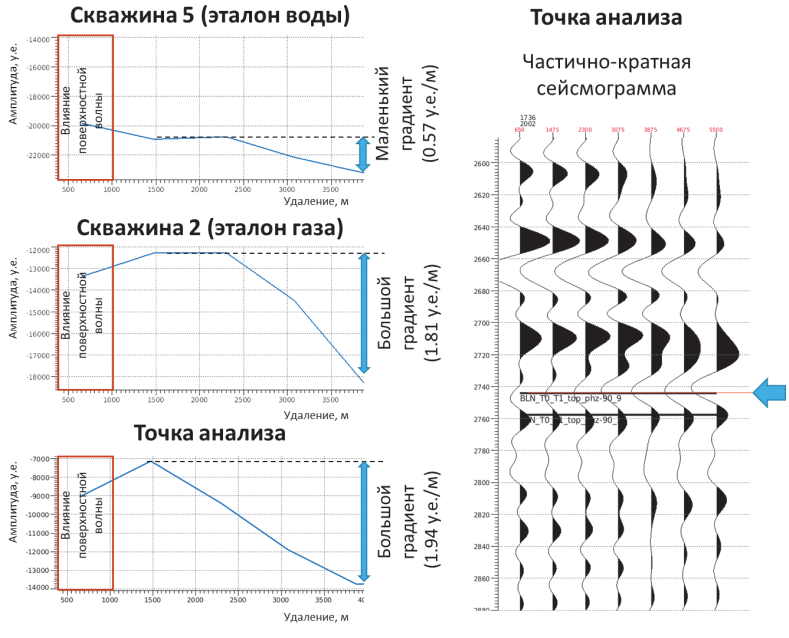


Рис. 8. Сопоставление AVO откликов от эталонных точек с сейсмограммой и AVO откликом в точке максимальных газонасыщенных толщин

AVO большой, что соответствует теоретическому поведению отражений от газонасыщенных коллекторов.

Таким образом, AVO-анализ показал, что область максимальных газонасыщенных толщин по результатам стохастической инверсии согласуется с теоретическим поведением амплитуд для газовых залежей.

Заключение

Статья посвящена использованию сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса. Результаты, полученные в рамках настоящей работы, убедительно показывают принципиальную возможность прогноза как областей развития газонасыщенных коллекторов в целевом интервале, так и перспективы по уточнению внутреннего строения пластов, формировавшихся в прибрежно-континентальных условиях осадконакопления, выделению изолированных линз и гидродинамических барьеров.

Для успешного прогноза с использованием технологии стохастической инверсии необходимо соблюдение следующих условий:

1. Наличие керновых исследований по литологии, фильтрационно-емкостным и упругим свойствам пород, слагающих целевой интервал;

2. Наличие качественных данных ГИС (АКШ, ГГКп, набор стандартных каротажей) в целевом интервале, а также выше и ниже объекта исследования на достаточную для сейсмостратиграфической привязки и свертки импульса высоту;

3. Петрофизические предпосылки в виде разделения желаемых к прогнозу литотипов в полях упругих параметров (P-импеданс, S-импеданс, плотность, соотношение Vp/Vs);

4. Наличие высококачественной современной сейсмической съемки, обработанной с сохранением истинного соотношения амплитуд как по вертикали, так и с удалением.

В результате сейсмического прогноза были получены трёхмерные кубы вероятности наличия литотипов «коллектор» и «газонасыщенный коллектор». Для подтверждения прогнозов выполнен ретроспективный анализ методом «слепой скважины» с исключением более 30% фонда бурения, а также AVO-анализ сейсмограмм.

Благодарности

Авторы выражают большую благодарность руководству ООО «НОВАТЭК – ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» в лице заместителя генерального директора – главного геолога Васильева С.В. за предоставленные материалы и содействие в подготовке настоящей публикации.

Литература

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А. (2017). Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических районов Западной Сибири как критерия нефтегазоносности. *Геология нефти и газа*, (3). с. 69–76.

Шаповалов М.Ю., Осипова М.В. (2014). Создание геологической модели пласта ВЧ Верхнечонского месторождения на основе стохастической инверсии. *6-я Междунар. геолого-геофиз. конф.-выст.: Санкт-Петербург 2014. Геонауки – инвестиции в будущее*. Санкт-Петербург: EAGE.

Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. (2011). Почти всё о сейсмической инверсии. *Технологии сейсморазведки*, (1), с. 5–15.

Haas A., Dubrule O. (1994). Geostatistical inversion – a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. *First Break*, 12(11), pp. 561–569.

Rutherford S.R., Williams R.H. (1989). Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics*, 54(6), pp. 680–688.

Сведения об авторах

М.Ю. Шаповалов – кандидат геол.-минерал. наук, старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53
e-mail: Mikhail.Shapovalov@novatek.ru

И.М. Хамитуллин – главный технолог проекта управления подготовки ресурсной базы, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Р.Р Шакиров – директор департамента подготовки ресурсной базы, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

К.Е. Филиппова – эксперт департамента геологоразведочных работ, ПАО «НОВАТЭК»
Россия, 119415, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2

А.А. Брегида – заместитель главного геолога, ООО «НОВАТЭК – ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»
Россия, 629309, Новый Уренгой, Славянский микрорайон, д. 9

Статья поступила в редакцию 20.07.2023;
Принята к публикации 06.09.2023;
Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Reservoir characterization in coastal-continental environment of the Jurassic complex based on seismic data inversion

M.Yu. Shapovalov[1], I.M. Khamitullin[1], R.R. Shakirov[1], K.E. Filippova[2], A.A. Bregida[3]*
[1]NOVATEK Scientific and Technical Center, Tyumen, Russian Federation
[2]NOVATEK, Moscow, Russian Federation
[3]NOVATEK – YURKHAROVNEFTEGAZ, Noviy Urengoy, Russian Federation
[*]Corresponding author: Mikhail Yu. Shapovalov, e-mail: Mikhail.Shapovalov@novatek.ru

Abstract. A modern seismic interpretation of coastal-continental deposits in the Jurassic complex of one of the fields in the north of the West Siberian Oil and Gas Province, including simultaneous stochastic inversion of seismic data was performed. The main object of the study was the interval of the group of J2 reservoirs. Petro-elastic modeling was carried out on the project. Modelling includes six wells with geophysical well logs. Feasibility study shows possibility of predicting lithology by stochastic inversion. In addition, optimal parametrization of elastic properties was determined to separate water-saturated and gas-saturated reservoirs from clay deposits. Interpretation of well and seismic data, as well as the results of stochastic inversion, made it possible to identify play zones in target interval. Probability cubes of gas-saturated reservoirs, made it possible to map the lenticular structure of the reservoirs and substantiate hydrodynamic barriers between individual gas plays.

Keywords: seismic dats, stochastic inversion, Jurassic, coastal-continental deposits. AVO – analysis

Recommended citation: Shapovalov M.Yu., Khamitullin I.M., Shakirov R.R., Filippova K.E., Bregida A.A. (2023). Reservoir characterization in coastal-continental environment of the Jurassic complex based on seismic data inversion. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 49–56. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7

References

Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A. (2017). Characteristics of the geological nature of inversion ring structures within the Arctic regions of Western Siberia as a criterion for oil and gas potential. *Geologiya nefti i gaza = Russion oil and gas geology*, (3). pp. 69–76. (In Russ.)

Haas A., Dubrule O. (1994). Geostatistical inversion – a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. *First Break*, 12(11), pp. 561–569.

Rutherford S.R., Williams R.H. (1989). Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics*, 54(6), pp. 680–688.

Shapovalov M.Yu., Osipova M.V. (2014). Creation of a geological model of the VCh formation of the Verkhnechonskoye field based on stochastic inversion. *Conf.-exhibition: St. Petersburg 2014. Geosciences – investments in the future*. St. Petersburg: EAGE. (In Russ.)

Yakovlev I.V., Ampilov Yu.P., Filippova K.E. (2011). Almost everything about seismic inversion. *Tekhnologii seismorazvedki = Seismic technologies*, (1), pp. 5–15. (In Russ.)

About the Authors

M.Yu. Shapovalov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: Mikhail.Shapovalov@novatek.ru

I.M. Khamitullin – Chief Technologist of the Project Resource Base Department, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

R.R. Shakirov – Director of the Project Resource Base Department, NOVATEK Scientific and Technical Center
53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

K.E. Filippova – Expert of the Geological Exploration Department, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

A.A. Bregida – Deputy Chief Geologist, NOVATEK – YuRKhAROVNEFTEGAZ
9, Slavyansky microraion, Novy Urengoy, 629309, Russian Federation

Manuscript received 20 July 2023;
Accepted 6 September 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.8

УДК 622.276

Уточнение геологической модели юрских отложений с учетом результатов стохастической инверсии и фациального моделирования

М.А. Никанорова[1], Е.С. Королёв[1], М.Ю. Шаповалов[1], Е.Н. Калинин[1], Н.А. Шадчнев[2], К.Ю. Бабинов[3]*

[1]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

[2]ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

[3]ООО «НОВАТЭК – ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», Тарко-Сале, Россия

В работе приведены результаты комплексной интерпретации, которые показывают, как с помощью стохастической инверсии эффективно внедрять сейсмические данные в трехмерную геологическую модель для повышения надежности прогнозов продуктивных толщин.

Проведена комплексная интерпретация геолого-геофизической информации отложений пласта $Ю_2^1$ малышевской свиты, включающая седиментологический анализ керновых данных, петроупругое моделирование кривых геофизических исследований скважин для целей стохастической инверсии и стохастическую инверсию сейсмических данных. Выполнен площадной прогноз обстановок осадконакоплений (фаций). Полученная трехмерная геологическая модель более детально, по сравнению с моделью без учета пространственного сейсмического прогноза, подчеркивает неоднородности распространения свойств в геологической среде, что особенно актуально при планировании эксплуатационного бурения горизонтальными скважинами.

Ключевые слова: геологическое моделирование, седиментология, стохастическая инверсия, юрские отложения

Для цитирования: Никанорова М.А., Королёв Е.С., Шаповалов М.Ю., Калинин Е.Н., Шадчнев Н.А., Бабинов К.Ю. (2023). Уточнение геологической модели юрских отложений с учетом результатов стохастической инверсии и фациального моделирования. *Георесурсы,* 25(3), с. 57–64. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.8

Введение

Целью настоящей работы является уточнение геологической модели отложений пласта с учетом новых данных по керновым, скважинным и сейсмическим исследованиям.

Для прогнозирования литологических свойств объекта, а также выделения продуктивных и перспективных зон авторами выбран метод стохастической синхронной инверсии сейсмических данных. В рамках проведения исследования была поставлена задача построения согласованных друг с другом прогнозных карт развития коллектора, карт толщин газовой залежи и фациальных карт обстановок осадконакопления.

В качестве примера рассматривается пласт $Ю_2^1$ (малышевская свита).

Материалы и методы

В основу данной работы положена разнородная геолого-геофизическая информация. Выполнена стохастическая инверсия сейсмических данных и офсетная декомпозиция по кубам ближних (100–775 м), средних (1325–1975 м) и дальних (2500–3175 м) удалений в интервале юрских отложений. В основу методики офсетной декомпозиции положен тот же принцип, что и для спектральной декомпозиции – суммирование трех атрибутов в синем, красном и зеленом цветовых каналах. Принципиальное отличие заключается в том, что на вход в данном случае подаются не кубы разных частотных диапазонов, а кубы разных диапазонов удалений. Всего было проанализировано более 1863 км^2 данных сейсмики МОГТ 3D и 8 скважин (в том числе 7 скважин с керновыми данными).

Комбинация фациального анализа, стохастической инверсии и геологического моделирования ранее показывала положительные результаты для прогнозирования развития областей скопления углеводородов в целевых пластах (Шаповалов и др., 2015; 2011).

В рамках работ по созданию геологической модели рассмотрены особенности формирования пласта $Ю_2^1$.

На карте сейсмического атрибута «сумма положительных амплитуд» вблизи исследуемого пласта (рис. 1, 2) в районе скважин №6 и 7 распространены многочисленные отложения русел, проток и песков разливов, хаотично рассекающих прибрежную равнину. Также в районе скважин №2 и 3 отмечаются «вытянутые элементы» оранжево-серого цвета, которые ориентированы в крест расположения русловых элементов

Отложения пласта $Ю_2^1$ представлены фациями прибрежно-континентального комплекса: приливно-отливными отмелями, руслами с приливно-отливным влиянием

* Ответственный автор: Марина Александровна Никанорова
e-mail: Marina.Nikanorova@novatek.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

* Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

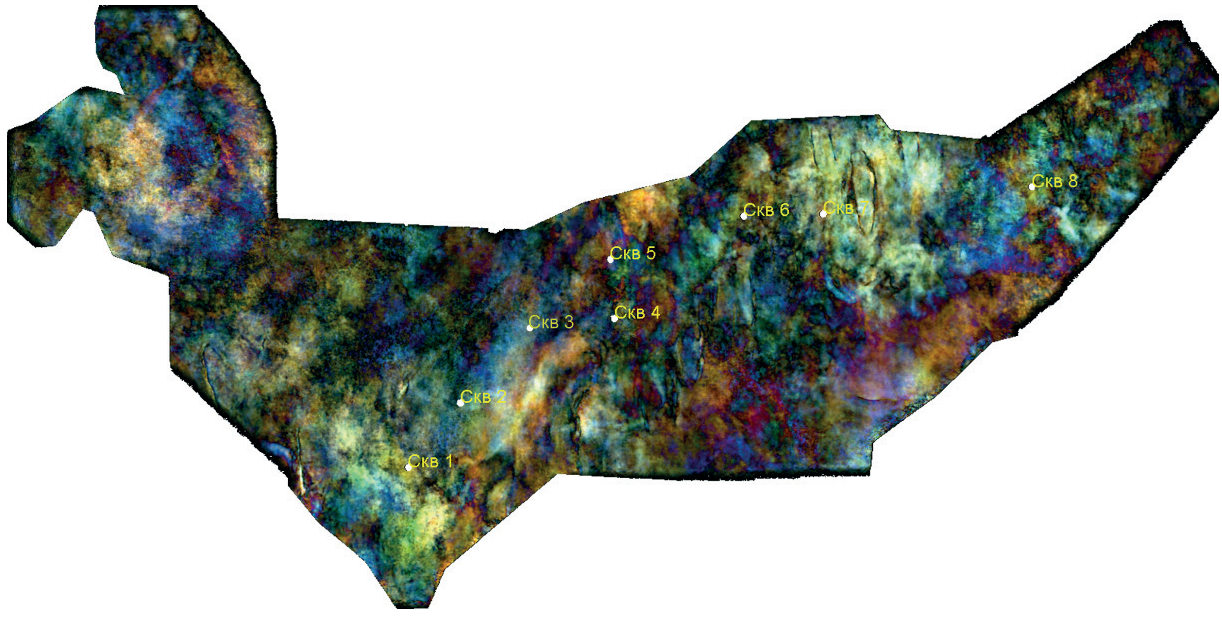


Рис. 1. Результаты спектральной декомпозиции по методу RGB суммирования вблизи кровли пласта $Ю_2^1$

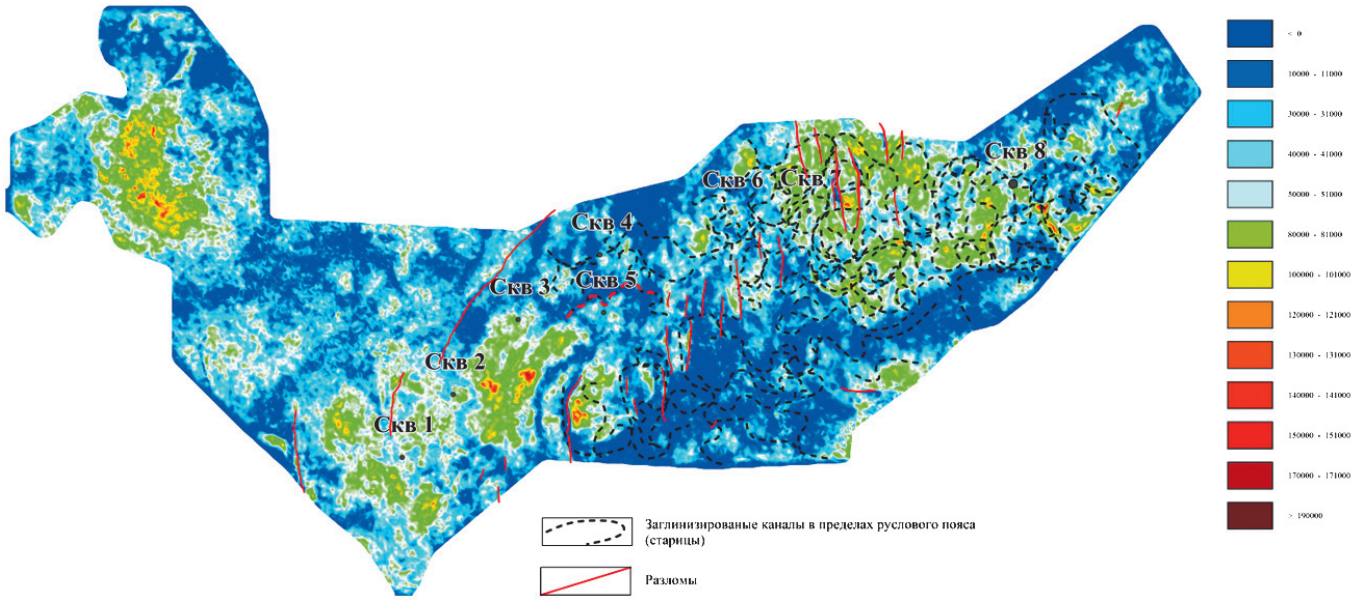


Рис. 2. Сумма положительных амплитуд вблизи пласта $Ю_2^1$

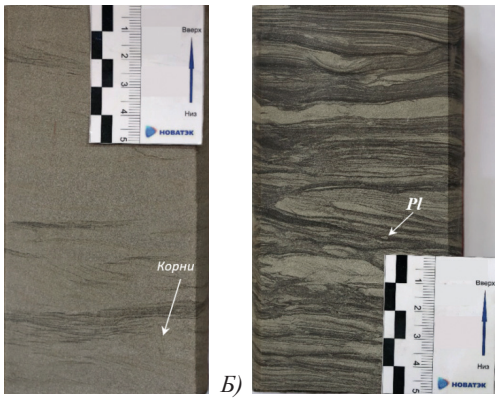
и прибрежными барами (рис. 3–5), а также отложениями прибрежно-морского комплекса – песчаниками фронта дельты (рис. 6–7).

Отложения пласта развиты повсеместно в пределах исследуемой территории, однако в силу того, что верхняя и средняя его части в отличие от нижней испытывали значительное влияние бассейновых процессов из-за постепенного повышения уровня моря (трансгрессии), наблюдаются различия обстановок осадконакопления исследуемых отложений. Смена обстановок осадконакопления в интервале пласта $Ю_2^1$, связанных с трансгрессией, показана на концептуальной блок схеме (рис. 7) и на седиментологическом разрезе (рис. 8).

Для прогноза областей развития коллектора в данной работе была использована синхронная стохастическая инверсия сейсмических данных.

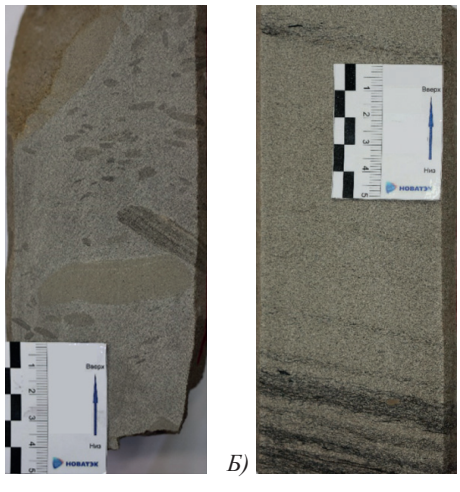
Первым шагом стало определение возможности прогноза литологии на основе сейсмических данных. Для этого было выполнено петроэластическое моделирование (ПЭМ) упругих свойств пласта в предположении, что его слагают 5 основных литотипов: «газонасыщенный коллектор», «водонасыщенный коллектор», «глинистый неколлектор», «уголь» и «плотные породы». Результаты этих работ представлены на рисунке 9 в виде кроссплота распределения литотипов в поле упругих параметров «Р-импеданс» и «отношение скоростей продольной и поперечной волн». Из приведенного анализа сделано несколько выводов:

- Разделение газонасыщенных песчаников и остальных литотипов составляет 2,1 стандартных отклонения (σ) для соотношения скоростей продольной и поперечной упругих волн (Vp/Vs);
- Водонасыщенные коллектора и глинистые породы отделяются друг от друга на 0,5σ, что может привести к неоднозначности прогноза эффективных толщин в водонасыщенной части пласта;



А) Б)

Рис. 3. Отложения приливно-отливной ложбины (ручья) (tidal creek) и смешанной песчано-глинистой приливно-отливной отмели (mix mud-sand tidal flat). А) – песчаник от средне-мелкозернистого до мелкозернистого с мелкой косой, пологоволнистой слоистостью за счет СУМ (слюдисто-углистый материал) и СУГМ (слюдисто-углисто-глинистый материал) с примесью сидерита и полыми конями растений; Б) – Неравномерное от тонкого до мелкого субгоризонтальное и пологоволнистое, нарушенное оползневыми процессами переслаивание песчаника светло-серого мелкозернистого и алевролита темно-серого мелкозернистого глинистого однородного. В алевролитах отмечены следы биотурбации (Pl – Planolites)

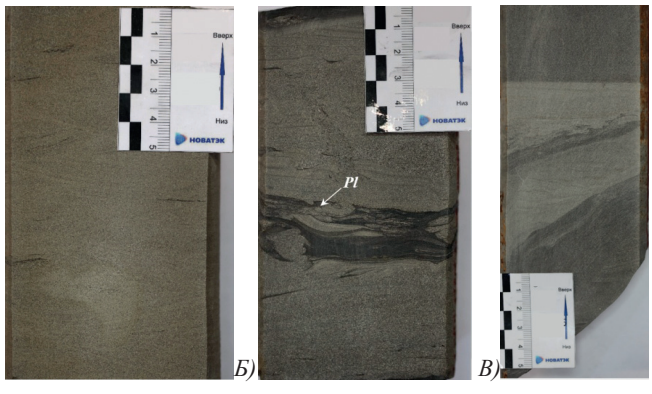


А) Б)

Рис. 4. Отложения русла с приливно-отливным влиянием (tidal fluvial channel). А) – песчаник светло-серый средне-мелкозернистый массивный с нечетко выраженной субгоризонтальной слоистостью с обильными намывами глинистых интракластов уплощенной окатанной формы; Б) – песчаник светло-серый мелкозернистый массивный, в нижней части слоя с пологонаклонной слоистостью



Рис. 5. Отложения приливно-отливного бара (tidal bar). Песчаник светло-серый мелкозернистый с субгоризонтальной, в нижней части пологоволнистой слоистостью, которая обусловлена намывами СУМ (слюдисто-углистый материал) и СУГМ (слюдисто-углисто-глинистый материал)



А) Б) В)

Рис. 6. Отложения фронта дельты – DF (delta front). А) – Песчаник светло-серый мелкозернистый с косой разнонаправленной слоистостью за счет намывов СУМ (слюдисто-углистый материал) с примесью сидерита. Отложения проксимальной части фронта дельты (proximal delta front); Б) – Песчаник светло-серый мелкозернистый с субгоризонтальной и пологоволнистой слоистостью за счет СУГМ (слюдисто-углисто-глинистый материал). Отмечаются прослои до алевролита темно-серого мелкозернистого, в единичных случаях нарушенные биотурбацией (Pl – Planolites). Отложения медиального устьевого бара (medium mouth bar); В) – Алевролит темно-серый крупно-, мелкозернистый глинистый, с текстурой оползания осадка, подчеркнутой деформированными слойками и прослоями песчаника светло-серого мелкозернистого. Отложения дистального устьевого бара (distal mouth bar)

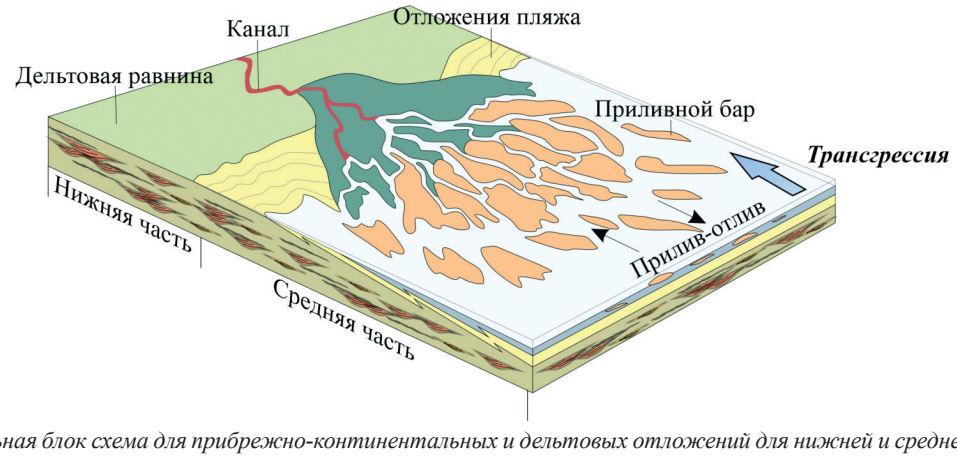


Рис. 7. Концептуальная блок схема для прибрежно-континентальных и дельтовых отложений для нижней и средней части пласта $Ю_2^1$

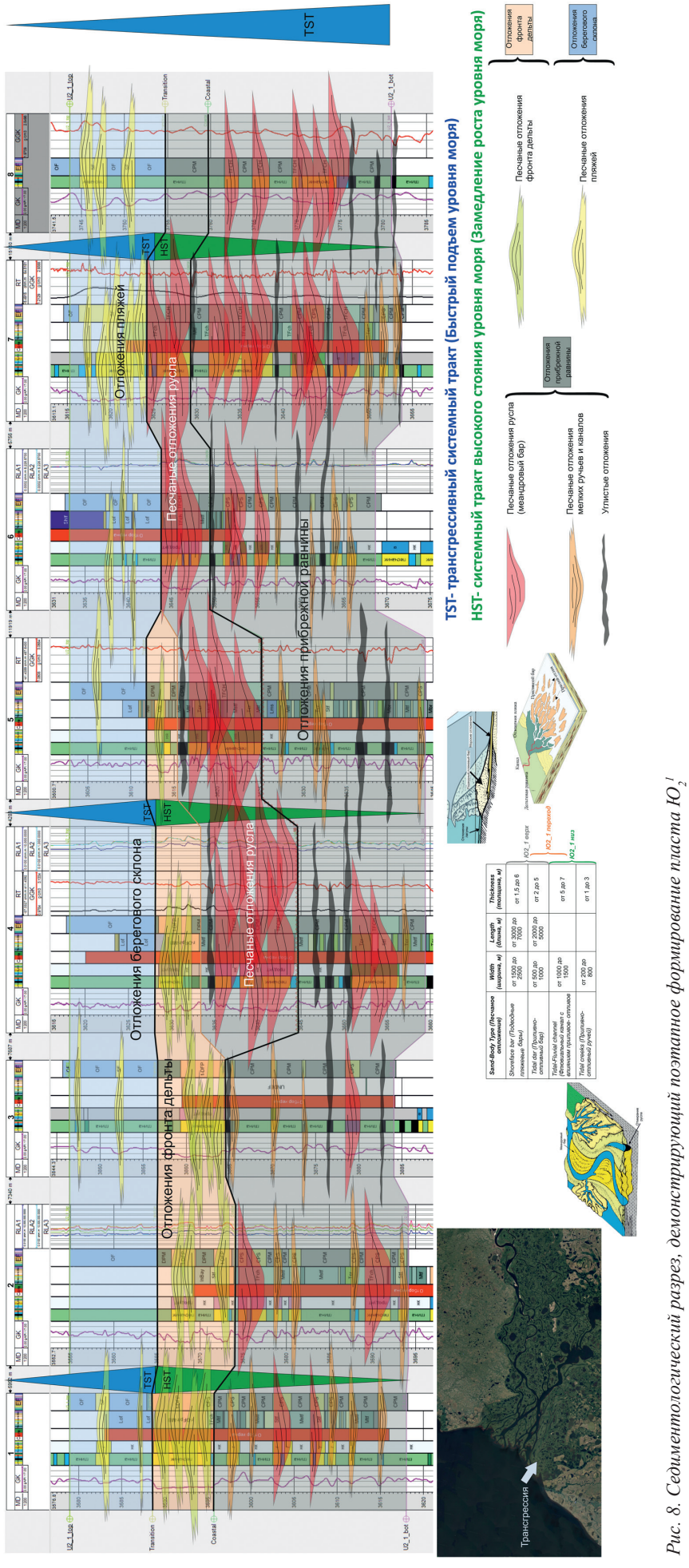


Рис. 8. Седиментологический разрез, демонстрирующий поэтапное формирование пласта Ю$_2^1$

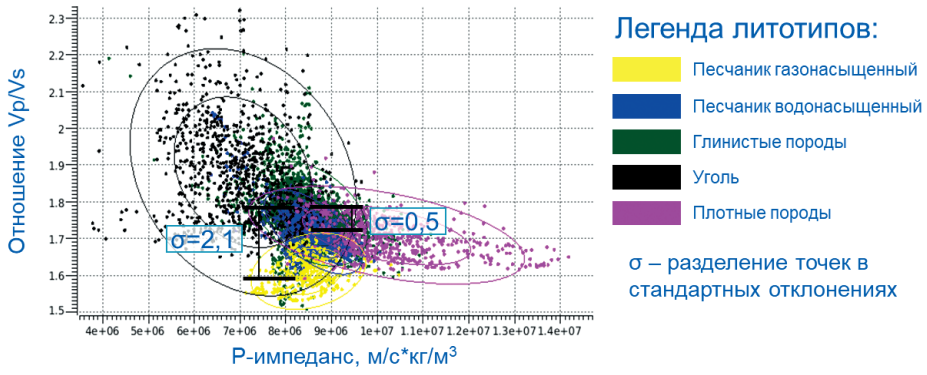


Рис. 9. Распределение литотипов в полях упругих параметров для интервала $Ю_2$–$Ю_4$ по результатам ПЭМ

- Исходя из первых двух пунктов, прогноз эффективных толщин будет иметь меньшую достоверность по сравнению с прогнозом газонасыщенных толщин.

Применение результатов ПЭМ к сейсмическим данным через стохастическую инверсию позволило связать амплитудные аномалии отражений от пласта $Ю_2^1$ и его литологическую характеристику. Такой подход и ранее показывал положительные результаты (Шаповалов и др. 2023). Так, на рисунке 10 приведен пример волнового поля для целевого интервала и разрез частоты встречаемости газонасыщенного коллектора. Сопоставление этих двух разрезов наглядно демонстрирует проявление залежи и других геологических объектов на сейсмике.

Для пласта $Ю_2^1$, в общем случае, газовое насыщение проявляется в волновом поле через увеличение амплитуд отражения отрицательной фазы. В то же время существуют исключения, связанные с изолированными объектами типа палеоканалов. В таких объектах положительная амплитуда также может интерпретироваться как газовое насыщение.

Финальным результатом стохастической инверсии стали прогнозные карты развития коллектора и газонасыщенных толщин целевого пласта (рис. 11).

На срезе куба амплитуд вдоль отражения вблизи пласта $Ю_2^1$ видны:

- Слабые проявления морфологических элементов континентальных отложений (линейные зоны, соответствующие палеоканалам);
- Увеличение амплитуды отражения в западной и восточной частях участка, приуроченного к сводовой части структуры;
- Развитая сеть тектонических нарушений эшелонного типа, связанная с областью сдвиговой деформации.

Наложение прогнозных газонасыщенных толщин на срезе амплитуд показывает, что максимальные значения приурочены к ярким положительным аномалиям, которые в свою очередь локализуются вблизи структурных сводов. Выделяются линейные вытянутые в меридиональном направлении тела, ассоциирующиеся с более глинистыми и более песчаными отложениями. Таким образом, установлено, что залежь пласта $Ю_2^1$ относится к пластово-сводовому типу и осложнена зонами литологической неоднородности.

Результаты

Сейсмофациальная карта по пласту $Ю_2^1$ выполнена по концептуальному представлению формирования кровли малышевской свиты на основе атрибута сумма

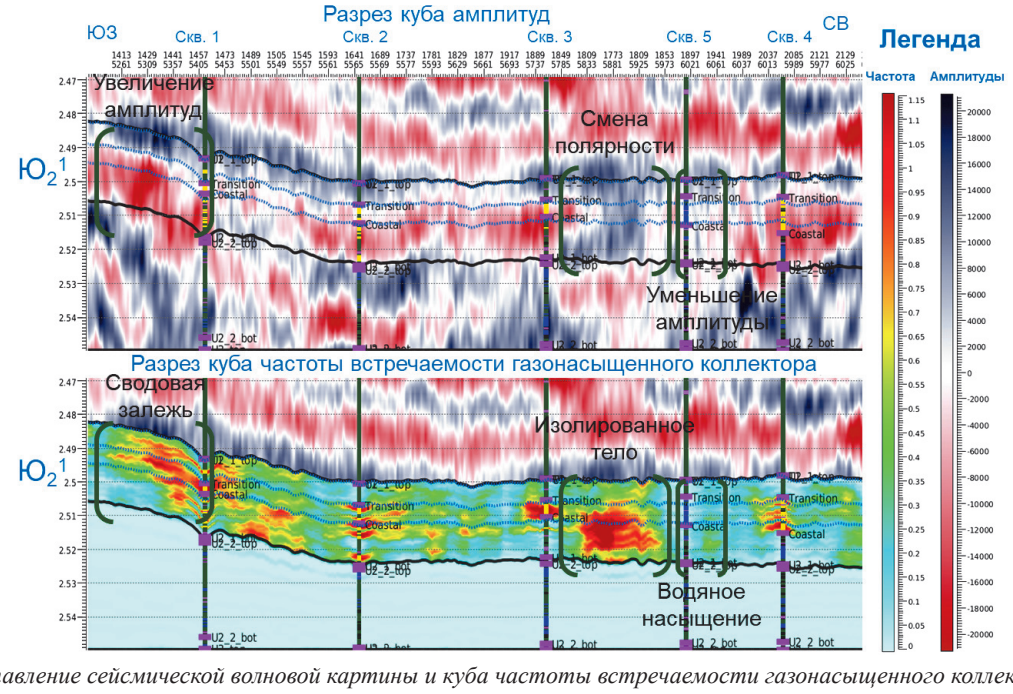


Рис. 10. Сопоставление сейсмической волновой картины и куба частоты встречаемости газонасыщенного коллектора по инверсии

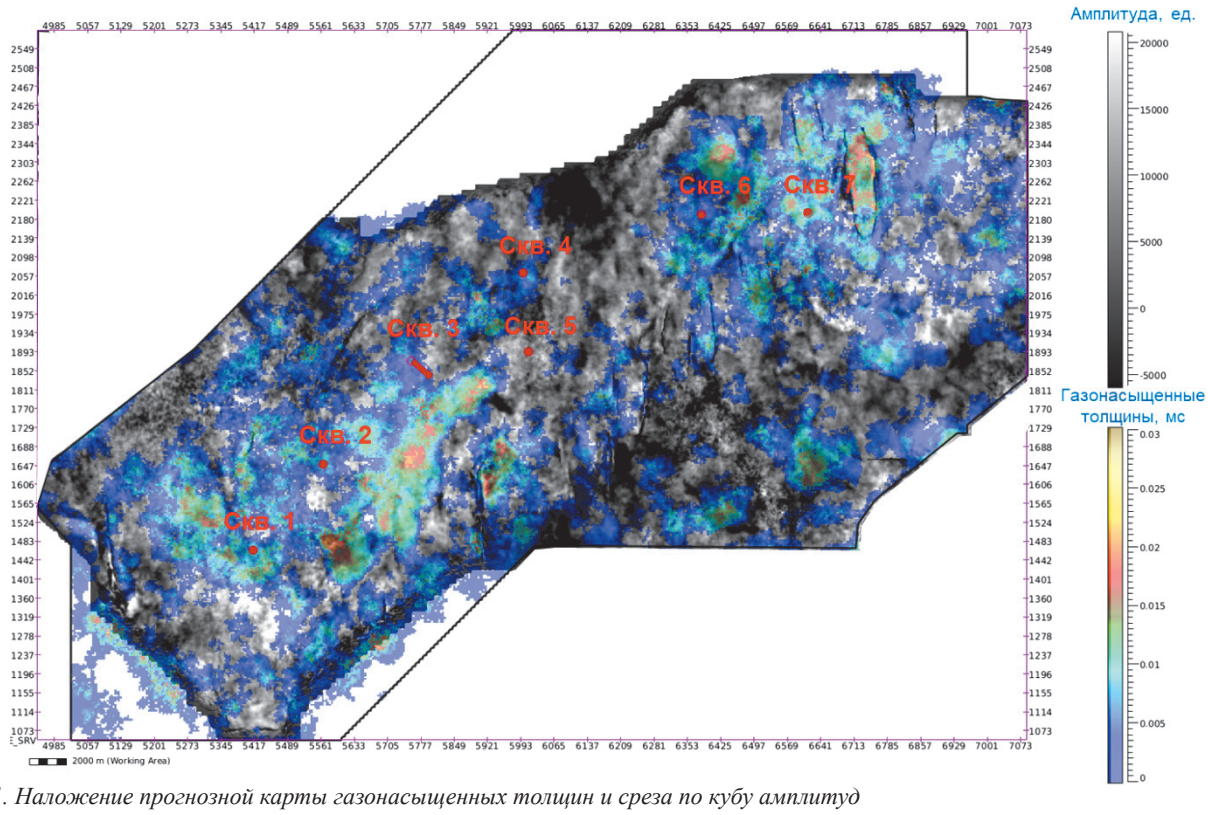


Рис. 11. Наложение прогнозной карты газонасыщенных толщин и среза по кубу амплитуд

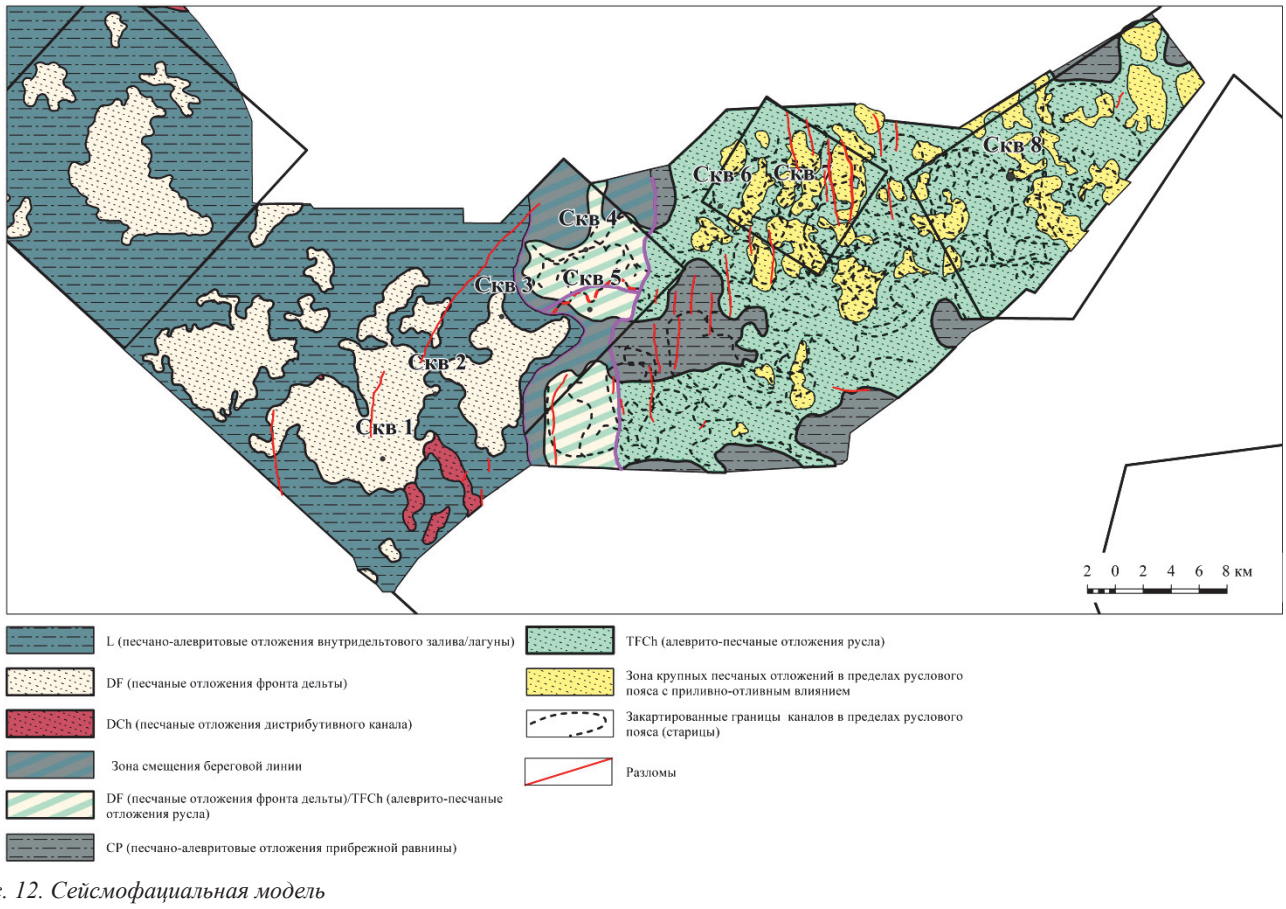


Рис. 12. Сейсмофациальная модель

положительных амплитуд и результатов спектральной декомпозиции по методу RGB суммирования (рис. 1, 2) и детализирована в пределах участка работ по имеющемуся керну скважин (рис. 12).

При построении вероятностной геологической модели принято решение использовать прогнозную карту эффективных газонасыщенных толщин в качестве тренда. Также привлекались материалы фациального анализа: фациальные схемы.

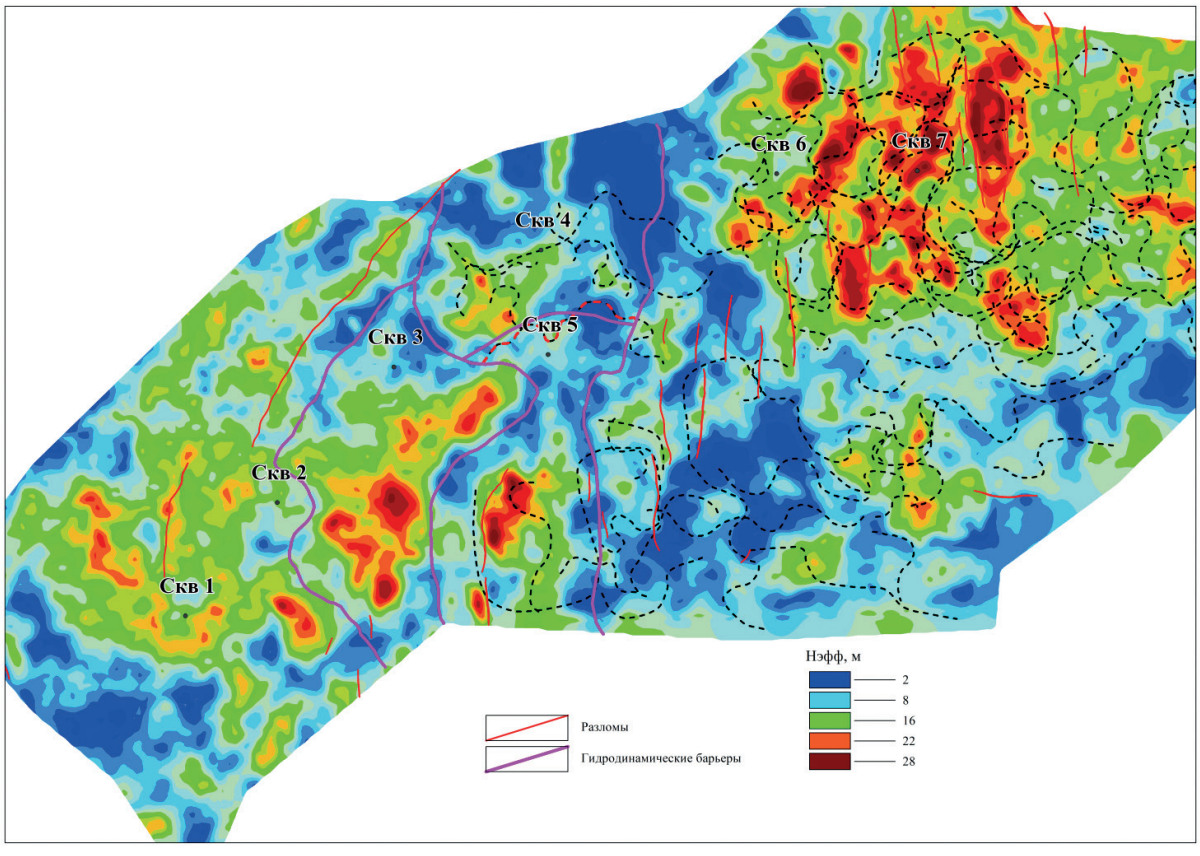


Рис. 13. Концептуальная геологическая модель. На карте эффективных толщин коллектора вынесено положение гидродинамических барьеров и линии палеорусел, формировавших песчаные отложения пласта $Ю_2^1$

В результате исследований проведены следующие работы:

- Выполнен прогноз зон улучшения фильтрационно-емкостных свойств и литологического замещения коллекторов, содержащих запасы углеводородов;
- Уточнены подсчетные параметры эксплуатационных объектов и их распределение по площади с использованием результатов сейсмической инверсии, специальных видов исследований (палеотектонического, сейсмостратиграфического, сейсмофациального, динамического и других видов анализа), данных ГИС;
- Уточнены газоперспективные объекты в меловых и юрских отложениях;
- Выполнено картирование и подготовка к бурению залежей углеводородов структурного и неантиклинального типов.

В ходе детализации строения пластов группы $Ю_2^1$ выявлены зоны формирования геологических тел, гидродинамически не связанных между собой, что объясняет разные уровни газо-водяных контактов, вскрытых скважинами (рис. 13).

Заключение

В представленной статье показано, что стохастическая инверсия может стать связующим звеном при переходе от геологоразведочных работ к разработке месторождения, решая проблему разнородности и разномасштабности входных данных для трехмерного моделирования.

Исследование керна и результаты инверсии позволили скорректировать границы литолого-фациальных зон, уточнить тренд изменения фильтрационно-емкостных свойств пород, что, в конечном итоге, позволило уточнить геологическую модель.

Материалы учтены при построении постоянно действующей трехмерной геологической модели для сопровождения эксплуатационного бурения.

По результатам проведенных исследований рекомендовано бурение пилотных стволов для уточнения перспективных зон.

Благодарности

Авторы выражают большую благодарность руководству ООО «НОВАТЭК – ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» в лице заместителя генерального директора – главного геолога Хачатурян Б.В. за предоставленные материалы и содействие в подготовке настоящей публикации.

Литература

Шаповалов М.Ю., Гордеев Я.И., Хохлов Г.А., Лебедев М.В. и др. (2011). Результаты прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивного горизонта ВЧ Верхнечонского месторождения по данным фациального анализа и инверсии сейсмических данных 3D. *Новатор*, (43), с. 34–38.

Шаповалов М.Ю., Иванюк В.В., Лебедев М.В. (2015). Опыт интерпретации сейсмических данных Верхнечонского месторождения как основа постоянно действующей модели. *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*, (3), с. 14–19.

Шаповалов М.Ю., Хамитуллин И.М. и др. (2023). Использование сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса. *Георесурсы*, 25(3), https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7

Сведения об авторах

Марина Александровна Никанорова – старший эксперт отдела геологического моделирования месторождений Северо-Русского блока, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

e-mail: Marina.Nikanorova@novatek.ru

Евгений Николаевич Калинин – заместитель директора департамента геологии и разработки, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Михаил Юрьевич Шаповалов – кандидат геол.-минерал. наук, старший эксперт отдела динамической интерпретации, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Евгений Сергеевич Королев – старший эксперт отдела седиментологии и фациального моделирования, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Николай Александрович Шадчнев – начальник управления департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва , Ленинский пр., д. 90/2

Кирилл Юрьевич Бабинов – заместитель главного геолога, ООО «НОВАТЭК – ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

Россия, 629850, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский р-н, Тарко-Сале, ул. Тарасова, д. 28

Статья поступила в редакцию 26.07.2023;
Принята к публикации 15.09.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Refinement of the geological model of Jurassic deposits accounting the results of stochastic inversion and facies modeling

M.A. Nikanorova[1], E.S. Korolev[1], M.Yu. Shapovalov[1], E.N. Kalinin[1], N.A. Shadchnev[2], K.Yu. Babinov[3]*

[1]NOVATEK Scientific and Technical Center, Tyumen, Russian Federation

[2]NOVATEK, Moscow, Russian Federation

[3]NOVATEK – TARKOSALENEFTEGAZ, Tarko-Sale, Russian Federation

[*]Corresponding author: Marina A. Nikanorova, e-mail: Marina.Nikanorova@novatek.ru

Abstract. The paper presents the results of a comprehensive interpretation showing the effective way to integrate seismic data into a three-dimensional geological model. Stochastic inversion was used to increase the reliability of forecasts of productive thicknesses. A comprehensive interpretation of the geological and geophysical information of the Yu_2^1 formation deposits of the Malyshevskaya formation was carried out, including sedimentological analysis of core data, petroelastic modeling of well logging curves for the purposes of stochastic inversion and stochastic inversion of seismic data. An areal forecast of sedimentation environments (facies) was carried out. The resulting three-dimensional geological model, in more detail, compared to the model without taking into account the spatial seismic forecast, emphasizes the heterogeneity of the distribution of properties in the geological environment, which is especially important when planning production drilling with horizontal wells.

Keywords: geological modeling, sedimentology, stochastic inversion, Jurassic deposits

Recommended citation: Nikanorova M.A., Korolev E.S., Shapovalov M.Yu., Kalinin E.N., Shadchnev N.A., Babinov K.Yu. (2023). Refinement of the geological model of Jurassic deposits accounting the results of stochastic inversion and facies modeling. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 57–64. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.8

References

Shapovalov M.Yu., Gordeev Ya.I., Khokhlov G.A., Lebedev M.V. et al. (2011). Results of the forecast of filtration and reservoir properties of the productive horizon of the HF Verkhnechonskoye field based on facies analysis and inversion of 3D seismic data. *Novator*, (43), pp. 34–38. (In Russ.)

Shapovalov M.Yu., Ivanyuk V.V., Lebedev M.V. (2015). Experience in interpreting seismic data from the Verkhnechonskoye field as the basis for a permanent model. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO «NK «Rosneft'»*, (3), pp. 14–19. (In Russ.)

Shapovalov M.Yu., Khamitullin I.M., Shakirov R.R., Filippova K.E., Bregida A.A. (2023). Reservoir characterization in coastal-continental environment of the Jurassic complex based on seismic data inversion. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 49–56. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7

About the Authors

Marina A. Nikanorova – Senior Expert, Department of geological modeling of fields of the North Russian block, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Evgeniy N. Kalinin – Deputy Director of the Department of Geology and Development, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Mikhail Yu. Shapovalov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Evgeniy S. Korolev – Senior Expert, Department of Sedimentology and Facial Modeling, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Nikolay A. Shadchnev – Head of the Field Development Department, NOVATEK

90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

Kirill Yu. Babinov – Deputy Chief Geologist, NOVATEK – TARKOSALENEFTEGAZ

28, Tarasova st., Tarko-Sale, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, 629850, Russian Federation

Manuscript received 26 July 2023;
Accepted 15 August 2023;
Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.9

УДК 553.982

Перспективы нефтегазоносности зоны выклинивания юрских пластов в пределах юго-западной части Южно-Таймырской моноклинали

И.С. Игонин[1], Е.А. Зыза[1], И.Ю. Кулешова[1], П.Э. Жержова[1], А.В. Кирянина[1], А.Н. Бондарев[2]*

[1]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

[2]ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

Выполнен анализ геологического строения всего интервала юрских отложений в пределах юго-западной части Южно-Таймырской моноклинали, позволивший уточнить строение залежи Хабейского газового месторождения и выделить перспективные объекты, имеющие аналогичное геологическое строение. В работе использовались материалы сейсморазведочных работ МОГТ 2D в объеме 7835 пог. км и данные поискового и разведочного бурения. По результатам визуального анализа временных разрезов сделано предположение о приуроченности зон развития коллекторов к палеодолинам в интервале нижне-среднеюрских отложений. С целью выявления и локализации таких зон проведен анализ временных разрезов, карт общих толщин юрских отложений и карт динамических атрибутов. В результате комплексирования закартированы зоны развития крупных палеодолин в пределах Южно-Таймырской моноклинали. Выделенные зоны характеризуются относительно небольшими глубинами залегания – до 2,5 км, отсутствием аномально высокого пластового давления, сравнительно высокими для юрских пластов фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов (пористость – 22%, проницаемость – 25–50 мД).

С учетом сложности строения подобных объектов и неопределенностей, вызванных недостаточной степенью геолого-геофизической изученности района исследований, рекомендуется проведение дополнительных сейсморазведочных работ МОГТ 3D для подготовки объектов к поисковому бурению.

Ключевые слова: структурно-литологические ловушки, палеодолины, Хабейское месторождение, юрские отложения, углеводородное сырье, сейсморазведочные данные

Для цитирования: Игонин И.С., Зыза Е.А., Кулешова И.Ю., Жержова П.Э., Кирянина А.В., Бондарев А.Н. (2023). Перспективы нефтегазоносности зоны выклинивания юрских пластов в пределах юго-западной части Южно-Таймырской моноклинали. *Георесурсы,* 25(3), с. 65–74. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.9

Введение

В последние годы в связи со стратегическими планами Правительства Российской Федерации о развитии Северного морского пути (СМП) актуальным становится вопрос о наращивании ресурсной базы углеводородного сырья северных регионов, и в частности наращивания запасов газа и газового конденсата, с целью реализации проектов по производству сжиженного природного газа (СПГ). На сегодняшний день лицензирование северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносносной провинции (НГП), включая территорию Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО), практически завершено. Участки нераспределенного фонда недр сосредоточены преимущественно в прибортовых частях бассейна, которые отличаются низкой изученностью и плотностью начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья (УВС).

Левобережная часть Енисея на севере Гыданского полуострова до начала XXI в. оставалась «белым пятном» – здесь были пройдены лишь единичные региональные профили. Ситуация начала меняться в начале XXI в., когда после почти 20-летнего перерыва в пределах рассматриваемого района начали проводиться сейсморазведочные работы МОГТ 2D. Вначале были пройдены единичные региональные маршруты. В 2015 г. вся территория полуострова Мамонта была покрыта регулярной сетью современных сейсмических профилей МОГТ 2D. После этого в 2021 г. начато бурение параметрической скважины Гыданская-118. На момент публикации скважина находится в бурении. При забое в 1600 м скважиной вскрыты карбонатные отложения среднего палеозоя, на которых с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения верхней юры, представленные преимущественно глинистыми породами. Отложения нижней и средней юры в разрезе скважины отсутствуют (Первичная документация…, 2022).

В настоящей работе объектом исследования является зона регионального выклинивания юрских отложений в пределах Южно-Таймырской моноклинали (рис. 1). Цель – поиск и локализация структурно-стратиграфических ловушек (ССЛ) в зоне выклинивания юрских отложений.

До сих пор в зоне выклинивания юрских отложений авторами региональных и тематических работ либо не рассматривался потенциал юрских ловушек выклинивания,

* Ответственный автор: Иван Сергеевич Игонин
e-mail: Ivan.Igonin@novatek.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

* Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

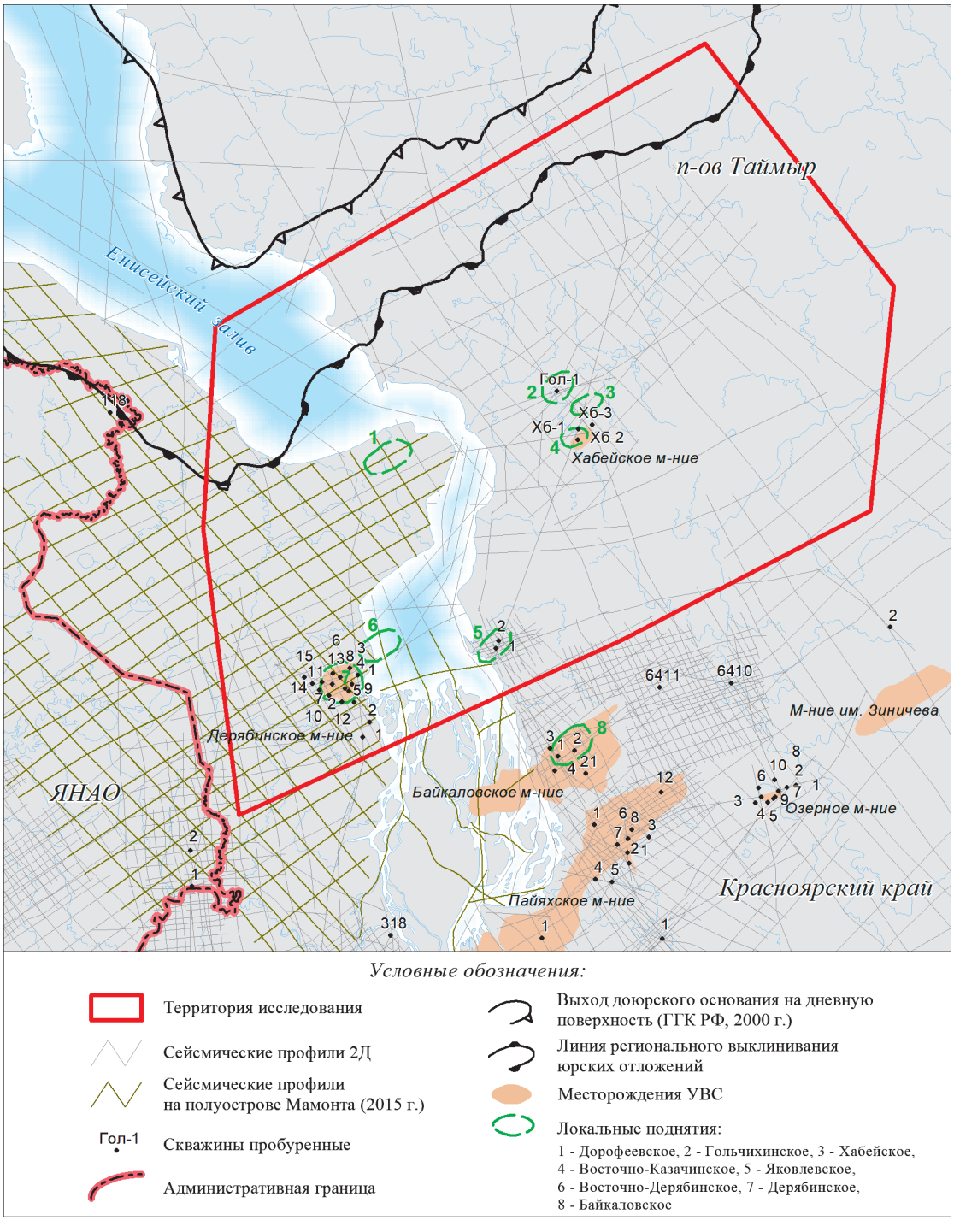


Рис. 1. Обзорная карта района исследований

либо выделялись обширные структурно-стратиграфические ловушки, картируемые на основе структурного фактора, или ловушки на основе сейсмических атрибутов (Варламов и др., 2015). Проведенные региональные сейсморазведочные работы МОГТ 2D в период 2013–2015 гг. позволили нам детализировать внутреннее строение объектов с целью повышения эффективности геологоразведочных работ. Использованы результаты сейсморазведочных работ разных лет общим объемом 7835 пог. км и бурения на правобережной части Енисея (Хабейская, Гольчихинская площади). По результатам комплексирования имеющихся геолого-геофизических данных создана концептуальная модель строения перспективного интервала, отражающая условия формирования нижне-среднеюрских отложений.

История изучения, ретроспектива

Изучение северных районов Гыданского полуострова и Красноярского края сейсморазведочными работами с помощью метода отраженных волн (МОВ) началось в середине 60-х годов прошлого века. Тогда было впервые установлено резкое сокращение юрско-меловых отложений в северной части Енисей-Хатангского прогиба, в пределах Южно-Таймырской моноклинали, выявлена Гольчихинско-Казачинская зона поднятий, детализированы и подготовлены к бурению Гольчихинское и Восточно-Казачинское поднятия (рис. 1). В начале 70-х годов проведены поисково-рекогносцировочные сейсморазведочные работы по методике МОВ на левобережной части Енисейского залива, в пределах полуострова Мамонта

(северо-западная часть Южно-Таймырской моноклинали), в результате чего было уточнено глубинное геологическое строение, выполнен ряд сводных структурных построений. Полученная информация дополнила имевшиеся сведения о структурном плане западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП).

По результатам работ МОВ в пределах правобережной части Южно-Таймырской моноклинали было заложено две параметрические скважины – Гольчихинская-1 в сводовой части одноименного поднятия и Хабейская-1 на северо-восточной периклинали Восточно-Казачинского поднятия.

Бурение параметрической скважины Гольчихинская-1 начато в 1979 г. По данным бурения изучены стратиграфический разрез, литологические особенности, коллекторские и экранирующие свойства пород верхней юры, мела и триасовых отложений. В 1981 г. на Восточно-Казачинской площади начато бурение параметрической скважины Хабейская-1, в результате чего подтверждено выклинивание горизонтов средней юры в пределах Гольчихинско-Казачинской зоны поднятий в северном направлении. При испытании этих отложений (малышевская свита средней юры) получен фонтанный приток газа дебитом 209,3 тыс. м^3/сут. Еще одна газовая залежь выявлена в отложениях нижнего мела, открыто Хабейское газовое месторождение (Васильев и др., 1982).

Скважина Хабейская-1 подтвердила перспективы нефтегазоносности Южно-Таймырской моноклинали и газоносность ловушек выклинивания юрских отложений. После этого с целью уточнения промышленной значимости установленных залежей в 1982–1983 гг. на крыльях поднятия пробурены поисковые скважины 2 и 3. Юрские отложения в разрезе скважины преимущественно заглинизированны, что свидетельствует о значительной литологической изменчивости этих отложений.

Практически одновременно с бурением на Хабейской площади на правобережной части Енисея проведены сейсморазведочные работы МОГТ. Региональный этап изучения этой территории завершился сейсморазведочными работами МОГТ 2D в 2015 г.

Результаты исследований

Нами была создана сейсмогеологическая модель строения юрских отложений, в ее основу легли материалы МОГТ 2D объемом 7835 пог. км и результаты глубокого бурения. На первом этапе создания сейсмогеологической модели была осуществлена привязка сейсмических

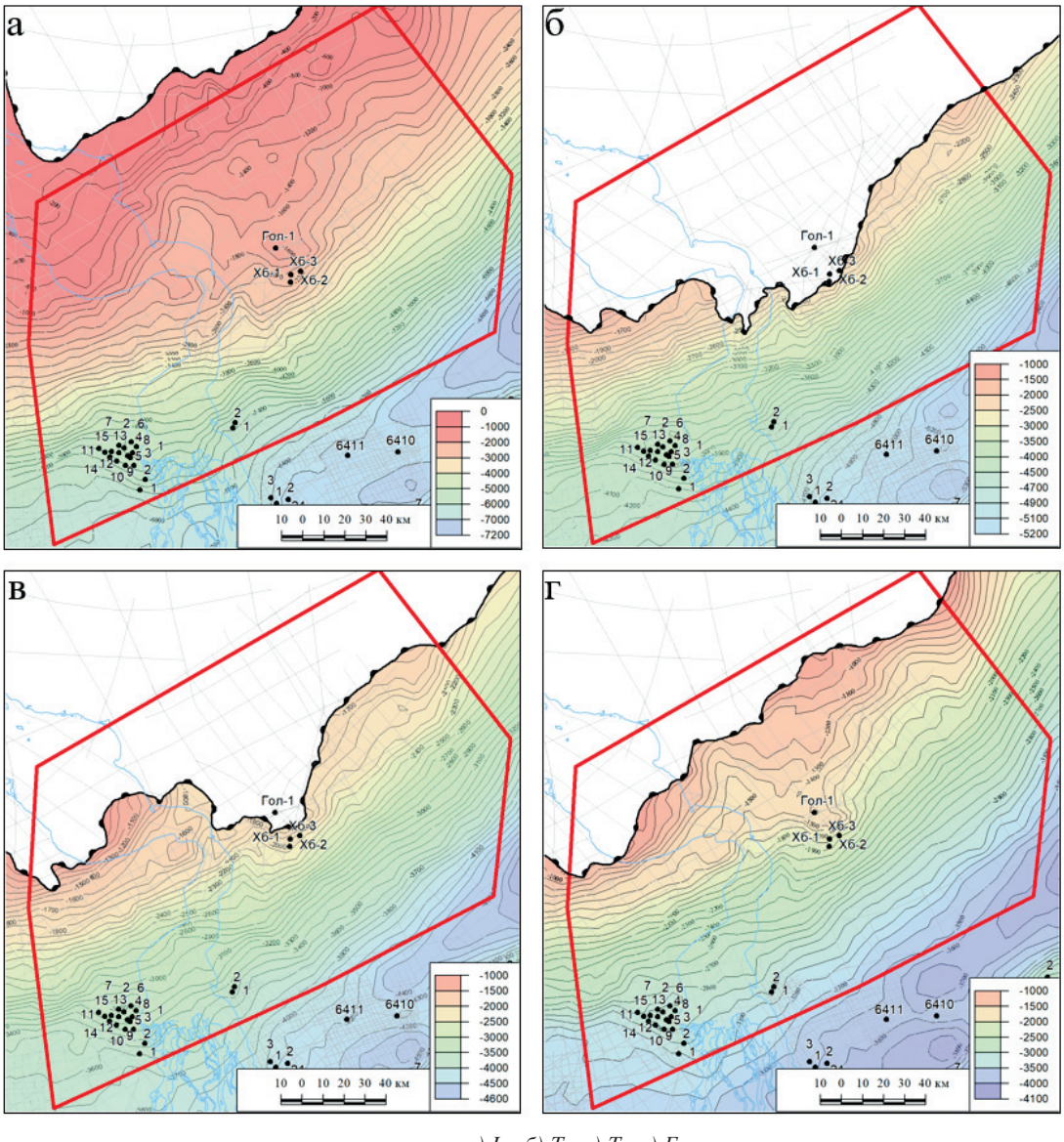


Рис. 2. Структурные карты по отражающим горизонтам: а) Iа; б) T_3; в) T_1; г) Б

горизонтов к геологическим границам, было установлено положение на сейсмических разрезах опорных отражающих горизонтов (ОГ): Б – кровля верхнеюрских отложений; T_1 – кровля малышевской свиты (средняя юра); T_2 – кровля вымской свиты (средняя юра), T_3 – кровля надояхской свиты (кровля нижнеюрских отложений); T_4 – кровля китербютской свиты (нижняя юра), Iа – кровля доюрских отложений.

На следующем этапе была выполнена сейсмическая корреляция опорных отражающих горизонтов и выполнено построение структурных карт (рис. 2).

Самым нижним из прослеженных горизонтов является ОГ Iа, рассматриваемая поверхность имеет наиболее контрастный рельеф. Глубины залегания изменяются от 7000 м на юге до выхода на дневную поверхность на севере. В тектоническом плане ОГ Iа представляет собой моноклинальную поверхность, осложненную структурными врезами и рядом замкнутых малоразмерных поднятий. В районе скважины Гольчихинская 1 выделяется замкнутая структура, которую можно отождествить с выделяемым ранее Гольчихинским локальным поднятием (ЛП). Структурные поверхности по юрским ОГ характеризуются менее контрастным рельефом и закономерным продвижением линий выклинивания более молодых горизонтов в северном направлении. На Хабейской площади не подтверждаются Хабейское и Восточно-Казачинское поднятия.

Таким образом, подтверждается мнение ряда исследователей (Погребицкий, 1971; Сороков, 1974; Тальвирский, 1976) о том, что рассматриваемая территория в юрский период характеризуется обширной морской трансгрессией, в результате которой древние отложения постепенно захороняются под все более молодыми осадками при одновременном и закономерном смещении границ выклинивания отдельных стратиграфических подразделений в северном направлении (рис. 3).

Нижне-среднеюрские отложения формировались в лагунно-континентальных и прибрежно-морских условиях седиментации, когда во впадинах, заложенных еще в триасовое время, накапливались толщи песчано-глинистых осадков. Источником сноса для них служил п-ов Таймыр, а также локальные выступы (например, Гольчихинская структура). Палеодолины, в пределах которых накапливались осадки, хорошо прослеживаются на ряде профилей, причем наиболее грубозернистые осадки накапливались в наиболее погруженных частях (Моргунова и др., 1982). В таких условиях интенсивность формирования песчаных тел, как и их распределение в пространстве, контролировалось уровнем моря и смещением базиса эрозии в определенных направлениях (Денисов и др., 2005).

Примером подобного распределения осадков служит Хабейское месторождение, где в скв. № 1, расположенной ближе к источнику сноса и к тому же в наиболее погруженной части палеодолины, отложения малышевской свиты отличаются более опесчаненным разрезом по сравнению со скважинами № 2 и 3, расположенными на бортах долины и на большем удалении от источника сноса (рис. 4). Скважина № 3 в бортовой части палеодолины практически полностью заглинизирована, в скважине № 2, расположенной на палеоподнятии, коллекторов нет. Таким образом, результаты бурения показывают, что наилучшие коллектора предполагаются в зоне наибольших толщин в пределах палеодолин, а на приподнятых в палеоплане участках, напротив, наблюдается снижение коллекторских свойств среднеюрских отложений вплоть до полной глинизации (рис. 5).

В доюрском основании на сейсмических профилях отчетливо выделяются палеоканалы (рис. 6) и «карманы» – палеодолины, заполненные юрскими осадками (рис. 7). Следовательно, области, представляющие интерес с точки зрения развития коллекторов и связанные с ними нефтегазоперспективные объекты, являются частью системы палеодолин.

Классический анализ карт толщин между соседними юрскими горизонтами не информативен ввиду продвижения зоны выклинивания юрских отложений в северном направлении.

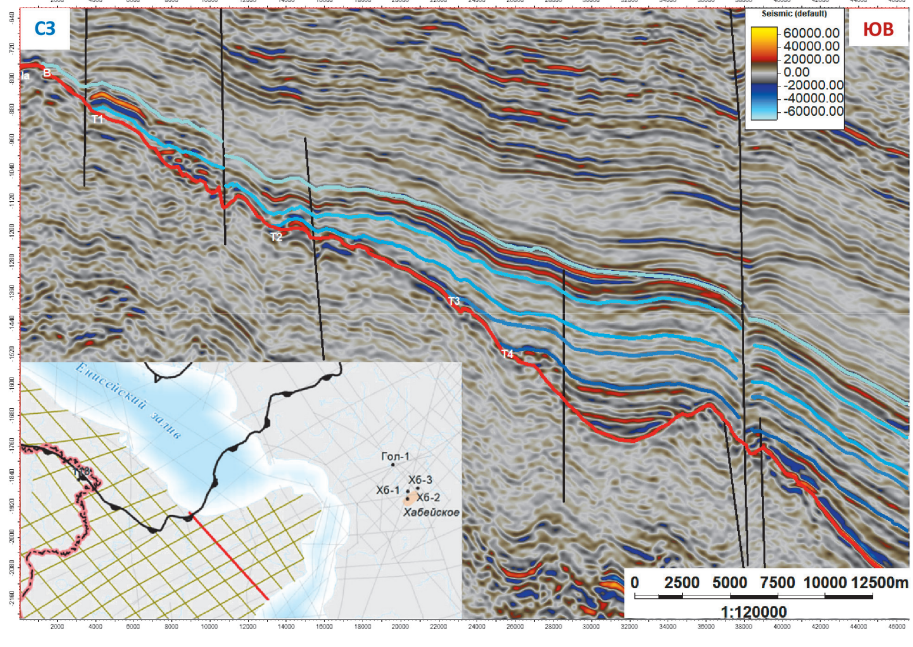


Рис. 3. Фрагмент временного разреза по профилю № 211505 (Iа – кровля доюрских отложений, В – кровля верхнеюрских отложений, T_1 – кровля малышевской свиты, T_2 – кровля вымской свиты, T_3 – кровля нижнеюрских отложений, T_4 – кровля китербютской свиты)

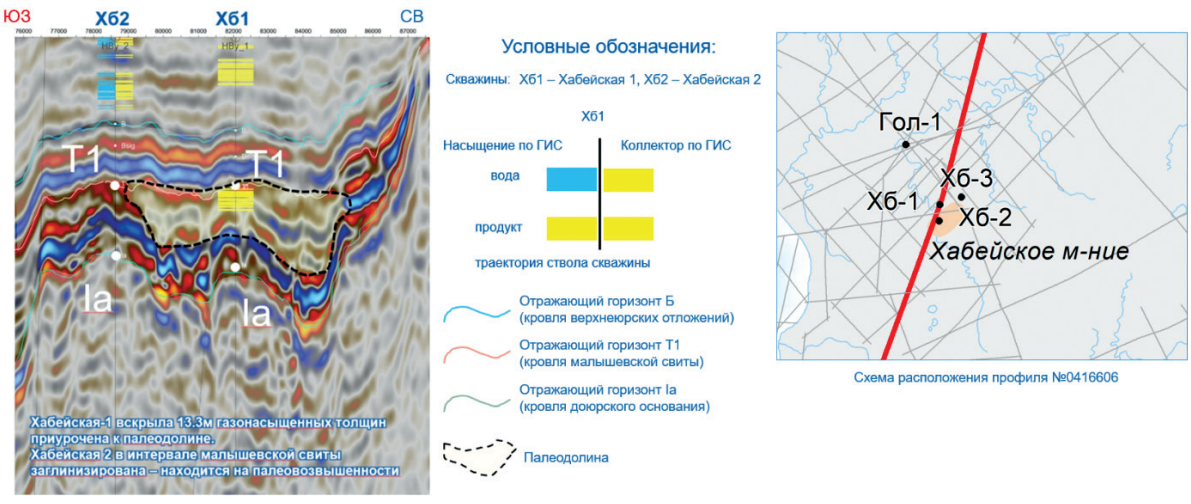


Рис. 4. Фрагмент сейсмического разреза № 0416606 в районе палеодолины, вскрытой Хабейскими скважинами

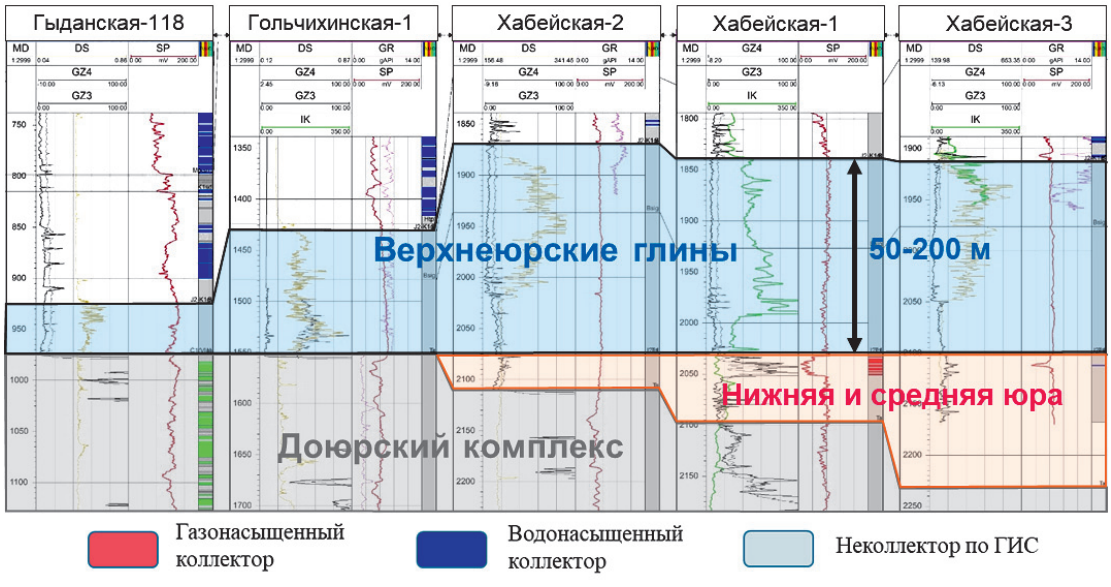


Рис. 5. Схема корреляции юрских отложений

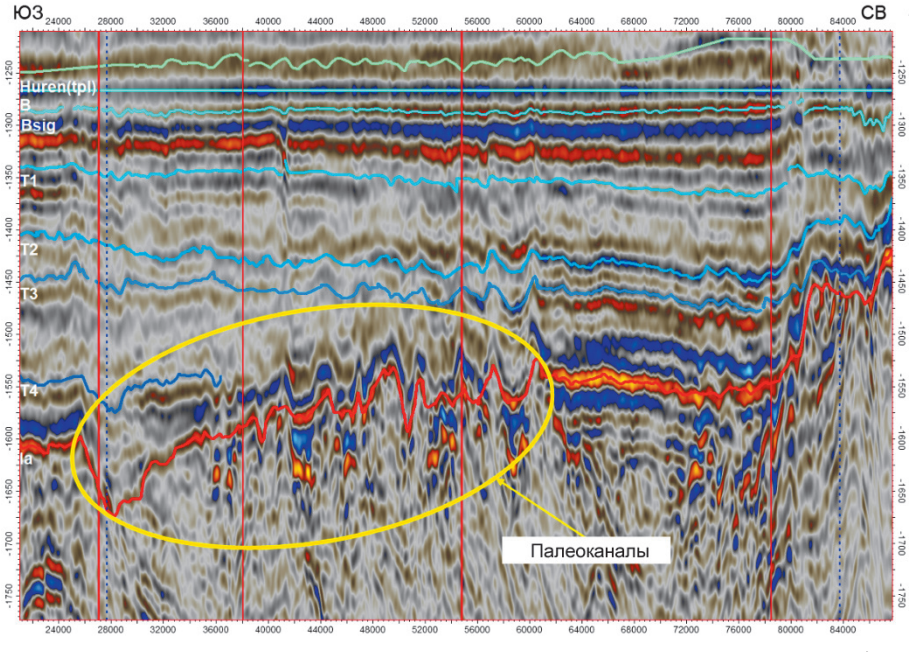


Рис. 6. Фрагмент сейсмического разреза, выравненный на кровлю верхнеюрских отложений разреза, с выделенными палеоканалами

С целью картирования палеодолин использовалась карта толщин всего юрского интервала ОГ Б–Iа, характеризующая палеорельеф доюрских отложений на конец формирования верхнеюрских отложений (рис. 8). Увеличение мощности интервала юрских отложений вблизи зоны выклинивания связано с наличием

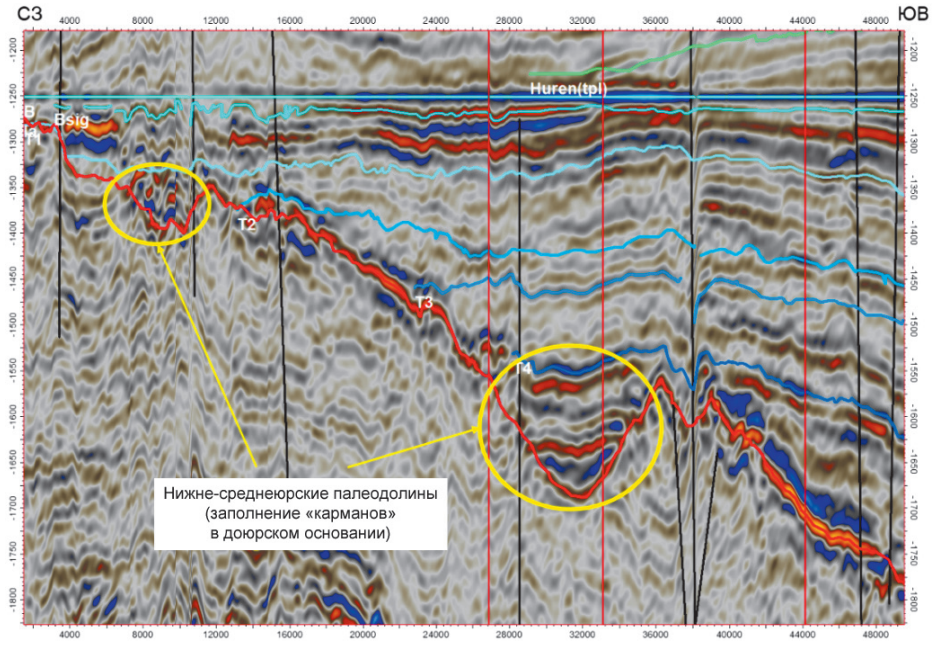


Рис. 7. Фрагмент сейсмического разреза с «карманами» в доюрском основании, заполненными разновозрастными юрскими палеодолинами

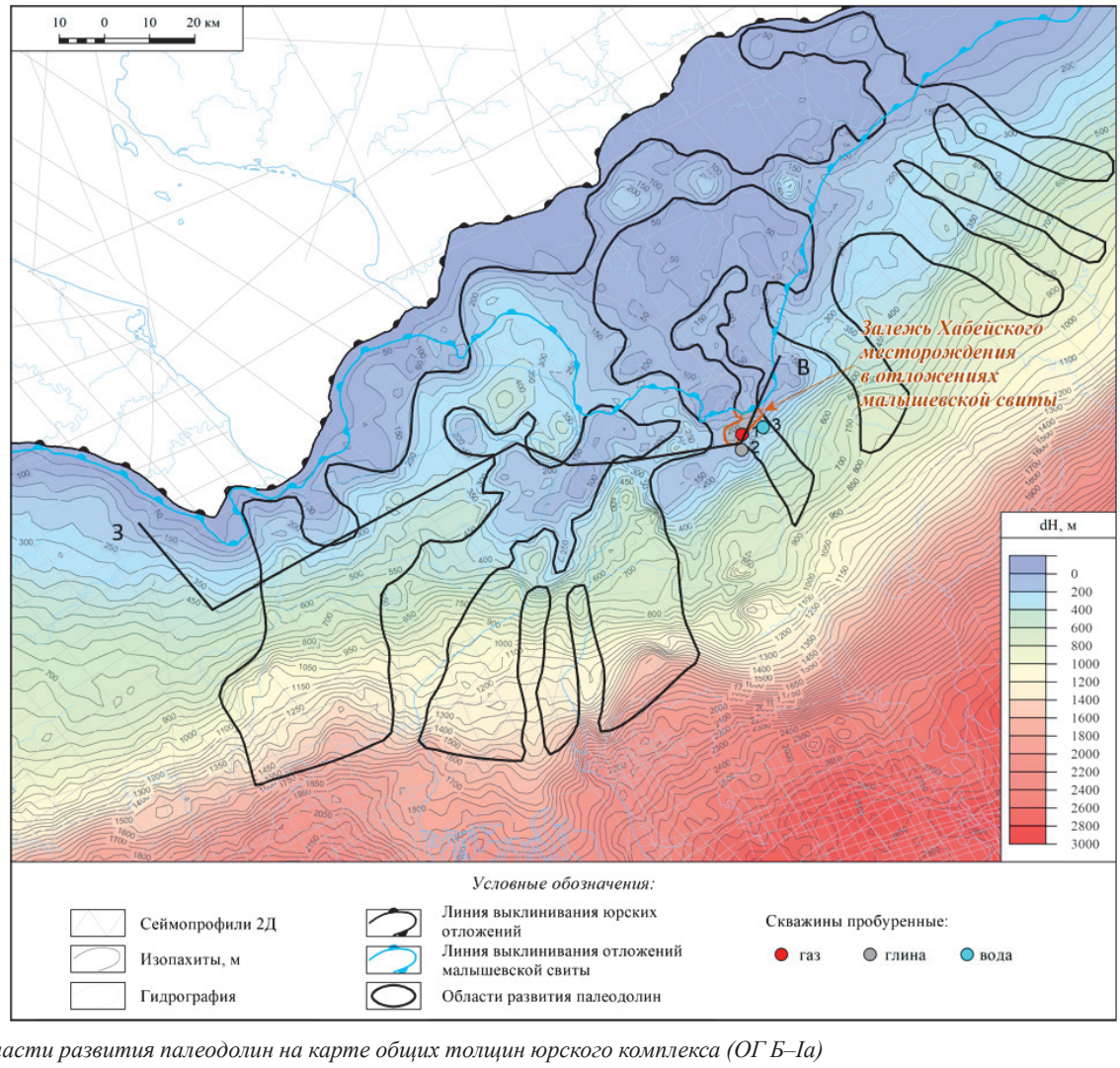


Рис. 8. Области развития палеодолин на карте общих толщин юрского комплекса (ОГ Б–Iа)

палеодолин в пределах которых, как считаем, накапливались нижне-среднеюрские отложения. Выделение границ палеодолин контролировалось визуальным анализом временных сейсмических разрезов (рис. 9). Южнее, за пределами бортовой зоны, где отмечается наиболее полный разрез юрских отложений, осадки накапливались в других условиях, поэтому русловые системы имеют иной, равнинный характер. Высока также вероятность существования крупной русловой системы («Палеоенисей?»), куда впадали описанные выше палеодолины. Мы предполагаем, что к современным аналогам юрских палеодолин Южно-Таймырской моноклинали можно отнести врезанные долины на плато Путорана, впадающие в р. Хета, имеющую уже равнинный характер (рис. 10), а также врезанные долины на Верхоянском хребте, впадающие в р. Лена (рис. 11).

Поскольку нижне-среднеюрские отложения в пределах выделенных перспективных зон залегают на отметках порядка 2000 м, при этом в скважине Хабейская 1 имеют газовое насыщение и достаточно высокие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов (пористость – 22%, проницаемость 25–50 мД), предполагается, что литологический состав пород и эффект газовой залежи могут быть выражены на динамических характеристиках перспективного интервала, т.е. вблизи ОГ Iа. На основе вышеописанных предположений нами была построена карта комплексного динамического параметра путем перемножения нормализованной карты общих толщин юрских отложений и карты среднеквадратических амплитуд в окне +24; +8 мс выше горизонта Iа (рис. 12). Полученная карта характеризует поведение амплитуд разновозрастных юрских отложений вблизи ОГ Iа: от отложений нижней юры в южной части исследуемой территории до верхней юры в северной части. Возрастное скольжение в данном случае объясняется последовательным выклиниванием отложений юры в северном направлении.

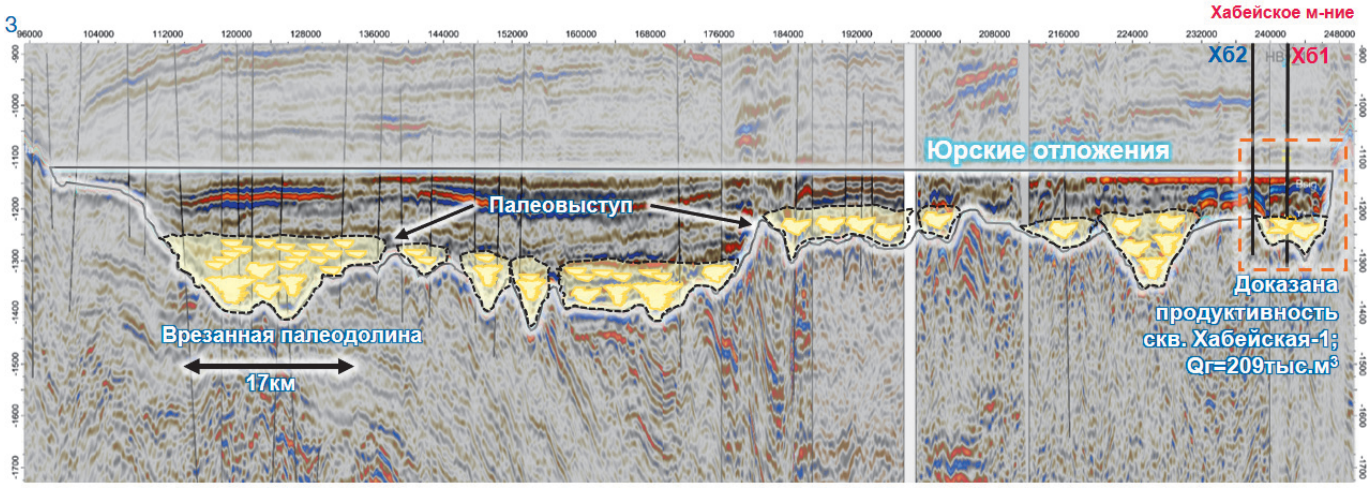


Рис. 9. Композитный временной разрез, выравненный на кровлю верхнеюрских отложений (расположение профиля показано на рис. 8)

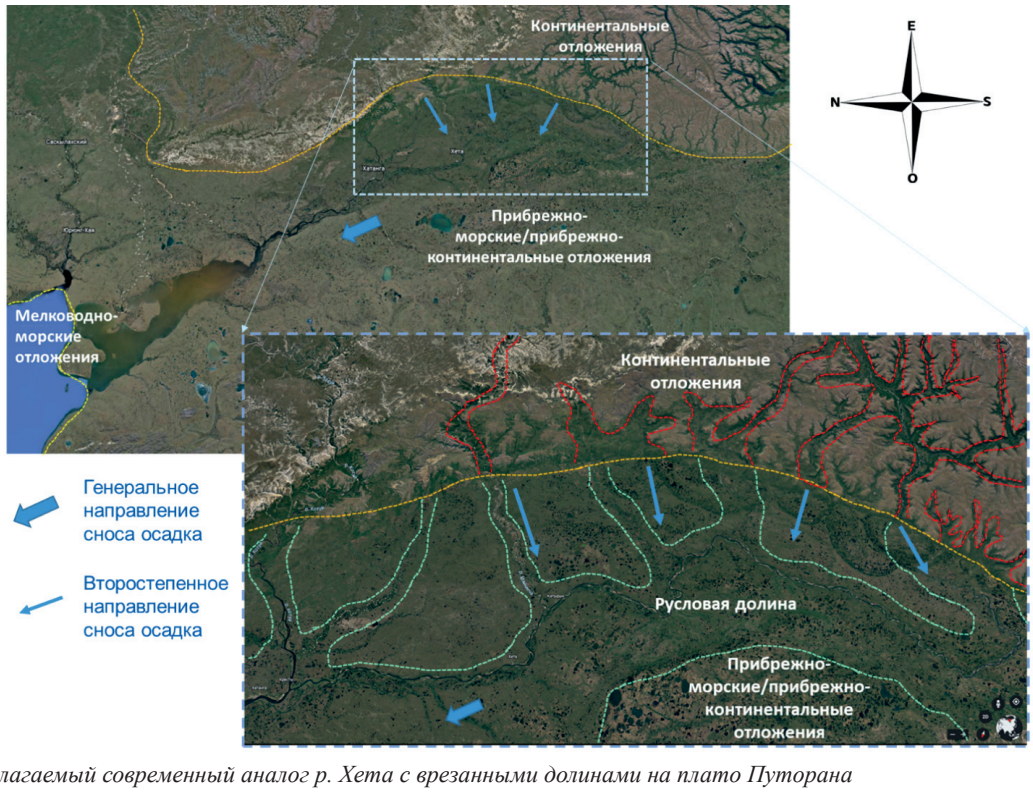


Рис. 10. Предполагаемый современный аналог р. Хета с врезанными долинами на плато Путорана

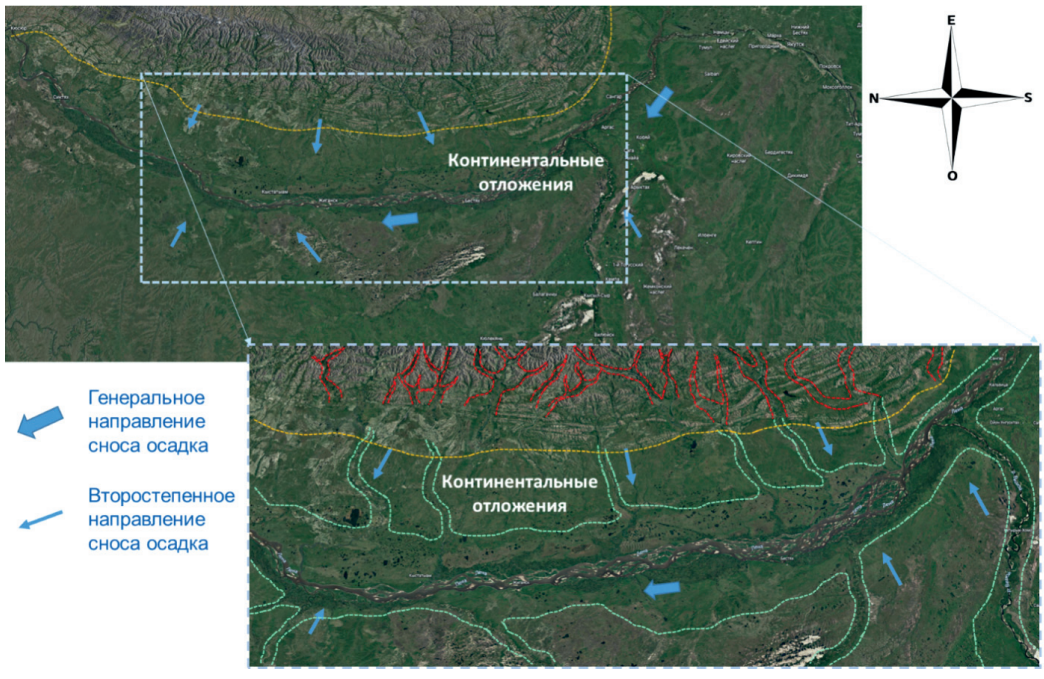


Рис. 11. Предполагаемый современный аналог р. Лена с врезанными долинами на Верхоянском хребте

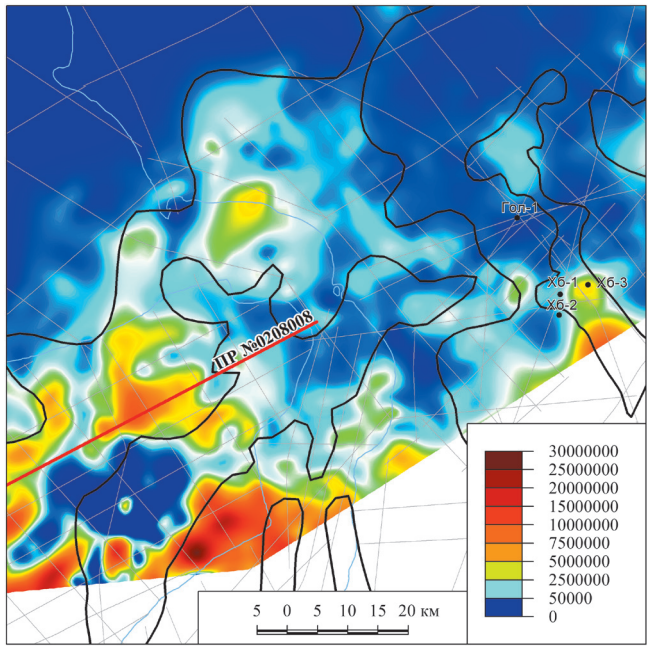


Рис. 12. Карта комплексного параметра с границами выделенных палеодолин

В целом, анализируя полученную карту можно отметить, что на Хабейской площади выделяется аномалия полученного параметра, но не имеется дифференциация района скв. № 3 и 1. Это объясняется как нерегулярностью сети профилей и низким качеством архивных материалов МОГТ 2D, так и значительной дифференциацией литологического состава разновозрастных юрских отложений.

Тем не менее полученная карта позволяет «подсветить» наиболее привлекательные объекты для постановки поискового-оценочного бурения на структурно-стратиграфические ловушки в зоне выклинивания юрских отложений. Одним из таких мест, по нашему мнению, является крупная палеодолина, выделяемая на профиле № 0208008 (рис. 13, схема расположения профилей показана на рис. 12). Перспективным интервалом в этой зоне являются нижнеюрские отложения, предположительно, пласты $Ю_{10–12}$.

Заключение

На основе комплексирования данных сейсморазведки МОГТ 2D с данными бурения закартированы зоны развития приуроченных к эрозионным врезам в кровле доюрских отложений палеодолин в пределах Южно-Таймырской моноклинали. По аналогии с отложениями шеркалинской свиты Талинского месторождения, а также по результатам бурения на Хабейской площади, расположенной непосредственно на рассматриваемой территории, сделан вывод о перспективах нефтегазоносности зоны выклинивания юрских отложений. Рассмотрена концептуальная модель формирования песчаных пород коллекторов, приуроченных к зоне развития палеодолин.

С точки зрения освоения месторождений выделенные зоны привлекательны относительно небольшими глубинами залегания – до 2,5 км, отсутствием аномально высоких пластовых давлений и высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Региональной покрышкой для комплекса служат трансгрессивные морские глины верхнеюрских отложений гольчихинской свиты, по данным бурения мощность флюидоупора составляет от 50 до 200 м (рис. 5). Для нижележащих пластов нижней и средней юры флюидоупором будут являться региональные глинистые свиты (левинская, китербютская, лайдинская, леонтьевская).

Однако ввиду низкой степени изученности рассматриваемого района для подготовки к поисковому бурению объектов подобного типа требуется проведение дополнительных сейсморазведочных работ, что сопряжено с необходимостью существенных финансовых вложений, обусловленных труднодоступностью районов Крайнего Севера, их слаборазвитой инфраструктурой и сложными климатическими условиями.

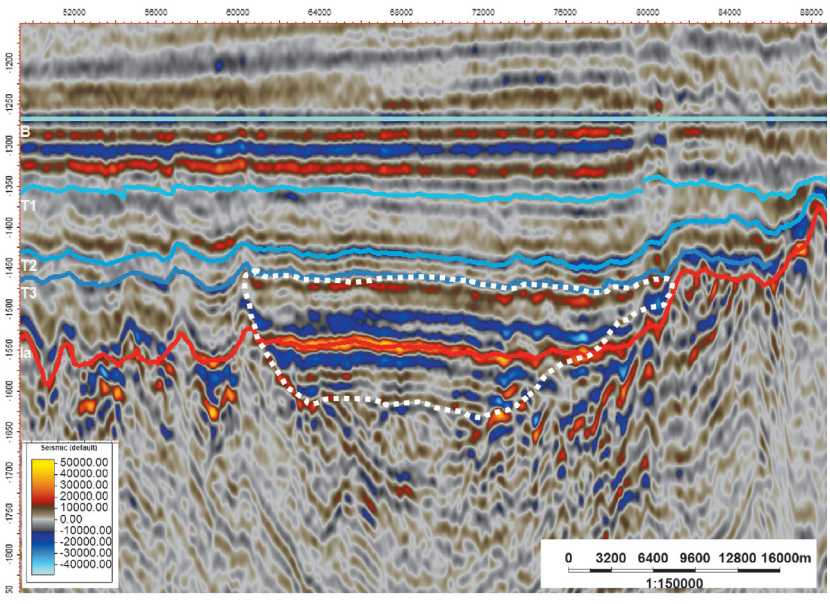


Рис. 13. Фрагмент временного разреза по профилю № 0208008 с перспективным объектом

Литература

Васильев В.Е., Кучеров В.Е., Сумарокова В.А. (1982). Геологический отчет по материалам бурения Гольчихинской и Хабейской параметрических скважин. Красноярск: Комплексная ТЭ ПГО «Енисейнефтегазгеология», 128 с.

Варламов С.Н. и др. (2015). Отчет по объекту: «Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских и мезозойских осадочных комплексов Гыданской НГО, Енисей-Хатангской НГО и шельфа Карского моря (северная часть) на основе единой модели геологического строения региона». Новосибирск: ПАО «Сибнефтегеофизика», 2191 с.

Денисов С.Б., Дьяконова Т.Ф. (2005). Генетическая природа отложений шеркалинской свиты Талинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 60–64.

Моргунова К.И., Хохлов С.А. и др. (1982). Отчет о результатах сейсморазведочных работ, выполненных на Гольчихинской площади (Гольчихинская с/п № 5/81-82гг.). Дудинка: ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика», 109 с.

Первичная документация параметрической скважины 118 Гыданской (2022). 1 этап. Москва, Ярославль: АО «Росгео», АО «НПЦ «Недра».

Погребицкий Ю.Е. (1971). Палеотектонический анализ Таймырской складчатой системы. Л.: Недра, 284 с.

Сороков Д.С. (1974). Возможность нефтегазообразования и нефтегазонакопления в юрских и меловых отложениях Енисей-Хатангского прогиба. Енисей-Хатангская нефтегазоносная область. Сборник статей. Л.: НИИГА, с. 5–10.

Тальвирский Д.Б. (1976). Тектоника Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и сопредельных территорий по геофизическим данным, М.: Недра.

Сведения об авторах

Иван Сергеевич Игонин – начальник отдела
ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53
e-mail: Ivan.Igonin@novatek.ru

Евгений Александрович Зыза – старший эксперт
ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Ирина Юрьевна Кулешова – эксперт
ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Полина Эдуардовна Жержова – главный специалист
ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Анна Владимировна Кирянина – специалист 1 категории
ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Андрей Николаевич Бондарев – эксперт
ПАО «НОВАТЭК»
Россия, Москва, ул. Удальцова, д. 2

Статья поступила в редакцию 07.08.2023;
Принята к публикации 16.09.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Hydrocarbon prospectivity of pinch-out zone of Jurassic deposits in Southwestern part of South Taimyr Monocline

I.S. Igonin[1], E.A. Zyza[1], I.Yu. Kuleshova[1], P.E. Zherzhova[1], A.V. Kiryanina[1], A.N. Bondarev[2]*
[1]*NOVATEK Scientific and Technical Center, Tyumen, Russian Federation*
[2]*NOVATEK, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Ivan S. Igonin, e-mail: Ivan.Igonin@novatek.ru*

Abstract. A comprehensive analysis has been conducted on the geological structure of the entire Jurassic interval within the southwestern part of the South Taymyr Monocline, which has allowed a more precise understanding of the structure

of the Khabei gas field and the identification of prospective objects of similar geological pattern. The study utilized CDP 2D seismic data, covering a total length of 7835 kilometers, as well as results from exploratory and appraisal drilling. Based on visual analysis of temporal cross-sections, an assumption has been made regarding the correlation between reservoir development zones and paleo-channel systems of the Lower-Middle Jurassic deposits. In order to identify and locate such systems, an analysis of temporal cross-sections, maps of total Jurassic deposit thickness, and maps of dynamic attributes were conducted. As a result, areas of development of large paleo-channel systems (paleo-valleys) within the South Taymyr Monocline have been delineated through integration. These identified zones are characterized by relatively shallow burial depths of up to 2.5 km, the absence of abnormally high reservoir pressures (AHBP), and comparably high filtration-capacity properties for Jurassic reservoirs (porosity – 22%, permeability – 25–50 mD).

However, considering the complexity of these objects' structures and the uncertainties caused by the low degree of geological-geophysical exploration in the study area, it is recommended to conduct additional seismic surveys (CDP 3D) to maturate the objects for exploration drilling.

Keywords: structure-lithological traps, filling of erosional incisions, Khabei licence block, hydrocarbon resources, seismic data

Recommended citation: Igonin I.S., Zyza E.A., Kuleshova I.Yu., Zherzhova P.E., Kiryanina A.V., Bondarev A.N. (2023). Hydrocarbon prospectivity of pinch-out zone of Jurassic deposits in Southwestern part of South Taimyr Monocline. *Georesursy = Georesources,* 25(3), pp. 65–74. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.9

References

Denisov S.B., Dyakonova T.F. (2005). Genetic nature of sediments of the Sherkala formation of the Talinsky deposit. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (2), pp. 60–64. (In Russ.)

Morgunova K.I., Khokhlov S.A. et al. (1982). Report on the results of seismic survey work carried out on the Golchikhinskaya area (Golchikhinskaya s/p No. 5/81-82). Dudinka: TGE PGO «Eniseygeofizika», 109 p. (In Russ.)

Primary documentation of parametric well 118 Gydanskaya (2022). Moscow, Yaroslavl: Rosgeo, NPTs Nedra. (In Russ.)

Pogrebitskiy Yu.E. (1971). Paleotectonic analysis of the Taimyr fold system. Leningrad: Nedra, 284 p. (In Russ.)

Sorokov D.S. (1974). Possibility of oil and gas formation and oil and gas accumulation in Jurassic and Cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga trough. Yenisei-Khatanga oil and gas region. Coll. papers. Leningrad: NIIGA, pp. 5–10. (In Russ.)

Talvirskiy D.B. (1976). Tectonics of the Yenisei-Khatanga oil and gas region and adjacent territories according to geophysical data. Moscow: Nedra. (In Russ.)

Vasiliev V.E., Kucherov V.E., Sumarokova V.A. (1982). Geological report on the drilling data of the Golchikhinskaya and Khabeiskaya parametric wells. Krasnoyarsk: Eniseyneftegazgeologiya, 128 p. (In Russ.)

Varlamov S.N. et al. (2015). Assessment of the oil and gas potential of the Paleozoic and Mesozoic sedimentary complexes of the Gydan oil and gas region, the Yenisei-Khatanga oil and gas region and the shelf of the Kara Sea (northern part) based on a unified model of the geological structure of the region. Report. Novosibirsk: Sibneftegeofizika, 2191 p. (In Russ.)

About the Authors

Ivan S. Igonin – Head of Department, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

e-mail: Ivan.Igonin@novatek.ru

Evgeniy A. Zyza – Semior Expert, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Irina Yu. Kuleshova – Expert, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Polina E. Zherzhova – Chief Specialist, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Anna V. Kiryanina – Specialist, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Andrey N. Bondarev – Expert, NOVATEK

90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

Manuscript received 7 August 2023;
Accepted 16 September 2023; Published 30 September 2023

ДИСКУССИОННАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.20

УДК 553.982

Физика гравитационных процессов как ключ к пониманию свойств ачимовских отложений

М.В. Осипова
ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия
e-mail: marina.osipova@novatek.ru

Статья посвящена разработке методики прогноза свойств ачимовских коллекторов на основе причинно-следственных связей типа источника сноса шельфового осадочного материала, геометрии клиноформ и расстояния конусов выноса до склона. Методика разработана на основе физических законов, а именно условий нарушения гравитационного равновесия осадков на бровке шельфа – момента начала выноса осадочного материала и процесса образования конусов, обусловленного осаждением (торможением) осадков на дне бассейна. Методика включает в себя два этапа для пошагового теоретического обоснования и простоты понимания. На первом этапе решается задача нарушения гравитационного равновесия шельфовых осадков в зависимости от геометрии клиноформ. На втором этапе рассматривается задача зависимости удаления лопастей от склона и свойств перспективных объектов. На основе теоретических представлений обозначены основные выводы о зависимости характеристик конусов выноса (свойств и объема песчаника) от геометрических параметров клиноформ и от расстояния до склона, выведен комплексный параметр, характеризующий свойства перспективных объектов. Разработанная автором методика позволяет прогнозировать, сопоставлять и ранжировать ачимовские объекты по перспективности как в пределах одного пласта, так и в целом одного или нескольких месторождений.

Ключевые слова: ачимовские отложения, гравитационные процессы, геологические факторы седиментационной системы, источник сноса осадочного материала, геометрия клиноформ

Для цитирования: Осипова М.В. (2023). Физика гравитационных процессов как ключ к пониманию свойств ачимовских отложений. *Георесурсы,* 25(3), с. 75–81. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.20

Введение

Все природные геологические явления можно описать физическими законами. Принципы осадконакопления, строение залежей, распределение свойств осадочного материала – все основано на количественных закономерностях явлений природы, строении материи и законов ее движения. Знания физики помогают не только понять принципы того или иного геологического события, но и прогнозировать их дальнейшее развитие.

В данной статье, с точки зрения физических законов, рассмотрено формирование одного из самых сложных по строению геологических образований – глубоководных конусов выноса, и как составляющую – распространение ачимовских линзовидных песчаных тел с особенностями распределения их свойств. Много литературных источников посвящено генезису ачимовских отложений (Walker, James, 1990; Трушкова и др., 2011; Сынгаевский и др., 2015) и их свойствам (Reading, Richard, 1994; Catuneanu, 2006; Posamentier, Vail, 1988; Шестакова и др., 2020), однако данная работа раскрывает тему с другого ракурса.

Глубоководные конусы выноса представляют собой результат склоново-гравитационных процессов. Их образование связано с нарушением гравитационного равновесия осадочного материала на бровке шельфа и переносу за счет гравитационной энергии осадков вниз по склону. Осаждение частиц потока происходит на дне глубоководного бассейна в определенной последовательности, образуя многообразие конусов различной морфологии. Основным элементом конуса выноса с максимальным содержанием осадочного материала являются лопасти, формирующиеся от устьев русел вглубь бассейна. Лопасти состоят из песчаных и глинистых фаций, закономерности распределения которых в глубоководных осадках являются довольно сложными, а их соотношение кажется, на первый взгляд, слабо прогнозируемым.

Процесс накопления и закономерности распределения тех или иных фаций глубоководных осадков зависят от ряда геологических факторов, которые контролируют единую седиментационную систему. К основным факторам относят: тектонические процессы (вертикальное движение дна бассейна), колебания уровня моря (региональная эвстатика) и тип источника сноса осадочного материала (фактор седиментации) (Сынгаевский и др., 2015). Трудно оценить значение каждого из них: степень влияния определенного фактора в каждом конкретном случае может быть различной. Тем не менее, к анализу результата их воздействия необходимо подходить комплексно, что на практике не всегда выполняется и нередко приводит к неверным прогнозам.

Результатом совокупного влияния перечисленных факторов является разнообразие морфологии конусов, питающих и распределительных каналов, а также многообразие

© 2023 М.В. Осипова

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

[*] Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

геометрии клиноформ. В работе предлагается методика анализа сейсмических данных – градиента угла наклона глубоководного склона, отдаленности лопастей (далее лопасти = перспективные объекты) от подножия склона (принимается нижний перегиб клиноформы) – как результат совместного воздействия основных влияющих факторов, комплексный анализ которого позволяет прогнозировать свойства ачимовских коллекторов.

Роль влияющих факторов на формирование конусов выноса (причинно-следственные связи)

Тип источника сноса материала. Осадочные системы, развитые в пределах глубоководных бассейнов, можно классифицировать по типу источника осадочного материала на 3 класса: глинистый, песчано-глинистый и песчаный (Reading, Richard, 1994). Свойства ачимовских объектов напрямую зависят от типа источника сноса осадочного материала. Причина в том, что формирование глубоководных конусов выноса происходит путем перемещения осадков мелководья в глубоководно-морские условия, и ввиду роли процессов переотложения осадков, сопровождаемых пересортировкой и переупаковкой под влиянием глубоководной гидродинамики, свойства ачимовских объектов обладают более худшими свойствами, чем исходные шельфовые объекты (Нежданов и др., 2000). А если источник сноса глинистый, то хорошие коллектора в ачимовских отложениях и вовсе исключены. Основная роль данного фактора состоит в том, что *тип источника сноса является исходным материалом, от которого зависят свойства переотложенных глубоководных фаций.*

Положение уровня моря. Процесс переноса обломочного материала с шельфа вниз по склону на дно бассейна происходит постоянно, однако осадки, связанные с формированием конусов выноса, поступают в бассейн только во время стадии падения уровня моря и низком стоянии его уровня (Catuneanu, 2006; Posamentier, Vail, 1988). В силу большего влияния гидродинамики на бровку шельфа тракта падения уровня моря, больший снос осадков и формирование основной части ачимовских объектов происходит именно в это время (Рединг и др., 1992). Однако фаза падения уровня моря не гарантирует выноса мощного объема песчаника с хорошими свойствами ввиду важной роли ранее обозначенных процессов переотложения осадков. Таким образом, *положение уровня моря является условием, которым определяется период выноса материала.*

Тектоника также является важным фактором, контролирующим процесс седиментации. Тектонические процессы определяют скорость воздымания и эрозию, градиенты уклона в областях переноса осадка, наличие пространства, доступного для накопления осадков (аккомодацию) (Сынгаевский и др., 2015). *Данный фактор преимущественно определяет рельеф поверхности, которая создает основу для движения и накопления материала.*

В комплексе, тектоника и положение уровня моря влияют на геометрию клиноформ, которые совместно с типом источника сноса определяют объем и свойства/состав транспортируемого материала.

А свойства транспортируемого материала, в свою очередь, напрямую влияют на морфологию и длину каналов в пределах глубоководного бассейна. Следовательно, решая обратную задачу, исходя из совместного анализа геометрии клиноформ и морфологии питающих каналов в пределах дна бассейна можно прогнозировать свойства конусов выноса. На рисунке 1 схематично представлен процесс влияния определяющих факторов на формирование глубоководных конусов выноса.

Теоретическое обоснование свойств конусов выноса физическими законами

Методика прогнозирования свойств ачимовских коллекторов разработана на основе физических законов, а именно условий нарушения гравитационного равновесия осадков на бровке шельфа – момента начала выноса осадочного материала и процесса образования конусов, обусловленного осаждением (торможением) осадков на дне бассейна. Методика не включает в себя принцип образования самого конуса на дне бассейна, распределение фаций внутри конуса, его структурно-текстурные особенности (это процесс вторичный), а рассматривает принципы, которые лежат в основе движения объекта/тела/материала по наклонной плоскости и являются первичными физическими законами процесса.

Методика включает 2 этапа для пошагового теоретического обоснования и простоты понимания:

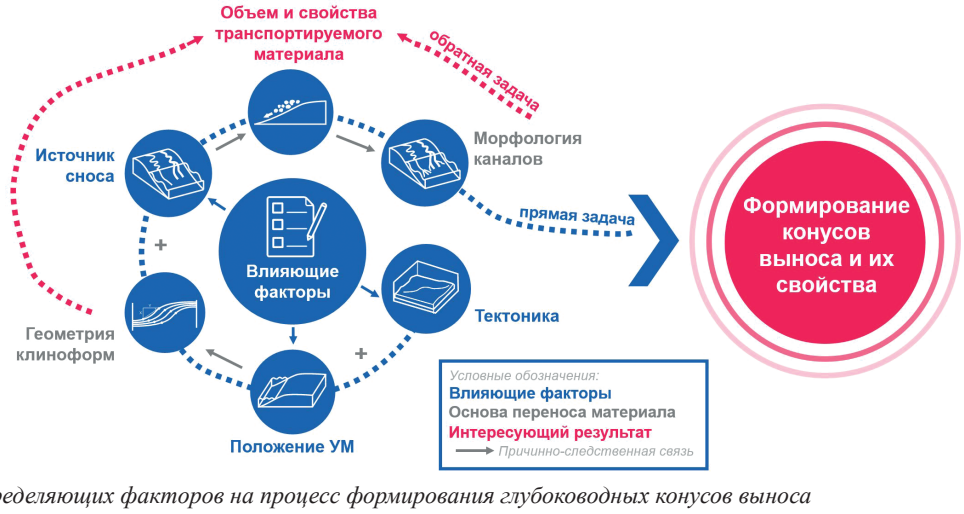


Рис. 1. Влияние определяющих факторов на процесс формирования глубоководных конусов выноса

На первом этапе решается задача транспортировки осадков вниз по склону ввиду нарушения гравитационного равновесия. На втором этапе рассматривается задача зависимости удаления лопастей от склона и свойств перспективных объектов.

Первый этап. *Задача нарушения гравитационного равновесия шельфовых осадков в зависимости от геометрии клиноформ*

На шельфовые осадки, находящиеся вблизи наклонной поверхности бровки, действуют три силы: сила тяжести $m\vec{g}$, сила нормальной реакции опоры $\vec{N}$ и сила трения покоя $\vec{F}_{\text{тр.пок.}}$, направленная вдоль наклонной поверхности вверх (рис. 2). Для силы трения покоя должно выполняться неравенство:

$$\vec{F}_{\text{тр.пок.}} \leq \mu\vec{N}, \quad (1)$$

где $\vec{N}$ – реакция опоры, μ – коэффициент трения. Из него следует условие равновесия тела на наклонной плоскости.

Для расчета проекций действующих сил система координат принята следующим образом: ось x – вдоль наклонной плоскости вниз, а ось y – перпендикулярно наклонной плоскости вверх.

В момент покоя ускорение осадочного материала равно 0, равнодействующая всех приложенных к материалу сил, то есть $m\vec{g} + \vec{N} + \vec{F}_{\text{тр.пок.}} = 0$. Отсюда в проекции на оси координат получаем систему уравнений:

$$\begin{cases} x: mg\sin\alpha - F_{\text{тр.пок.}} = 0 \\ y: -mg\cos\alpha + N = 0 \end{cases}$$

Из первого уравнения системы следует, что сила трения покоя $F_{\text{тр.пок.}} = mg\,sin\alpha$, а из второго уравнения можно определить силу реакции опоры $N = mg\,cos\alpha$, где a – угол наклона поверхности. Подставляя последнее выражение в неравенство (1), получаем, что $F_{\text{тр.пок.}} \leq \mu mg\,cos\alpha$.

Из полученного неравенства следуют выводы: сила трения покоя $F_{\text{тр.пок.}}$ увеличивается при 1) увеличении коэффициента трения μ, 2) увеличении массы транспортируемых осадков, 3) уменьшении угла наклона склона α.

Другими словами, для движения более лёгких алевритовых частиц по наклонной плоскости необходим меньший угол наклона ввиду меньшей силы трения. Движение песчаника определяется бóльшим градиентом наклона поверхности. А сам объём песчаника зависит не только от стадии уровня моря, но и от угла наклона склона. Чем больше угол, тем больше объёма песчаника транспортируется с шельфа на дно бассейна.

Второй этап. *Задача зависимости удаления лопастей от склона и свойств перспективных объектов*

При спуске осадочного материала с шельфа в глубоководную часть и дальнейшем его движении по субгоризонтальной поверхности (дну бассейна) со стороны склона действует сила трения $\vec{F}_{\text{тр.}}$, которая совершает работу по торможению транспортируемых осадков (рис. 3).

С одной стороны, величина этой работы равна величине потенциальной энергии, с другой стороны, работа, совершенная некоторой силой (в нашем случае $\vec{F}_{\text{тр.}}$), равна произведению силы на пройденный путь L, на протяжении которого эта сила действует. То есть работа $A = F_{\text{тр.}}L$, а пройденный путь в нашем случае определяется как сумма наклонной и горизонтальных отрезков: $L = L_{\text{накл.}} + L_{\text{гориз.}}$.

Сила трения в общем случае равна произведению реакции опоры на коэффициент трения: $F_{\text{тр.}} = \mu N$.

Реакция опоры в общем случае равна произведению веса тела ($m\vec{g}$) на косинус угла наклона плоскости, на которой находится тело.

Когда осадочный материал движется по наклонной плоскости, угол наклона которой равен α, то реакция опоры $N_{\text{накл.}} = mg\,cos\alpha$, а величина работы, совершенной на этом участке, равна произведению реакции наклонной плоскости $N_{\text{накл.}}$ на коэффициент трения μ и на длину пути по наклонной плоскости $L_{\text{накл.}}$:

$$A_{\text{накл.}} = N_{\text{накл.}}\mu L_{\text{накл.}} = mg\,cos\alpha\,\mu L_{\text{накл.}} \quad (2)$$

Угол наклона поверхности дна бассейна существенно меньше угла наклона склона и приближен к 0, косинус угла, близкого к 0, приближен к 1, следовательно, реакция опоры субгоризонтального участка: $N_{\text{гориз.}} = mg$.

Работа силы трения на горизонтальной плоскости будет равна:

$$A_{\text{гориз.}} = mg\,\mu L_{\text{гориз.}} \quad (3)$$

Полная работа, которая была совершена до остановки осадочного материала, равна сумме работ, совершенных на наклонном (2) и горизонтальном участках пути (3):

$$A_{\text{полн.}} = A_{\text{накл.}} + A_{\text{гориз.}} = mg\,cos\alpha\,\mu L_{\text{накл.}} + mg\,\mu L_{\text{гориз.}} \quad (4)$$

С другой стороны, полная работа равна потенциальной энергии:

$$A_{\text{полн.}} = E_n = mgh \quad (5)$$

Из выражений (4), (5) можно вывести:

$$L_{\text{гориз.}} = h/\mu - L_{\text{накл.}}\,cos\alpha \quad (6)$$

С учетом того, что коэффициент трения у крупнозернистого материала (песчаника) выше, чем у мелкозернистого (глины), то есть $\mu_{\text{песч.}} > \mu_{\text{гл.}}$, из выражения (6) можно сделать вывод о влиянии увеличения зернистости на уменьшение тормозного пути материала.

Из полученных результатов следует, что потоки, обогащенные глинистой составляющей, способны переносить осадочный материал на более дальние расстояния. С повышением доли песчаной фракции в турбидитовом потоке, трение и бóльшая масса крупных частиц приводит к более быстрому торможению и осаждению на более коротком

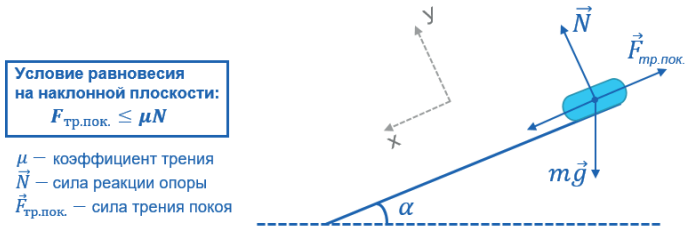


Рис. 2. Силы, действующие на осадочный материал, покоящийся на наклонной плоскости

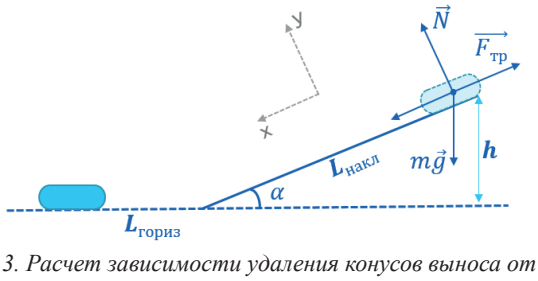


Рис. 3. Расчет зависимости удаления конусов выноса от склона и свойств конусов выноса

расстоянии. Другими словами, чем больше удаленность лопастей от склона, тем хуже первичные свойства перспективных объектов.

Практическое применение физических законов на примере ачимовских объектов месторождения X

Предлагаемые теоретические решения были проверены на практике – на ачимовских объектах сейсмокомплекса N месторождения X.

Исходные данные. Изученность бурением низкая – 7 поисково-разведочных скважин, площадь участка – 3705 км^2 площадь, весь участок покрыт 3D сейсморазведочными работами. За основу анализа выбраны материалы, определяющие количественные характеристики всех перспективных объектов наиболее изученного бурением пласта. Контуры перспективных объектов были определены по динамическим аномалиям, срезам RGB и спектральной декомпозиции; карты эффективных толщин построены нормированием значений наиболее подходящего (с устойчивой корреляционной зависимостью) атрибута на фактические скважинные данные. Карты фильтрационно-емкостных свойств при построении учитывали как фациальную принадлежность, так и динамические характеристики.

Для оценки качества существующей модели залежей – границ перспективных объектов, карт эффективных толщин и карт фильтрационно-емкостных свойств (пористости и проницаемости) – была осуществлена верификация прогнозных данных предполагаемых залежей на соответствие ранее описанным теоретическим представлениям.

Суть методики. Методика прогноза объема песчаника и свойств объектов заключается в измерении углов наклона склона клиноформ и измерении расстояния от перспективного объекта до подножия глубоководного склона, соответственно. Согласно теоретическим представлениям, бóльший объем песчаника характеризуется бóльшими углами наклона склона, лучшие свойства – близостью к склону.

Особенность методики состоит в том, что анализ геометрии клиноформ проводится не по привычной кровле пласта, которому соответствует перспективный объект, а за основу берется подошва клиноформы – как основа движения осадочного материала. Анализ кровли не отражает условия накопления объекта, а соответствует и характеризует последующие события более позднего времени. Кроме того, привычное на практике отображение объектов совместно с подножием склона и бровкой шельфа кровли пласта автор считает некорректным, т.к. данное отображение дает ложное представление о возможном распространении присклоновых объектов. Часто на практике их ограничивают линией подножия более поздних отложений, которые заведомо сокращают площадь и уменьшают объем перспективных объектов в районе склона, а это, в свою очередь, приводит к потере запасов/ресурсов между линиями подножия кровли и подножия подошвы клиноформы, присклоновые объекты которой анализируются. Отображение объекта совместно с бровкой и подножием подошвы не несет в себе риски потери части присклоновых объектов и дает временну́ю тождественность представления.

Согласно ранее изложенному, можно перечислить основные составляющие анализа сейсмических данных и материалов, полученных на их основе, для прогноза количественных характеристик объектов:

1. Карта углов наклона подошвы – для определения линий бровки шельфа и подножия склона;
2. Контуры объектов – для определения расстояния/удаления от склона;
3. Линии сейсмических разрезов вдоль направления выноса конусов – для расчета углов наклона склона.

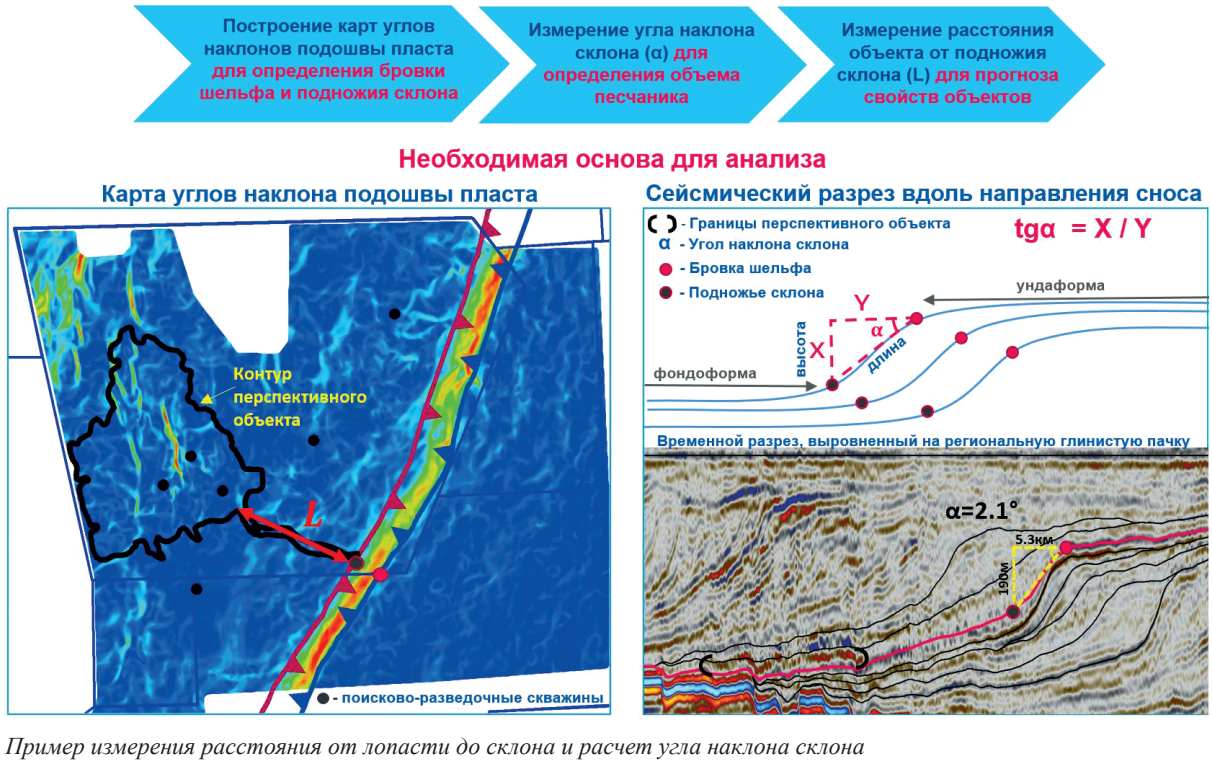


Рис. 4. Пример измерения расстояния от лопасти до склона и расчет угла наклона склона

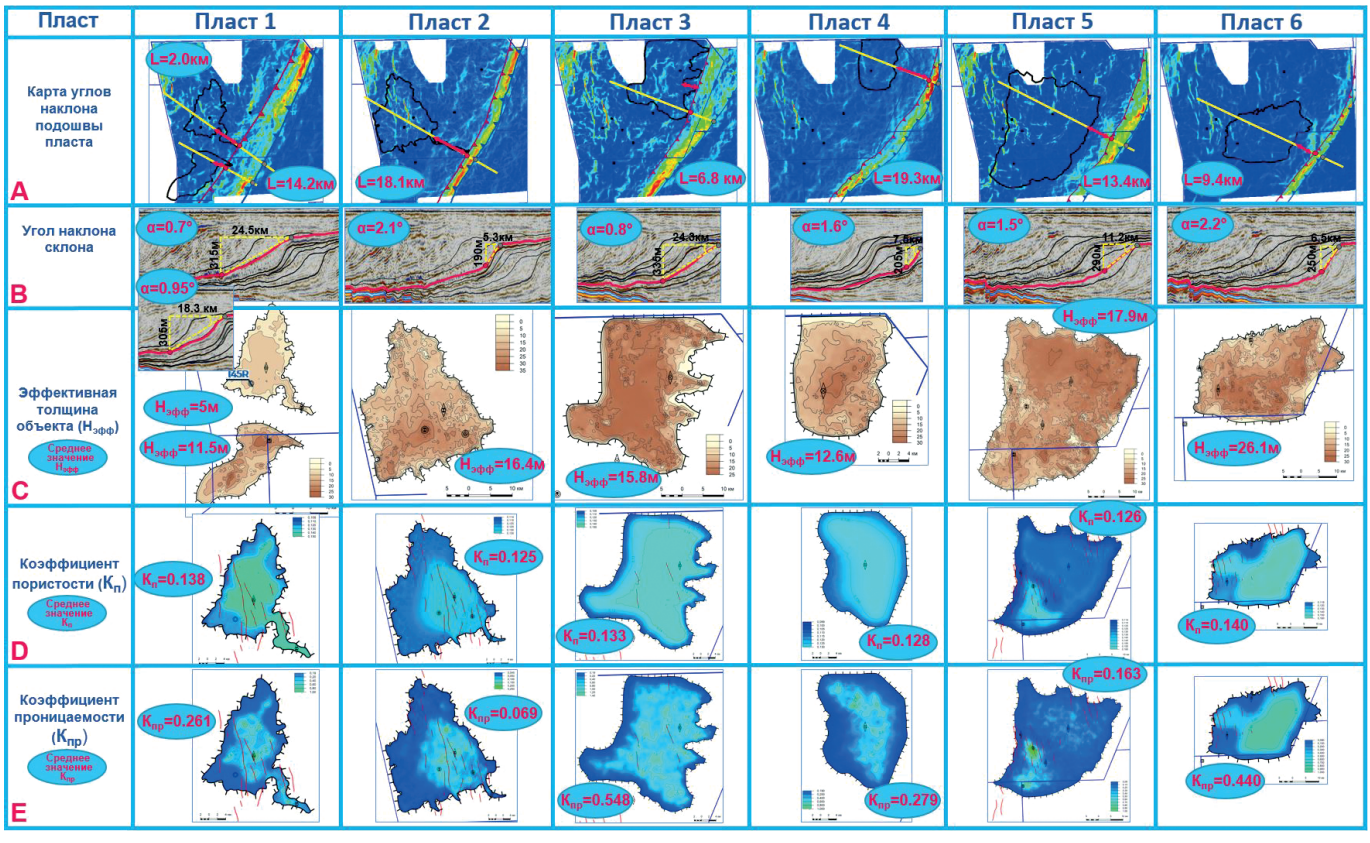


Рис. 5. Верификация количественных параметров перспективных объектов на соответствие теоретическим представлениям

На рисунке 4 схематично отображены необходимые данные с представлением расчета угла наклона склона и расстояния от склона до перспективного объекта.

Согласно указанной методике, был подготовлен необходимый набор данных для всех перспективных объектов рассматриваемого сейсмокомплекса: 1) построены карты углов наклона подошвы каждого перспективного пласта (рис. 5a); 2) прослежены бровки и подножия; 3) рассчитаны расстояния от границ перспективных объектов до склона; 4) по сейсмическим профилям измерены углы наклона склона подошвы каждого перспективного пласта (рис. 5b).

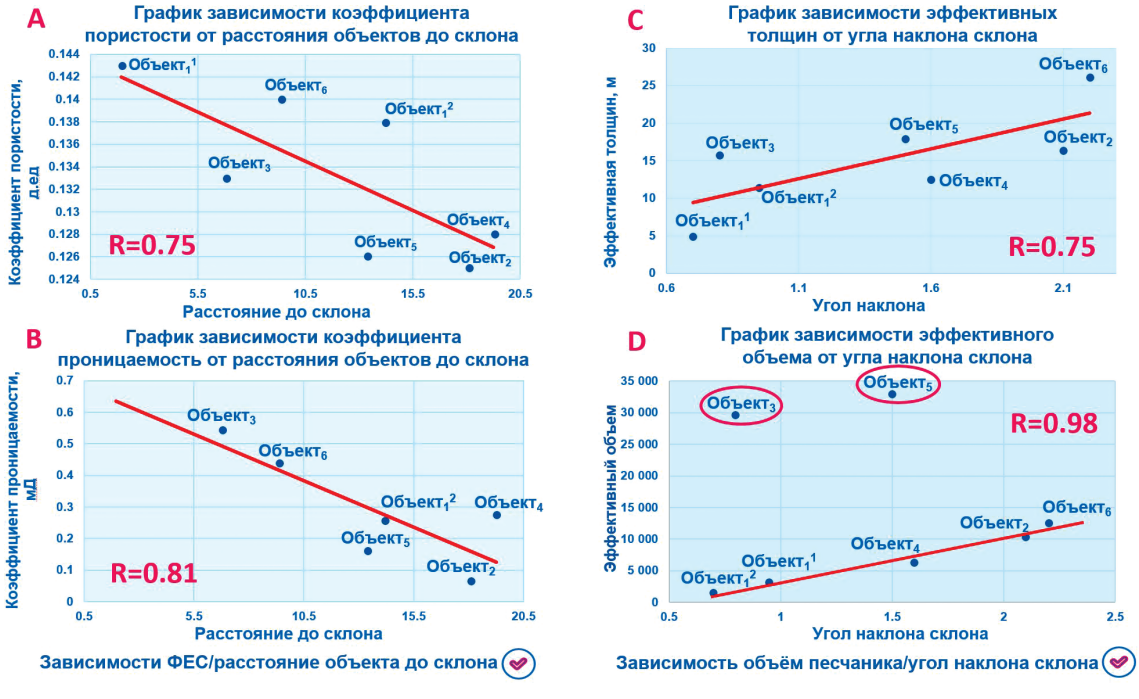


Рис. 6. A. Карты углов наклона подошв перспективных пластов; B. Сейсмические разрезы вдоль направления выноса осадочного материала; C. Карты эффективных толщин объектов; D. Карты коэффициента пористости объектов, E. Карты коэффициента проницаемости объектов

Далее для верификации прогноза параметров каждого объекта – границ перспективных объектов, карт эффективных толщин и карт фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) – были рассчитаны средние значения коэффициента пористости, проницаемости, средние значения эффективных толщин и эффективные объемы по картам соответствующих параметров (рис. 5c, d, e). Рассчитанные значения ФЕС были сопоставлены с ранее измеренными расстояниями от объектов до склона, эффективные толщины и эффективные объемы – с углами наклона склона. В результате сопоставления получена достаточно устойчивая корреляционная связь параметров ФЕС с расстоянием объектов до склона (рис. 6a, b) и связь параметров, характеризующих объем накопившегося песчаника с углами наклона склона (рис. 6c, d). Исключения составляют 2 объекта, которые «выпали» из зависимости и требуют корректировок.

Таким образом, представленные в работе теоретические выводы подтверждены практически на основе данных по объектам 1–6 сейсмокомплекса N месторождения X. Учитывая слабую разбуренность, в дальнейшем карты фильтрационно-емкостных свойств и эффективных объектов будут скорректированы, но уже на этапе слабой изученности скважинами можно говорить о корректном представлении большинства рассматриваемых объектов и необходимости уточнения объектов 3 и 5 (рис. 6d).

Стоит отметить, что предлагаемая методика применима на разных стадиях изученности месторождений и позволяет сделать выводы о корректной принадлежности объектов к конкретному пласту и/или источнику сноса, своевременно скорректировать сейсмическую корреляцию пласта и/или границы объектов.

Комплексирование результатов. Принцип ранжирования объектов

Несмотря на то, что методика применима на разных стадиях изученности месторождений, наибольшую актуальность ее применения автор видит для поисково-разведочного этапа ввиду высокой неопределенности прогнозируемых данных, когда не имея скважин или имея небольшое их количество, встает вопрос о необходимости ранжирования объектов по свойствам для первоочередного и/или последующего бурения.

Описанная методика, основанная на знании геометрических характеристик клиноформы и расстояния от объекта до склона, характеризующих объем песчаника и его свойства, в комплексе позволяет решить задачу ранжирования перспективных объектов, даже не имея скважинных данных. На основе рассмотренных теоретических задач, на основе выражения (6), можно вывести комплексный параметр, характеризующий свойства перспективных объектов:

$$L_{гориз} = \frac{h}{\mu} - L_{накл}\cos\alpha \Rightarrow \mu = \frac{h}{L_{гориз} + L_{накл}\cos\alpha}$$

Полученная формула учитывает и геометрию клиноформ (угол наклона, высоту, длину), и отдаленность объекта от склона. То есть два фактора, которые характеризуют и объем песчаника, и его свойства. Рассчитывая таким образом коэффициент трения для каждого объекта, получаем прямой показатель, характеризующий свойства.

1. Расчёт μ для каждого объекта
2. Ранжирование объектов по значениям μ

Объект	X, м	Y, м	$L_{накл}$	$L_{гориз}$	α °	μ	Приоритет
Объект$_1$[1]	315	24 500	24 502	2 000	0.70	0.0119	2
Объект$_1$[2]	305	18 300	18 303	14 200	0.95	0.0094	5
Объект$_2$	190	5 300	5 303	18 100	2.10	0.0081	6
Объект$_3$	335	24 300	24 302	6 800	0.80	0.0108	4
Объект$_4$	205	7 500	7 503	19 300	1.60	0.0076	7
Объект$_5$	290	11 200	11 204	13 400	1.50	0.0118	3
Объект$_6$	250	6 500	6 505	9 400	2.20	0.0157	1

Рис. 7. Ранжирование объектов

Для примера расчета коэффициента трения μ были использованы объекты сейсмокомплекса N месторождения X. Для каждого объекта были рассчитаны значения коэффициента трения, и установлен приоритет по принципу: чем выше коэффициент трения, тем лучше свойства объекта (рис. 7).

Формула является универсальной, позволяет ранжировать/сопоставлять ачимовские объекты одного/нескольких пластов/месторождений на разных стадиях изученности.

Выводы

Разработанная автором методика комплексного анализа градиента углов наклона склона и расстояния объектов до подножия склона позволяет прогнозировать, сопоставлять и ранжировать ачимовские объекты по перспективности как в пределах одного пласта, так и в целом одного или нескольких месторождений.

Методика позволяет контролировать качество сейсмогеологических моделей ачимовских объектов на любых стадиях изученности бурением.

Литература

Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. Горбунов С.А. (2000). Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 247 с.

Рединг Х.Г., Аллен Ф.А., Болдуин К.Т. (1992). Обстановки осадконакопления и фации. М.: Мир, 384 с.

Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. (2015). Глубоководные конусы выноса и турбидиты. Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, 480 с.

Трушкова Л.Я., Игошкин В.П., Хафизов Ф.З. (2011). Клиноформы неокома. Санкт-Петербург: ВНИГРИ, с. 41.

Шестакова Н.И., Ершов С.В., Карташова А.К. (2020). Прогноз распространения коллекторов ачимовской толщи в арктических районах Западно-Сибирского осадочного бассейна на основе сейсмофациального и динамического анализов. *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2020

Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta, 375 c.

Posamentier H.W., Vail P.R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition II – sequence and systems tract models. The society of economic Paleontologist and Mineralogist, Sea-Level Society for Sedimentary Geology, Tulsa, p. 42.

Reading H.G., Richard M. (1994). Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. *AAPG Bulletin*, pp. 792–822.

Walker R.G., James N.P. (1990). Facies Models. Response to Sea Level Changes. Geological Association of Canada, Ontario, 409 p.

Сведения об авторе

Марина Владимировна Осипова – старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Статья поступила в редакцию 21.08.2023;
Принята к публикации 19.09.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

DISCUSSION ARTICLE

Physics of gravitational processes as a key to understanding the properties of Achimov deposits

M.V. Osipova
NOVATEK Scientific and Technical Center, Tyumen, Russian Federation
e-mail: marina.osipova@novatek.ru

Abstract. The article is devoted to the development of a methodology for predicting the properties of Achimov reservoirs based on cause-and-effect relationships such as the source of shelf sedimentary material, the geometry of clinoforms and the distance of alluvial fans to the slope. The technique was developed on the basis of physical laws, namely the conditions of disturbance of the gravitational equilibrium of sediments on the shelf edge – the moment of the beginning of the removal of sedimentary material and the process of cone formation caused by the deposition (braking) of sediments on the bottom of the basin. The methodology includes two stages for step-by-step theoretical justification and ease of understanding. At the first stage, the problem of disturbing the gravitational equilibrium of shelf sediments depending on the geometry of the clinoforms is solved. At the second stage, the problem of dependence of the distance of the blades on the slope and the properties of promising objects is considered. Based on theoretical concepts, the main conclusions about the dependence of the characteristics of alluvial fans (properties and volume of sandstone) on the geometric parameters of clinoforms and on the distance to the slope are outlined, and a complex parameter characterizing the properties of promising objects is derived. The methodology developed by the author makes it possible to predict, compare and rank Achimov objects according to their prospects both within one formation and as a whole in one or several fields.

Keywords: Achimov deposits, gravitational processes, geological factors of the sedimentation system, source of sedimentary material, clinoform geometry

Manuscript received 21 August 2023;
Accepted 19 September 2023; Published 30 September 2023

Recommended citation: Osipova M.V. (2023). Physics of gravitational processes as a key to understanding the properties of Achimov deposits. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 75–81. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.20

References

Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta, 375 c.

Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A. Gorbunov S.A. (2000). Geology and oil and gas potential of the Achimov strata of Western Siberia. Moscow: Akademiya gornykh nauk, 247 p. (In Russ.)

Posamentier H.W., Vail P.R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition II – sequence and systems tract models. The society of economic Paleontologist and Mineralogist, Sea-Level Society for Sedimentary Geology, Tulsa, p. 42. https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0125

Reading H.G., Richard M. (1994). Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. *AAPG Bulletin*, pp. 792–822.

Reding Kh.G., Allen F.A., Bolduin K.T. (1992). Depositional environments and facies. Moscow: Mir, 384 p. (In Russ.)

Syngaevskiy P.E., Khafizov S.F., Shimanskiy V.V. (2015). Deep-sea alluvial fans and turbidites. Moscow, Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 480 p. (In Russ.)

Trushkova L.Ya., Igoshkin V.P., Khafizov F.Z. (2011). Neocomian clinoforms. St.Petersburg: VNIGRI, p. 41. (In Russ.)

Shestakova N.I., Ershov S.V., Kartashova A.K. (2020). Forecast of the distribution of reservoirs of the Achimov strata in the Arctic regions of the West Siberian sedimentary basin based on seismic facies and dynamic analyzes. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology –Theoretical and Applied Studies*. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2020

Walker R.G., James N.P. (1990). Facies Models. Response to Sea Level Changes. Geological Association of Canada, Ontario, 409 p.

About the Author

Marina V. Osipova – Senior Expert, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.11

УДК 622.276.6

Вопросы рационального недропользования в современных условиях

А.В. Давыдов

Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, Москва, Россия

e-mail: avdavydov@gkz-rf.ru

Рассмотрены вопросы рационального недропользования, технологические и экономические причины невыполнения решений проектной документации и их последствия на месторождениях углеводородного сырья. Показана динамика изменения коэффициента извлечения нефти по Российской Федерации за семилетний период по категориям запасов полезных ископаемых. Предложены рекомендации по снижению рисков от неэффективного освоения недр в современных условиях.

Ключевые слова: законодательство, рациональное недропользование, пользователь недр, месторождение, проектно-техническая документация, система разработки, коэффициент извлечения нефти/газа

Для цитирования: Давыдов А.В. (2023). Вопросы рационального недропользования в современных условиях. *Георесурсы,* 25(3), с. 82–88. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.11

Вопрос о рациональном пользовании недрами всегда стоял перед государством при добыче полезных ископаемых, будь то углеводородное сырье (нефть и газ), подземные воды, твердые полезные ископаемые (уголь, различные руды, золото, серебро, алмазы, каменная соль и др.), а также содержащиеся в них попутные компоненты. В настоящей статье мы будем рассматривать только углеводородное сырье (УВС).

В преамбуле закона «О недрах» (Закон РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 (ред. от 08.12.2020 г. «О недрах») указано: «Настоящий Закон содержит правовые и экономические основы комплексного рационального использования и охраны недр, *обеспечивает защиту интересов государства и граждан Российской Федерации,* а также прав пользователей недр». В ст. 1.2 «Собственность на недра» написано: «Недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, *являются государственной собственностью*», хотя этот вопрос юридически не однозначен (Федоров, 2023). В ст. 23.1 «Основные требования по рациональному использованию и охране недр» четко указано, что одним из основных требований по рациональному использованию и охране недр является обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов (п. 5).

Таким образом, пользователь недр, получивший лицензию на пользование недрами для добычи полезных ископаемых, обязан обеспечить выполнение закона «О недрах», а также условия рациональной разработки месторождений. Для этого создается технический проект на разработку месторождения, в котором и должно быть представлено обоснование наиболее полного извлечения из недр запасов полезных ископаемых, выражаемое через коэффициенты извлечения нефти или газа. Но на практике такое обоснование дается достаточно редко. Далее рассмотрим причины этого.

О действующей у большинства пользователей недр системе тендерных процедур, низких стоимостей проектных работ и о последствиях мы уже писали в работах (Давыдов, 2012; Давыдов и др., 2013). Укажем другие, не менее важные причины.

1. В приведенном выше требовании к рациональному недропользованию экономика как таковая не упоминается. Однако при проектировании разработки месторождений углеводородного сырья используются следующие смысловые определения:

– *система разработки* – это совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих извлечение нефти, газа и попутных компонентов из пластов и управление этим процессом;

– *рациональной* называют систему разработки, реализация которой обеспечивает потребности в нефти (газе) и возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при благоприятных экономических показателях;

– *рациональная разработка месторождения* – применение при разработке месторождения комплекса технических и технологических проектных решений, направленных на обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов нефти, газа и попутных компонентов при оптимальных затратах средств, соблюдении основных требований по рациональному использованию и охране недр.

Имеется еще ряд определений рациональной системы разработки, но общим у них является одно – достижение максимального извлечения углеводородов при наилучших экономических показателях. Тем не менее единой формулировки нет. Р.Х. Муслимов в своей работе отмечал:

© 2023 А.В. Давыдов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

«Отсутствие общепринятой формулировки рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях – явление совершенно не допустимое. Если ее нет, значит, не обозначены цели, которые должны достигаться при разработке нефтяных месторождений. Отсюда следует, что могут применяться различные методы, разная стратегия и тактика разработки. Одни компании стратегию нефтедобычи видят в обеспечении высокого уровня добычи нефти за счет ввода в эксплуатацию высокопродуктивных участков, укрупнения эксплуатационных объектов и разряжения сетки скважин, эксплуатации высокодебитных и остановки малодебитных, обводненных скважин, снижения затрат на внедрение более дорогих МУН и регулирования процессов разработки. К сожалению, таких компаний большинство… Другие компании стратегию видят в приоритетном повышении нефтеотдачи. Третьи пытаются сочетать вопросы обеспечения высоких уровней добычи с решением проблем повышения нефтеизвлечения» (Муслимов, 2009). Следовательно, определение рациональной системы разработки должно быть четким и ясным.

2. Как мы отмечали ранее, достижение высокой степени извлечения нефти, т.е. выполнение основных требований по рациональному использованию недр, не является первостепенной целью пользователя недр. Главное для него – получение прибыли, в частности, для удовлетворения экономических интересов акционеров компании и инвесторов, и это прописано в первом пункте устава практически любой компании. Решение этой задачи, как правило, входит в противоречие с достижением максимально возможного коэффициента извлечения нефти или газа (КИН/КИГ) и, соответственно, с получением наибольшего дохода для собственника недр. Таким образом, проблема состоит в решении двух взаимоисключающих задач, необходимо оптимальным образом учитывать интересы собственника и пользователя недр с учетом того, что государство делегировало пользователю недр право пользования недрами на определенных условиях (см. закон «О недрах»).

Доходы, получаемые от эксплуатации месторождения, делятся между государством и пользователем недр в соответствии с действующей налоговой системой. При этом государство получает свою часть в виде налогов и поэтому заинтересовано в максимально возможной накопленной добыче УВС. Пользователь недр получает свой доход после компенсации всех своих затрат на реализацию процесса добычи нефти и выплаты всех налогов. По сути, разработка месторождения для собственника недр является стратегической задачей с учетом не только длительности этого процесса, но и максимизации объема налоговых поступлений и отчасти тактической с учетом ежегодного поступления налогов. Для пользователя недр разработка является, как правило, тактической задачей, определяющей текущую финансовую эффективность, но никак не стратегической, так как, во-первых, деятельность пользователя недр ограничена сроком действия лицензии, а во-вторых, он сам в любой момент может прекратить свою деятельность на месторождении. Таким образом, горизонты планирования у обеих сторон недропользования разные. Поэтому пользователь недр не заинтересован сегодня вкладывать средства в повышение нефте- и газоотдачи пластов, эффект от которых может быть получен в достаточно далекой перспективе. Отсюда стремление пользователя недр сократить свои затраты даже в ущерб максимально возможной добыче нефти. Так появилось и активно продвигается понятие «нерентабельных» скважин, которые ежегодно выводятся из эксплуатации и в которых происходит выборочная интенсификация выработки активных запасов, приносящая максимальную текущую экономическую эффективность пользователю недр. В результате такой деятельности проектная система разработки, изначально направленная на достижение максимального коэффициента извлечения нефти, разбалансируется, КИН/КИГ снижаются (рис. 1), причем проектные значения КИН снижаются не только по месторождениям, находящимся в разведке, или слабо изученным зонам категории В2, но и по хорошо изученным, разбуренным проектной сеткой скважин запасам категории А.

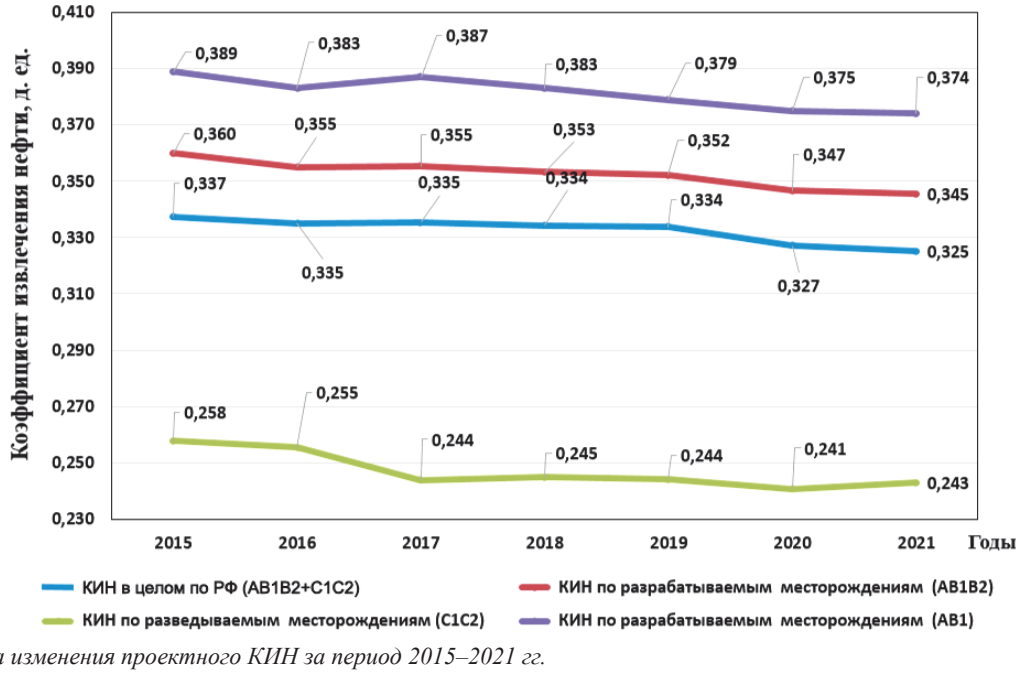


Рис. 1. Динамика изменения проектного КИН за период 2015–2021 гг.

Снижение проектного КИН объясняется как объективными, так и субъективными причинами. Одной из объективных причин является открытие и ввод в разработку трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, коллекторам с низкой начальной насыщенностью углеводородами и др. Кроме того, на сегодняшний день выработано больше половины запасов категории А, причем самых лучших по качеству запасов. Соответственно, качество остаточных запасов ухудшается, что требует более тщательного подхода к их выработке, т.е. большего количества геолого-технических мероприятий (ГТМ) на месторождении, внедрения методов увеличения нефте- и газоотдачи пластов и др.

Однако этого зачастую не происходит. При этом «экономическая эффективность» деятельности пользователя недр, снижаясь по месторождению в целом, персонально для него может увеличиваться. Количество так называемых «нерентабельных» и, соответственно, выведенных из эксплуатации скважин на отдельных месторождениях может исчисляться десятками, сотнями, тысячами в зависимости от крупности месторождения, а по стране в целом десятками тысяч скважин. Потери в добыче нефти могут составлять десятки и даже сотни миллионов тонн, т.к. после такой деятельности извлечь ее на поверхность зачастую просто невозможно (Боксерман, Мищенко, 2006; Давыдов, 2019). Таким образом, наиболее полное извлечение полезных ископаемых из недр уже не возможно. Следовательно, не может быть и речи о максимизации налоговых поступлений в пользу собственника недр. Хотя, согласно закону «О недрах», пользователь недр, в соответствии с лицензией, получает право на разработку именно месторождения, а не на эксплуатацию отдельных скважин.

В настоящее время проектно-техническая документация (ПТД) на разработку месторождений УВС проходит государственную экспертизу по вопросам обоснования коэффициентов извлечения УВС. В рамках проведения этой экспертизы и устанавливается, как осуществляется выработка запасов УВС, оптимальна ли предлагаемая система разработки отдельных объектов и месторождения в целом, не осуществляется ли выборочная отработка запасов, есть ли возможность увеличения коэффициентов извлечения нефти и газа и т.д., рассматриваются дополнительные варианты разработки, направленные на оптимизацию предложенных ранее технических и технологических решений. Без такой всесторонней оценки снижение коэффициентов извлечения УВС было бы еще более интенсивным. После проведения государственной экспертизы ПТД рассматривается на заседании Центральной Комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию (ЦКР Роснедр по УВС). Данная процедура четко формализована в соответствующих Постановлениях Правительства РФ. Затем по результатам рассмотрения оформляется протокол ЦКР Роснедр по УВС, где указываются основные принятые решения в виде текстовой части и таблиц. Таблицы по форме 8, так называемые «госплановские» таблицы, служат основой для прогнозирования основных показателей разработки и, соответственно, для проверки соответствующими контрольными органами выполнения пользователями недр взятых на себя обязательств. Эти таблицы также являются основой для долгосрочных прогнозов уровней добычи нефти, газа и конденсата в целом по стране, отдельным регионам, пользователям недр и т.д. Поэтому в таблицах прогнозные показатели (годовые уровни добычи УВС, фонд скважин, объемы бурения, коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата и др.) указываются по годам до конца разработки. Кроме того, наличие таких долгосрочных прогнозов позволяет прогнозировать поступление средств в федеральный бюджет от деятельности ТЭК, что актуально для планирования бюджета страны.

Ввод в действие в 2016 г. новой классификации запасов, в которой при выборе вариантов разработки отдельных продуктивных объектов и месторождения в целом учитываются результаты технико-экономической оценки, обосновываются рентабельные сроки разработки каждого конкретного объекта и, соответственно, объемы рентабельных запасов УВС позволяет пользователям недр реально оценивать перспективы разработки того или иного объекта, с одной стороны, и показывать это государству в рамках проектного документа, а не скрывать в своих внутрикорпоративных бизнес-планах – с другой. Последнее, на наш взгляд, является наиболее существенным моментом. Преимущество действующей классификации запасов состоит в том, что требуется обоснование не только указываемых значений коэффициента извлечения нефти или газа, но и того, за счет каких технологических и технических решений они могут быть достигнуты и какую экономическую выгоду получат все участвующие стороны. Таким образом, действующая классификация запасов основана на проектном принципе, и сегодня имеется возможность объединить все в единый документ, который, по сути, должен стать нормой при разработке того или иного месторождения для всех заинтересованных сторон (собственника и пользователя недр).

Но это пока в идеале. И в идеале должно выглядеть так. Пользователь недр представляет проектный документ на государственную экспертизу, по результатам которой вносятся или не вносятся коррективы в проектный документ. Далее утверждаются технологически достижимые и рентабельные коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС, а также прогнозные уровни добычи как до конца разработки, так и за рентабельный период. Если первые два условия сегодня реализуются, то третье **каждый** пользователь недр разными способами пытается интерпретировать в свою пользу, приводя множество неаргументированных доводов. Не вдаваясь в детали, еще раз подчеркнем, что пользователь недр обязан работать по правилам, установленным государством.

Мы живем в постоянно меняющемся мире, что без сомнения сказывается на нефтегазодобывающей промышленности. Поэтому вопросы рационального недропользования всегда должны занимать приоритетное положение, так как различные катаклизмы – это временные события. И реакция государства в виде тех или иных решений должна быть адекватна на текущую и, главное, перспективную ситуацию. Приведем актуальные примеры. Несколько лет назад было введено ограничение добычи нефти в рамках соглашения с ОПЕК. В связи с пандемией COVID-19 в 2020 г. Правительством РФ также было дано разрешение пользователям недр снижать добычу по выбранным ими месторождениям сверх допустимых отклонений

с уведомлением об этом Федерального агентства по недропользованию (Роснедра), но в 2021 г. по всем этим месторождениям пользователи недр должны были представить на рассмотрение новые проектные документы, где необходимо было предусмотреть мероприятия по ликвидации негативных последствий, которые могли возникнуть (и возникли!) в результате таких действий; что и было выполнено, однако добыча нефти не достигла тех уровней, которые были до начала ограничения. Это решение по созданию новых проектных документов было направлено в числе прочего и на оценку тех негативных последствий, которые возникли не только из-за ограничения добычи, но и в первую очередь из-за *нетехнологичных*, *но «сиюминутно экономически эффективных» решений*, принятых пользователями недр.

Остановимся на допустимых отклонениях.

Очевидно, что точно спрогнозировать динамику добычи нефти или газа из продуктивных пластов практически невозможно. У нас имеются огромный опыт разработки месторождений, сложнейшие геологические и гидродинамические модели, отражающие процесс фильтрации жидкости в пласте, технологические модели, позволяющие увязать эти модели с процессом обустройства и транспорта, но природа настолько сложна и многообразна, что всегда возникают различные нюансы. При этом нужно принимать во внимание собственно деятельность человека не только в осуществлении тех или иных действий непосредственно на промысле, но и при реализации запланированных мероприятий, связанных с хозяйственной и финансовой деятельностью предприятия.

С учетом того, что, например, ухудшение состояния, качества запасов и добывных возможностей месторождения, в том числе прорыв пластовых вод, преждевременное обводнение добываемой продукции, образование трудноизвлекаемых запасов, разубоживание запасов месторождения за счет выработки наилучших по качеству запасов и т.п. (Соколов, 2023), могут быть причиной отклонения от уровня добычи по сравнению с установленными в проектной документации лимитами, но могут и не находиться в прямой причинно-следственной связи с таким отклонением, российским законодательством предусмотрены (в том числе в «Правилах разработки месторождений углеводородного сырья») допустимые уровни отклонения основных показателей разработки.

Действующие в настоящее время нормы «Правил разработки…», регулирующие данные вопросы, позволяют обеспечить баланс между интересами собственника и пользователями недр для максимально полного извлечения полезных ископаемых, не допуская при этом необоснованных потерь запасов полезных ископаемых до их извлечения из недр и других нарушений рационального использования недр, приводящих к ухудшению состояния месторождений. Таким образом, установленные в «Правилах разработки…» допустимые уровни отклонения показателей разработки направлены не на удержание полезных ископаемых в недрах (такая цель прямо противоречила бы закону «О недрах»), а на сохранение условий залегания либо свойств этих полезных ископаемых, обеспечивающих их наиболее полное извлечение. При этом необходимо отметить, что при выполнении запланированных мероприятий по вводу новых скважин, фонду действующих скважин и запланированных геолого-технических мероприятий уровни добычи нефти или газа, как правило, находятся в пределах допустимых отклонений, особенно на длительно разрабатываемых месторождениях. Если же пользователь недр не выполняет запланированные им же самим мероприятия, представленные в ПТД, прошедшие государственную экспертизу и согласованные ЦКР Роснедр по УВС, то и отклонения превышают допустимые.

Сегодня мы находимся в другой, без сомнения, более сложной ситуации. И именно поэтому вышло Постановление Правительства РФ от 12.03.2022 № 353 «Об особенностях разрешительной деятельности в Российской Федерации в 2022 году», которое было пролонгировано с изменениями 23.12.2022 г. Постановлением Правительства РФ № 2401 и в котором дается целый ряд послаблений для деятельности предприятий во многих отраслях российской экономики. В сфере недропользования, согласно п. 6 приложения 11, возможно «*отклонение фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению от проектной величины, утвержденной в техническом проекте разработки месторождения полезных ископаемых, сверх предусмотренного правилами разработки месторождений углеводородного сырья, устанавливаемыми в соответствии с частью первой статьи 232 Закона Российской Федерации "О недрах", без внесения изменений в технический проект разработки месторождения полезных ископаемых по письменному уведомлению пользователем недр Федерального агентства по недропользованию*». Это же касается и сокращения фонда скважин. Однако, в отличие от ситуации 2020 г., здесь даже не указано, когда надо представлять следующий проектный документ на разработку месторождения, по которому в течение двух лет хозяйственная деятельность будет вестись не в соответствии с утвержденным проектным документом, а по решению пользователя недр.

Таким образом, в определенной мере облегчая деятельность пользователям недр, государство как минимум на два года существенно ослабляет контроль над использованием фонда недр со всеми вытекающими последствиями.

Далее попробуем в общих чертах спрогнозировать, что будет, и к чему это, скорее всего, приведет.

Перечислим возможные ситуации, которые могут возникнуть при ослаблении контроля.

1. Скорее всего, в сложившейся ситуации объемы добычи нефти и газа в целом по стране будут снижаться, очевидно, за счет остановки малодебитных скважин, вывода из эксплуатации низкопродуктивных залежей, а зачастую целых месторождений. Причем сильное снижение уровней добычи будет компенсироваться тем, что параллельно с этим начнется бесконтрольное увеличение добычи из высокопродуктивных объектов и скважин, т.е. будет производиться, по сути, выборочная отработка запасов. Подтверждением этому служит тот факт, что за первые два квартала 2023 г. уже поступило 130 уведомлений, из которых следует, что по 125 месторождениям добыча нефти существенно снижается, вплоть до остановки месторождений, а по остальным – увеличивается на 20–40% без изменения фонда скважин, но это по месторождениям в целом. При этом собственнику недр неизвестно, что происходит по продуктивным пластам

в разрезе месторождения, как осуществляется процесс добычи по объектам разработки в данном случае.

2. Сократится ввод новых объектов в разработку, объем бурения скважин, различных геолого-технических мероприятий. Ежегодно по месторождениям проводится порядка 50 тыс. различных ГТМ (не считая бурения новых скважин), за счет которых добывается 90–100 млн т нефти.

3. Сократится количество проектных работ, разработка месторождений будет вестись без проектной документации. Формально она будет существовать, но без связи с текущим состоянием разработки и проектными решениями. Можно сказать, что это уже подтверждено, т.к. объемы проектных работ в 2022 г. и ожидаемые в 2023 г. снизились на 25%.

Отметим далее основные последствия, которые могут возникнуть при ослаблении контроля.

1. Сократится количество буровых бригад, сервисных компаний, как входящих в структуры вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), так и самостоятельных независимых компаний.

2. Сократится количество и/или численность проектных организаций, входящих в структуры крупных ВИНК – пользователей недр. Большинство независимых проектных организаций вообще закроется, а некоторые уже прекратили свою деятельность.

3. Очевидно, что все это приведет к сокращению рабочих мест. В будущем восстановление, как показывает опыт, будет весьма длительным и дорогостоящим процессом.

4. Интенсификация выработки высокопродуктивных объектов приведет к более быстрому обводнению добываемой продукции, снижению коэффициентов извлечения УВС на этих объектах. Остановка или сокращение добычи из низкорентабельных объектов также приведет к снижению коэффициентов извлечения, а также к тому, что в дальнейшем эти объекты как самостоятельные объекты разработки не будут вводиться в эксплуатацию на фоне низкой рентабельности. Значит, доходы собственника недр от пользования недрами в перспективе будут снижаться.

5. Как ни странно, скорее всего, это приведет к увеличению текущей прибыли пользователей недр, поскольку затраты существенно сократятся, себестоимость добычи снизится.

В 90-е годы XX в. наша страна уже имела опыт ослабления контроля со стороны государства за уровнями добычи нефти и газа, что привело к целому ряду тяжелейших и взаимосвязанных следствий, таких как:

– выборочная отработка запасов углеводородного сырья на большом количестве месторождений;

– пиковые нагрузки на месторождения, нарушающие его гидродинамические связи и формирующие части запасов, не доступные для добычи в будущем;

– отсутствие возможности долгосрочного надежного прогнозирования уровней добычи УВС и, соответственно, налоговых поступлений в бюджет РФ;

– существенное уменьшение налоговых отчислений в бюджет субъектов России и снижение или прекращение деятельности градообразующих организаций, следствием чего, в свою очередь, является значительное недофинансирование социальных расходов с соответствующими последствиями.

К 1995 г. добыча нефти с газовым конденсатом в целом по стране упала с 569 млн т в 1987 г. до 303 млн т как раз за счет именно такого подхода (рис. 2). Принцип деятельности пользователей недр был именно таким, о котором говорилось выше: малодебитные скважины и объекты выводить из эксплуатации, а в высокодебитных интенсифицировать добычу. Однако стране надо было поднимать добычу полезных ископаемых как основного источника пополнения бюджета, стали расти цены на нефть, налоговый режим начал меняться. В результате появилось Постановление Правительства РФ от 01.11.1999 г. № 1213 «О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях». В качестве этих мер было указано: «*Освободить организации, осуществляющие добычу нефти, от регулярных платежей за добычу нефти и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы в части, подлежащей зачислению в федеральный бюджет, в отношении нефти, добытой из введенных в эксплуатацию бездействовавших, контрольных скважин и скважин, находившихся в консервации по состоянию на 1 января 1999 г., за исключением новых скважин, находящихся в ожидании освоения после бурения (далее именуются – бездействующие скважины)*». Таким образом, государство за счет собственных средств, которые

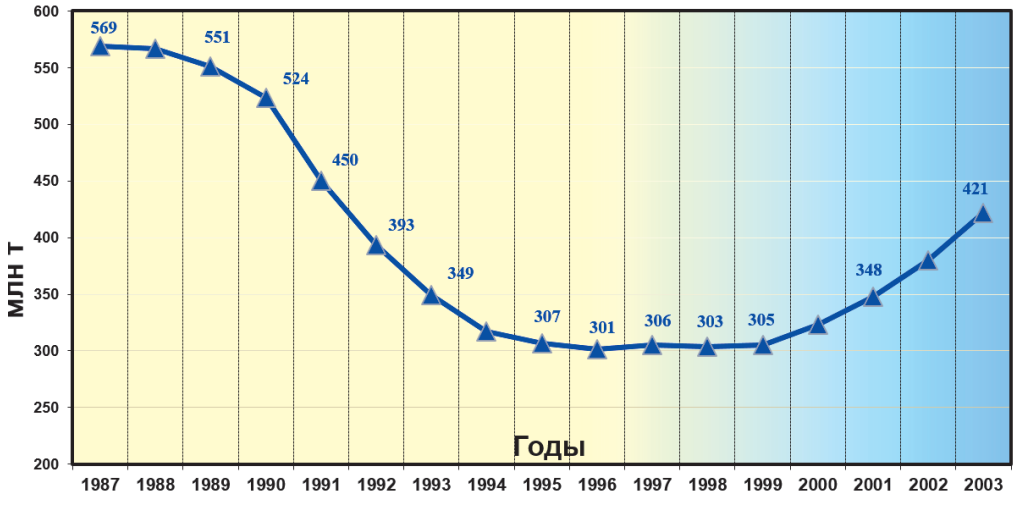


Рис. 2. Динамика годовой добычи нефти по РФ в период 1987–2003 гг.

должны были бы пойти на решение социальных задач, стимулировало пользователей недр выполнять свою основную функцию, которую, в соответствии с законом «О недрах» и условиями лицензирования, они и так обязаны были выполнять. Тем не менее это Постановление Правительства РФ позволило перейти от падения добычи к ее росту (рис. 2). При сегодняшнем подходе мы рискуем опять вернуться к той же ситуации, но, наверное, в существенно меньшем объеме. Государство и так постоянно льготирует основную деятельность пользователей недр, даже, когда, возможно, этого и не требуется, недополучая в бюджет огромные средства (Розман и др., 2020).

Но вопрос рационального недропользования – это не только разработка конкретного месторождения. Это вопрос стратегический и касается в целом комплексного подхода. Например, как прогнозируется продолжительность текущей ситуации и в зависимости от этого какое принять решение – продолжать ли осваивать новые, труднодоступные регионы, требующие огромных капитальных вложений, либо заняться вопросами повышения извлечения УВС из пластов в уже хорошо освоенных и обустроенных регионах, либо совмещать эти два направления в различных масштабах, так как параллельно осуществлять эти два процесса в больших объемах, судя по всему, в ближайшее время не получится. Стоит подумать об увеличении количества пользователей недр за счет развития независимого мелкого и среднего бизнеса в отрасли – ведь то, что нерентабельно крупному пользователю недр, оказывается, как правило, рентабельно мелкому. Здесь же возникают и связанные с этими процессами социальные вопросы. Это важные и злободневные вопросы, но самое главное – государство не должно самоустраняться от вопросов рационального недропользования, а наоборот, должно уделять ему все больше и больше внимания, особенно в нынешних непростых условиях.

Для этого, на наш взгляд, необходимо в первую очередь провести следующие мероприятия.

1. В уведомлениях о невыполнении проектных решений должно быть обязательство пользователя недр не снижать проектные коэффициенты извлечения УВС. Кроме того, необходимо, чтобы по всем месторождениям, по которым были написаны уведомления в 2022–2023 гг., в 2024 г. были в установленном порядке представлены на рассмотрение и согласование новые проектные документы. Необходимо прямо сейчас внести изменения в действующие нормативно-правовые акты (возможно, в «Правила разработки месторождений углеводородного сырья», по аналогии с 2020 г.), чтобы пользователи недр понимали стоящие перед ними задачи в ближайшей перспективе.

2. На законодательном уровне:

– в законе «О недрах» утвердить понятие рациональной разработки, например такое: *«Рациональная разработка месторождения – применение при разработке месторождения комплекса технических и технологических проектных решений, направленных на обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов нефти, газа и попутных компонентов при наилучших экономических показателях, на соблюдение основных требований по рациональному использованию и охране недр»*;

– зафиксировать в «Налоговом кодексе РФ» понятие трудноизвлекаемых запасов УВС. Перечень трудноизвлекаемых запасов утверждать соответствующими приказами или постановлениями для использования его при обосновании и оптимизации льготного налогообложения. При этом надо иметь в виду, что этот перечень будет постоянно изменяться в зависимости от создания и развития новых технологий и технических средств;

– ввести в «Налоговый кодекс РФ» понятие «методы увеличения нефтеотдачи», например: «*Под методами увеличения нефтеотдачи следует понимать использование процесса вытеснения нефти из пласта с применением газовых, химических, термических и микробиологических методов вытеснения нефти, а также любой их совокупности*». Это поможет развитию и внедрению методов увеличения нефтеотдачи пластов и, соответственно, увеличению ресурсной базы страны;

– надо оптимизировать систему льготирования добычи углеводородного сырья. Сегодня около 60% добываемой нефти в той или иной степени подлежат льготному налогообложению, а сами льготы постоянно меняются, отменяются или вновь появляются в другом качестве. Это и затрудняет долговременное планирование, внедрение методов увеличения нефте- и газоотдачи пластов, дорогостоящих технологий с длительным сроком окупаемости. Система льготирования по основным направлениям должна быть устойчивой на большом протяжении времени.

3. Надо совершенствовать систему лицензирования за счет более строгого контроля за выполнением пользователями недр условий пользования недрами и расширять возможности изъятия лицензий в случае их несоблюдения.

4. Необходимо активизировать деятельность в области создания новых нормативных и методических документов (РД, отраслевых и национальных стандартов, методических рекомендаций и др.), учитывающих современные подходы, состояние науки и техники. Это потребует определенных бюджетных расходов, однако работать сегодня по нормам и правилам десяти-, двадцатилетней и более давности нельзя.

Стоит отметить, что по ряду направлений, изложенных выше, работа ведется в течение уже нескольких лет. Внесены изменения в закон «О недрах» в части разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, Постановлениями Правительства РФ установлены виды таких полезных ископаемых для реализации этих изменений. Разработаны «Правила подготовки проектной документации на разработку технологий геологического изучения разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов полезных ископаемых», которые, как показала практика, уже требуют существенной переработки. Однако по многим направлениям, изложенным выше, необходимо активизировать деятельность для движения вперед.

Литература

Боксерман А.А., Мищенко И.Т. (2006). Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов. *Технологии топливно-энергетического комплекса*, (6), с. 47–53.

Давыдов А.В. (2019). О методах увеличения нефтеотдачи пластов и не только о них. *Недропользование XXI век*, (6), с.124–133.

Давыдов А.В. (2012). Повышение качества проектирования разработки месторождений углеводородного сырья – основная задача в современных условиях. *Нефть. Газ. Новации*, (3), с. 6–7.

Давыдов А.В., Веремко Н.А., Сидоров С.В., Баушин В.В., Жогло В.Г. (2013). Дискуссия на тему «Кого и почему волнует проблема неудовлетворительного качества технологических проектов разработки месторождений». *Нефть. Газ. Новации*, (1), с. 34–37.

Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (ред. от 08.12.2020).

Муслимов Р.Х. (2009). Проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений и воспроизводства запасов для стабильного развития нефтяной отрасли в рыночных условиях. *Георесурсы*, (3), с. 18–22.

Розман М.С, Смоляк С.А., Закиров Э.С., Индрупский И.Н., Закиров С.Н. (2020). О технико-экономическом обосновании добычи ТРиЗ: как не наступить на старые грабли. *Neftegaz.RU*, (2), с. 62–70.

Соколов А.В. (2023). О целесообразности внесения изменений и дополнений в формулировки некоторых понятий и определений в действующую классификацию запасов. *Геология и недропользование*, (1), с. 58–63.

Федоров С.Г. (2023). О собственнике недр Российской Федерации, и почему это не государство. *Геология и недропользование*, (1), с. 140–143.

Сведения об авторе

Андрей Валерьевич Давыдов – кандидат тех. наук, чл.-корр. РАЕН, главный геолог Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых

Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр.1

Статья поступила в редакцию 09.08.2023;
Принята к публикации 12.09.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Issues of rational subsoil use in modern conditions

A.V. Davydov
State Reserves Committee, Moscow, Russian Federation
e-mail: avdavydov@gkz-rf.ru

Abstract. The issues of rational subsurface use, technological and economic reasons for non-fulfillment of project documentation decisions and their consequences at hydrocarbon deposits are considered. The change in oil recovery coefficients in the country over a seven-year period by reserve categories is given. Proposals are made to reduce the risks from inefficient development of subsurface resources in modern conditions.

Keywords: legislation, rational subsurface use, subsurface user, field, design and technical documentation, development system, oil and gas extraction coefficient

Recommended citation: Davydov A.V. (2023). Issues of rational subsoil use in modern conditions. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 82–88. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.11

References

Boxerman A.A., Mishchenko I.T. (2006). The potential of modern methods of enhanced oil recovery. *Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa*, (6), pp. 47–53. (In Russ.)

Davydov A.V. (2012). Improving the quality of designing the development of hydrocarbon deposits is the main task in modern conditions. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 3, pp. 6–7. (In Russ.)

Davydov A.V. (2019). About methods of increasing oil recovery and not only about them. *Nedropol'zovanie XXI vek*, (6), pp.124–133. (In Russ.)

Davydov A.V., Veremko N.A., Sidorov S.V., Baushin V.V., Zhoglo V.G. (2013). Discussion: Who and why is concerned about the problem of unsatisfactory quality of technological field development projects. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2, pp. 34–37. (In Russ.)

Fedorov S.G. (2023). About the owner of the subsoil of the Russian Federation and why it is not the state. *Geologiya i nedropol'zovanie,* (1), pp. 140–143. (In Russ.)

Muslimov R.H. (2009). Problems of improved oil field exploitation and reproduction in market conditions. *Georesursy = Georesources*, (3), pp. 18–22. (In Russ.)

Rozman M.S., Smolyak S.A., Zakirov E.S., Indrupsky I.N., Zakirov S.N. (2020). On the feasibility study of TRiZ mining: how not to step on the old rake. *Neftegaz.RU*, 2(98), pp. 62–70. (In Russ.)

Sokolov A.V. (2023). On the advisability of introducing changes and additions to the wording of certain terms and concepts in the current classification of reserves. *Geologiya i nedropol'zovanie,* (1), pp. 58–63. (In Russ.)

The Law of the Russian Federation "On Subsoil" (1992). No. 2395-1 (ed. 08.12.2020). (In Russ.)

About the Author

Andrey V. Davydov – Cand. Sci. (Engineering), Chief Geologist, State Reserves Committee

Build. 5, 54, Bolshaya Polyanka st., Moscow, 119180, Russian Federation

Manuscript received 9 August 2023;
Accepted 12 September 2023; Published 30 September 2023

Георесурсы и филателия: Газ, да будет свет!

Тема горючего газа в филателии традиционно соседствует с нефтяной. Но нефть и газ – близнецы-братья лишь в новейшем времени, в котором слово-символ современной эпохи – «нефтегаз» – создало такой стереотип. Действительно, геологические разрезы, буровые, трубопроводы, заводы – эти рисунки часто схематичны и универсальны. Появление экспоната в теме должно быть или очевидно, или обосновано.

Исторически начало пользования человеком природного газа не связано с нефтью. К середине XIX в. производство светильного газа стало важной промышленной отраслью в мире. А природный газ долго считался побочным и опасным продуктом при бурении на нефть, несмотря на растущую потребность в нем, создаваемую искусственным газом.

В популярных и в полновесных исследования газовая тема освещена достаточно подробно. Очень редко, но встречаются почтовые марки в качестве единичных иллюстраций. Небольшой филателистический очерк* не претендует на строгую хронологическую последовательность или технический охват. Но высокая концентрация такого специфического отображения может неожиданно указать на историческое соседство и связь разрозненных событий.



Швейцария, 1982. К 50-летию регистрации
в Швейцарии Международного газового союза.
Горящее, как Солнцем, в конфорке пламя – символ служения газа людям.

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru



Польша, 2004. Из серии «История Земли»

Отдадим должное Газу-Отцу, создавшему родную Солнечную систему и явившему на обозрение четыре с половиной миллиарда лет тому назад картину ее зарождения. В этом газовом облаке так интересующий нас протогеоресурс – метан – был на третьем месте после водорода и гелия.

Термин «газ» ввел 400 лет назад в научный оборот бельгийский врач и ученый-алхимик Ян Баптиста ван Гельмонт (1580–1644), считавший, что известные «воздухи» необходимо различать.



Бельгия, 1942. Из серии «Ученые»



ГДР, 1974.
Из серии «Юбилеи выдающихся людей»

Первым такую версию рождения Мира предположил философ Иммануил Кант (1724–1804).



ФРГ, 1974.
К 150-летию со дня рождения

Пьер Симон Лаплас (1749–1827) объяснил образование Солнечной системы уже по-научному – законом всемирного тяготения в облаке газа.



Франция, 1955.
Из серии «Знаменитости»

Китайцы считаются первыми, кто открыл миру регулярное применение метана, добытого из-под земли. В провинции Сычуань 2000 лет тому назад «всеобщий продукт питания» и важнейший для жизни георесурс – соль – уже добывали из пробуренных скважин. Бурение с бамбуковых вышек велось бамбуковыми трубами ударным способом на глубины до 600 м. С проходкой по 0,5–2 м в день долбление одной скважины велось не один год. Иногда при работах из скважины вырывался злой дух. Укрощенный, он использовался для выпаривания добытого рассола.



Китай, 1956 г. Из серии «Фрески периода Хань». Картина добычи рассола из скважины бамбуковой желонкой (внизу слева). В чанах (внизу справа) рассол выпаривался на регулируемых газовых горелках. Газ транспортировался по бамбуковому газопроводу (внизу в центре).



Азербайджан, 2017. Действующий грязевой вулкан



Азербайджан, 1999.
Репринт марки 1920 г.



Атешгях. Совместный выпуск Азербайджан-Мексика, 2010.

Грязевые вулканы – индикатор присутствия газовых и нефтяных залежей. Извержение газом продолжается несколько дней. Апшерон – крупнейшее место сосредоточения грязевых вулканов с самым крупным, но потухшим, грязевым вулканом в мире – Торагай.

Азербайджан богат местами, где тысячелетиями на поверхность выходил природный газ. Пламя горящего на поверхности природного газа являлось объектом религиозного поклонения. Здесь и зародился зороастризм – одна из древнейших и могущественных мировых религий. Сохранившийся по сей день Храм огнепоклонников (XII в.) – кандидат в список всемирного культурного наследия ЮНЕСКО. Газ к факелам подавался через глиняный газопровод. Помимо святилищ, газ в небогатых лесом территориях использовался и для приготовлении пищи.

От газа пламенный девиз Азербайджана «Страна Огней» отражался в геральдике государства (с 1920 г.) и его столицы (с 1878 г.).



Азербайджан, 2017.
Космоснимок грз. влк. Торагай.



Азербайджан, 1993.
Государственный герб.



Азербайджан, 2018. Герб Баку.
Из серии «Архитектурные рельефы».

[1]Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru

История с газом, выделяющемся при анаэробном нагревании каустобиолитов, иллюстрирует, как научные открытия часто происходят по нескольку раз и даже одновременно. Об этом зловонном газе знали даже индейцы. Впервые его получил изучавший минералы алхимик Бехер в 1682 г., но отсутствие научно выверенного мировоззрения затормозило на целый век применение газа. Получением горючих газов занимались Ван Гельмонт, Гей-Люссак, Лавуазье, Пристли.

Сегодня пиролизный газ знаком туристам и рыбакам, готовящим пищу на печках-щепотницах.



Нидерланды, 1928.
Из серии «Детские марки».

Жан-Пьер Минкелерс (1748–1824) – нидерландский ученый, который пренебрег патентованием своего открытия – угольного газа.

В 1783г. этим газом был наполнен монгольфьер, пролетевший 25 км. Через два года угольный газ уже применялся для освещения домов и улиц г. Маастрихта, где сегодня имеется памятник изобретателю с горящим факелом в руке.



Гамбия, 1983. Из серии «200 лет пилотируемого полета».

Профессор механики из Парижа Филипп Лебон (1767–1804) был более практичным и позаботился об оформлении трех патентов: в 1794 г. – на аппарат перегонки угля из древесины, названный им «термолампа», в 1799 г. – на проект завода по производству горючего газа, древесного спирта и дёгтя, в 1801 г. – на проект газопоршневого двигателя. Двигатель был аналогичен паровому, но вместо пара по обе стороны поршня подавался поджигаемый искусственный горючий газ.

Лебон осветил пиролизным газом свой дом и сад. А к наступающему новому столетию предложил революционному правительству Франции проект мощного газогенератора для городского освещения. Но предложение было отвергнуто.



Франция, 1955.
Из серии «Изобретатели и исследователи».

Бывший российский посол во Франции, а ныне просто князь, активный ученый, естествоиспытатель, геолог Дмитрий Алексеевич Голицын (1728–1803)*, выполняя особое поручение императора, в 1801 г. предложил Лебону переехать в Россию для внедрения им своих изобретений. Но у Лебона другие планы. В этом году за свой счет оборудовал газовым освещением одну парижскую гостиницу и добился освещения одной парижской улицы. И был подвергнут травле со стороны поставщиков осветительного масла, не желавших терять объемы поставок. В 35 лет Лебон был зверски убит на Елисейских полях.

На рубеже XVIII–XIX веков горючий газ начинал занимать лидирующие позиции на мировом рынке энергоносителей. Городское газовое освещение было не просто удобным и модным. Оно становилось символом просвещения и технического прогресса. Газовый фонарь Лебона была преподнесен недавно взошедшему на престол императору Александру I, пожелавшему осветить газом весь Петербург. К 1810 году закончились безуспешные переговоры Министерства коммерции с наследниками Лебона на право использования его патентов в России. Перевод техдокументации для переговоров осуществлял отставной подпоручик лейб-гвардии Гренадёрского полка, помошник переводчика Министерства коммерции, член Комиссии по составлению законов, титулярный советник Пётр Григорьевич Соболевский (1782–1841), занимавшийся еще исследованиями газовых установок с 1809г. Воодушевленный идеей, к 1811 г. он создал более производительный «термолампа» из двух печей. Об этом был сделан доклад в Вольном обществе любителей словесности, наук и художеств, куда он сразу был избран действительным членом.

И вот, 23 мая 1813 г. в Петербурге на Адмиралтейском бульваре (где до обеда любил гулять Онегин) были зажжены 33 газовых фонаря.

При расчетах экономической эффективности такого освещения возникли сложности и она так и не была подсчитана. Это стало одной из причин задержки массового применения газового освещения и строительства крупных газовых заводов. Первый газовый завод в Санкт-Петербурге заработал в 1839 г. и часть Невского проспекта была освещена газом.

За свое изобретение П.Г. Соболевский (и его компаньон Д'Оррер) был награжден орденом св. Владимира 4-й степени. С 1826 г. он работал в Горном кадетском корпусе (Георесурсы, 25(1), 2023, стр. 80), где сегодня имеется мемориальная доска, руководителем Соединенной лаборатории Департамента Горных и Соляных дел. В честь него назван минерал соболевскит.

В Москве первый газовый рожок был зажжен к Новому 1866 году у Архангельского собора в Кремле. Затем были Харьков (1871 г.) и Казань (1874 г.).

Встречаются и другие близкие даты появления первых газовых фонарей в России. Но именно 1811 год принято считать годом рождения в России газовой отрасли, первоначально служившей освещению.



Россия, 2021.
200 лет газовой промышленности.

Да, в Летнем саду Санкт-Петербурга газовым освещением восторгался А.С. Пушкин (крайний слева). И, к слову, Жорж Дантес был крупным акционером газовой компании в Париже.

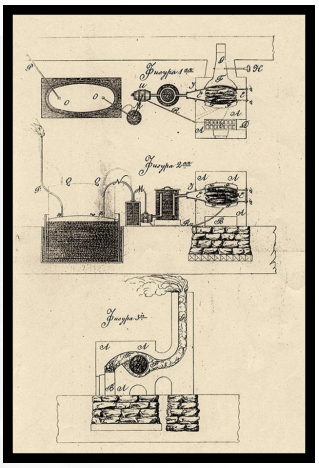


Схема термолампа Соболевского, (дело №533 в государственном историческом архиве), достойная украсить марочный блок.

*Пограничный слой в мантии Земли назван в честь геофизика Б.Б. Голицына (1862–1916) из рода Голицыных. Сейсмограф его конструкции изображен на российском блоке, выпущенном в 2022 г. к 150-летию Политехнического музея.

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru



Антуан-Лоран Лавуазье (1743–1794), французский газовый химик, выяснил, что при сгорании веществ общий вес продуктов горения увеличивается. Для того, что бы это выяснить, приходилось собирать и взвешивать выделявшиеся при горении газы. Для опытов он был вынужден изобрести в 1781 г. первый газгольдер, правда небольшой, лабораторный. Принципиальная конструкция этого газгольдера была реализована в 1816 г. в первом промышленном газгольдере для светильного газа в английском Брайтоне Уильямом Мердоком, (чьей марки так не хватает, ведь он тоже занимался получением горючего газа из каустобиолитов, работал с Джеймсом Уаттом).

Франция, 1943. К 100-летию со дня рождения. С портрета работы Ж-Л.Давида.

Читателям «Георесурсов» будет интересно, что Лавуазье увлекался геологией и его первая научная работа была посвящена гипсу. Он участвовал в составлении геологической карты Франции и получил приглашение работать геологом в департаменте правительства, но, имея юридическое образование, отказался и занялся химическими экспериментами, а юридические знания применил на ниве откупщика, то есть частного сборщика косвенных налогов. Была такая прогнившая система в дореволюционной Франции, которая раздражала всех – от лавочников до судей. Такое занятие позволяло содержать лабораторию, но оно же его и сгубило. Судья революционного трибунала после зачтения коллективного смертного приговора, где в списке был Лавуазье по обвинению в присвоении средств и заговоре с врагами Франции, отвечая на ходатайство о помиловании, произнес: «Республике не нужны ученые. Не мешайте вершить правосудие!».

Через два года Лавуазье был посмертно реабилитирован...



Гренада и Гренадины, 1987. Из серии «Изобретатели».



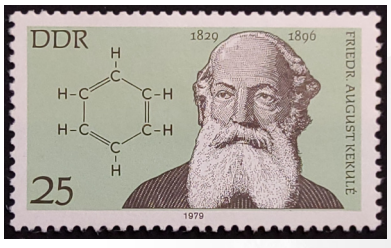
Великобритания, 1991. К 200-летию со дня рождения.

Майкл Фарадей (1791–1867) впервые услышал о горючих газах на лекциях Гемфри Дэви (Георесурсы, 24(4), 2022, стр. 155), который вывел скромного и старательного, хорошо зарабатывающего молодого переплетчика в научный мир с небольшим жалованьем. Исследуя несвойственную его интересам тему газового освещения (заказчиком была фирма-поставщик газа, где работал его старший брат Роберт), Фарадей выяснял, почему лампы, заправленные из одной бочки, горели по-разному и экспериментировал со сжатым газом. Так в 1824 г. были открыты бензол и аммиак.

Почтовые ведомства мира не радуют коллекционеров частым выпуском марок с портретами знаменитого Фарадея, (в отличие, например, от Ньютона, Коперника и других популярных в филателии личностей). Представлены известные две марки: нехитрый набросок (на своей родине Фарадей не удостоен лучшего отображения) и парадный портрет работы Т.Филлипса (1770–1845). Эти марки – настоящие. В отличие от марок-золушек, выпускающихся в таких странах, как Бенин, Гвинея-Биссау, Палау, Чад и т.п., на которых изображают много замечательных и пестрых сюжетов. Регламенты крупных международных выставок не допускают к экспонированию этих золушек.



Респ. Македония, 2017. К 150-летию со дня смерти. Портрет работы Т.Филлипса.



ГДР, 1979. К 150-летию со дня рождения

Несколько десятилетий Европа использовала бензол, как антисептик и горючее в примусах, не зная его формулы C_6H_6.

В 1865г. немецкий химик Фридрих Август Кекуле (1829 – 1896) увидел во сне Уробороса – змея, кусающего себя за хвост. (Как-то ученый привлекался как эксперт в суде, где фигурировал дорогой перстень в виде змеи. Запомнил.). Как писал сам ученый, этот сон подсказал ему кольцевую структуру молекулы бензола. Позже бензол был обнаружен и в нефти. Сегодня его модификации часто называют «бензинами».



Бельгия, 1966. 100 лет формуле бензола. Портрет Ф.А. Кекуле в бензольном кольце.

[1]*Из коллекции В.В. Соколова*

e-mail: filagr@list.ru



В русле нашей темы отметим, что горючий метан были открыт в 1776 г. итальянским естествоиспытателем Алессандро Джузеппе Антонио Анастасио Джероламо Умберто Вольта (1745–1827). 30-летний профессор физики гимназии в Комо отдыхал на границе Италии и Швейцарии и в окрестных болотах заинтересовался всплывающими пузырьками газа. За два года исследований он научился собирать, транспортировать, выделять и взрывать метан, а также пиролизный газ с помощью электрической искры в герметичной капсуле в смеси с воздухом. Это был принципиальный шаг к созданию ДВС.

Итальянские банкноты в 10000 лир с 1984 полностью посвящались А. Вольта: На них изображены портрет, вольтов столб и пантеоноподобный музей в г. Комо, построенный к столетию смерти великого физика.

Италия, 1927. К 100-летию со дня рождения А. Вольта.

Светильный газ к середине XIX века уверенно производился не только на крупных заводах. Появились компактные газогенераторы. Активизировались работы по использованию горючих газов в качестве топлива двигателей внешнего и внутреннего сгорания. В 1854 г. итальянцы Евгений Барсанти (1821–1864) и Фетиче Матеуччи (1808–1887) запатентовали в Англии и, позже, во Франции трехтактный (без сжатия) двигатель, работающий на светильном газе или на водороде. Мощность двигателя была 5 л.с. Двухцилиндровая модификация двигателя несколько лет выпускалась в Цюрихе небольшими партиями.



Италия, 2003. Е. Барсанти и Ф. Матеуччи. К 150-летию изобретения ДВС.



Бельгия, 1955.
Из серии «Изобретатели».

В 1859 г. бельгийский официант, и, по совместительству, инженер и изобретатель Жан Этьен Ленуар (1822–1900) сконструировал двухтактный газовый двигатель, работающий на светильном газе. Двигатель конструктивно был аналогом паровой машины, т.е. был двигателем внешнего сгорания. Отсутствие сжатия смеси газа и воздуха оказалось причиной его главного недостатка – дороговизной энергии по сравнению с паровой машиной. Но главным преимуществом его была компактность. В 1860 г. двигатель был запатентован. Мощность двигателя – 2 л.с., КПД – 4%. Около пятисот двигателей Ленуара были установлены на фабриках и мануфактурах. А после создания компактного газогенератора – даже на катере, дирижабле и автомобиле – гиппомобиле, приобретенному для императора Александра II.



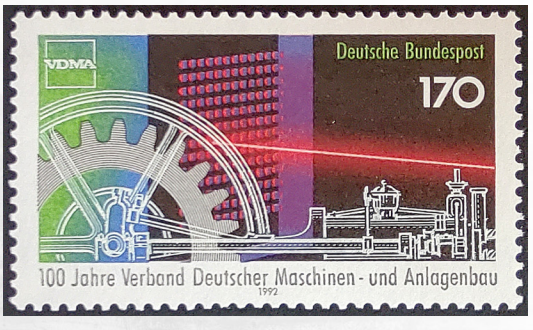
Монако, 2010.
К 150-летию изобретения газового двигателя.



ФРГ, 1952.
К 75-летию ДВС конструкции Н.Отто.

Развитие теории работы газовых установок привело к созданию качественно новых двигателей – внутреннего сгорания. Так в 1867 г. появился первый четырехтактный двигатель, т.е. со сжатием газовоздушной смеси, конструкции немецкого инженера Николаса Августа Отто (1832–1891). Поначалу газовый двигатель Отто был шумным, но потреблял вполовину меньше топлива, чем двигатель Ленуара и работал быстрее. В 1869 г. был построен моторный завод, на котором конструкция двигателя почти за 10 лет была доведена до совершенства (бесшумность, мощность 20 л.с.). На этом заводе получили путевку в жизнь молодые Г. Даймлер и В. Майбах.

...Но это уже другая коллекция.



ФРГ, 1992. К 100-летию союза машиностроителей Германии. Двигатель Отто.

Коммерческий успех двигателей и Ленуара, и Отто повлек за собой серию судебных разбирательств, приведших к ограничению прав по имеющимся у изобретателей патентам.

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru

Вильгельм Август Лампадиус (1772–1842), немецкий ученый, преподавал химию и минералогию в горной академии Фрайберга, один из пионеров в области производства и применения пиролизного газа. В 1811 году основал первое в Европе производство осветительного газа из каменного угля. В 1815 году первое газовое освещение появилось недалеко от Фрайберга.



Германия, 1991. Сцепка и спецгашение к 18-му всемирному газовому конгрессу в Берлине. В центре сцепки – купон с эмблемой конгресса. Справа – газовый фонарь в Берлине.

В Берлине в 1682 г. появились первые уличные фонари для освещения по указу курфюрста, согласно которому с наступлением темноты у каждого третьего дома нужно повесить масляный фонарь. В 1826 г. был зажжен первый газовый фонарь на улице Унтер-ден-Линден. Использовался газ с завода, построенного английской компанией. Собственные газовые заводы появились в Берлине в 1847 г.

Сегодня в Берлине около 40 000 газовых фонарей для придания городу туристической привлекательности, но их сохранение под угрозой ввиду дороговизны газа.



На небольшом острове Джерси первая газовая компания возникла по идее некоего Томаса Эджа, взявшегося профинансировать газовое освещение в столице – Сент-Хелиере. Установка была смонтирована менее чем за год и в марте 1831 г. несколько магазинов, отель и аптека в центре города были освещены газом. Несмотря на ненастную погоду жители толпились, дивясь тому, как одна горелка светила ярче 10 свечей. Недоверие к новшеству было переломлено и до конца года были освещены центральная площадь и гавань. Освещение по всему городу производилось при условии, что газопроводы, столбы, стеновые кронштейны и фонари оплачивает Эдж, а газ – городские власти при соблюдении расписания работы фонарей: от заката до 2 часов ночи с 15 августа по 30 апреля, исключая три ночи до и три ночи после полнолуния. Летом освещения не включалось и лампы снимались со столбов.

На марках конверта Первого дня 1981 г. – ночные картины оборудованных газовыми фонарями в середине XIX в. гавани, улицы, площади, рынка.

На Лондонскую Пэл-Мэл газ пришел в 1804 г., вопреки скептическим прогнозам Г. Дэви.



Чехия, 2017.
170 лет газовому освещению в Праге.

В 1847 году в Праге был закончено строительство газового завода, снабдившего газом первые 260 газовых фонарей в центре Праги и на Карловом мосту, о перила которого было всегда запрещено гасить факела.

На марке изображен сохранившийся фонарный столб (канделябр) в резиденции императора – Градчаны.

Несмотря на дороговизну газового освещения, сегодня оно поддерживается в туристических местах.

Город с неожиданным названием Турда (так и переводит с румынского Гугл) – первый город в Европе, который к 1917 г. был полностью обеспечен и освещен природным газом. Газ поступал из первого газового месторождения Сармаш в Румынии, открытого в 1909 г.

Пласты этого месторождения сегодня используются как ПХГ.



Румыния, 2009. Из серии «Румыния – европейский источник энергии».

Об экономических мотивах. На протяжении всего XIX века во многих странах шли разработки ламп накаливания. Говорят, что Т.А. Эдисон включился в эту гонку и даже купил патент у А.Н. Лодыгина после того, как получил завышенные счета на оплату газоснабжения своей лаборатории и решил поставщика газа обанкротить, ускорив внедрение электроосвещения.

С приходом электричества в дома и на улицы история газа не закончилась. Она перешла на новый уровень.



Камбоджа, 1992.
Т.А. Эдисон и его электролампа.

[1]*Из коллекции В.В. Соколова*
e-mail: filagr@list.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.13

УДК 551.86

Строение и генезис ачимовской олистостромовой толщи Западной Сибири

В.Ф. Шарафутдинов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
e-mail: sharafv@inbox.ru

Вопрос генезиса зон аномального разреза баженовско-ачимовских отложений остается одним из самых дискуссионных проблем Западной Сибири. Решение этого вопроса тесно связано с геологоразведочными работами, поскольку с этим комплексом отложений связаны перспективы поисков залежей нефти и газа. К настоящему времени представлено около десятка гипотез условий формирования этого своеобразного комплекса отложений. Однако ни одна из предложенных гипотез не является общепринятой. В работе все гипотезы классифицированы по генезису и дан критический их анализ. Рассмотрены ключевые особенности строения зон аномального разреза по материалам бурения и сейсморазведочных работ. Приведена классификация олистостромов и описаны особенности осадконакопления в баженовское и ачимовское время. Накопленный к настоящему времени фактический материал позволил обосновать олистостромовую природу аномальных разрезов. По комплексу данных, включая палеогеографические, седиментологические, палеотектонические реконструкции, впервые предложена принципиальная детализированная модель условий образования олистостромов. Эта модель представляется весьма логичной, является наиболее универсальной и соответствует палеогеографической обстановке и тектоническому режиму, которые господствовали в ачимовское время.

Ключевые слова: зона аномальных разрезов, баженовские отложения, ачимовские клиноформы, олистостром, олистолит, подводный оползень, условия формирования

Для цитирования: Шарафутдинов В.Ф. (2023). Строение и генезис ачимовской олистостромовой толщи Западной Сибири. *Георесурсы,* 25(3), с. 95–110. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.13

Введение

Одним из самых дискуссионных вопросов современной геологии Западной Сибири вот уже на протяжении более 50 лет является изучение особенностей строения и формирования аномальных разрезов баженовско-ачимовских отложений (АРБ, или зоны аномальных разрезов (ЗАР), что правильнее), что тесно связано с представлениями о региональном геологическом строении и развитии, условиях осадконакопления в позднеюрское и раннемеловое время. До сих пор не утихают дискуссии о механизме образования ЗАР, о чем свидетельствуют новые публикации, что также связано с практическим интересом к поиску залежей углеводородов в этом своеобразном комплексе отложений. Отметим, что ни одно стратиграфическое подразделение, образующее разрез Западной Сибири, не является предметом такого количества дискуссий и расхождений во мнениях, как баженовские отложения и ЗАР.

Интерес к ним возрос и в связи с освоением «сланцевых» отложений, тесно смыкаясь с практикой поисково-разведочных работ. От понимания генезиса ЗАР существенно меняются не только принципы корреляции продуктивных отложений, но и представления о запасах и особенностях поиска и разведки залежей в данных отложениях. Можно с уверенностью констатировать, что познание генезиса ЗАР является своеобразным поисковым признаком обнаружения залежей в литологически ограниченных ловушках ачимовского возраста.

Зоны аномальных разрезов к настоящему времени вскрыты бурением более чем на 60 площадях сотнями скважин и изучены по материалам многочисленных сейсморазведочных работ, включая 3D. ЗАР приурочены к низам ачимовского горизонта в стратиграфически скользящем диапазоне от берриаса на востоке до нижнего готерива на западе неокомского клиноформного комплекса. Отложения подстилаются баженовским горизонтом в объеме верхов нижневолжского – берриасского ярусов. ЗАР группируются в субмеридиональные полосы, параллельные линиям простирания неокомского бассейна седиментации, и имеют значительные масштабы. Площади отдельных аномальных зон превышают 1000 км^2. Наибольший размах ЗАР достигли на юге Западной Сибири (рис. 1). Классический вид они имеют в Широтном Приобье, где зоны аномальных разрезов нами были детально изучены в сотнях скважин с учетом данных сейсморазведки.

Описывая ЗАР, подавляющее большинство исследователей характеризуют ее как расслаивание песчаниками и алевролитами разреза кремнисто-глинистой толщи баженовских отложений, где толщина увеличена до 70–210 м относительно нормальных разрезов баженовских отложений (20–35 м). Таким образом, отложения баженовской свиты залегают стратиграфически выше своего нормального положения, образуют иногда несколько прерывистых прослоев в разрезе. Сейсмическими методами ЗАР обнаруживается по резкому изменению волнового

© 2023 В.Ф. Шарафутдинов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

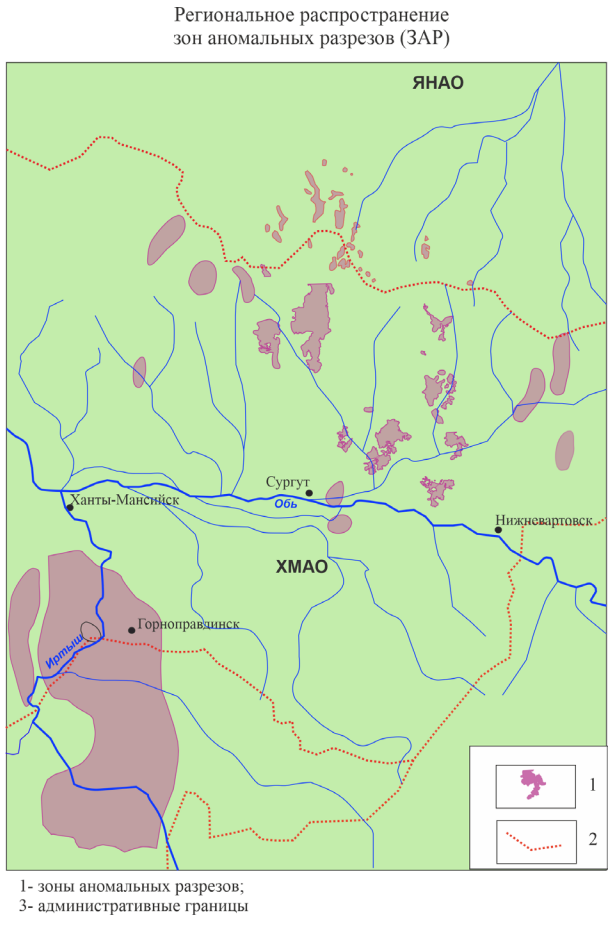


Рис. 1. Схема распространения зон аномального разреза с использованием данных (Нежданов, 2004), с уточнениями

поля с принципиально иной формой волнового пакета, отличной от записи нормальных разрезов баженовских отложений.

Строению и условиям образования ЗАР посвящено множество работ, см., например, библиографию в (Нежданов и др., 2017).

Ввиду своеобразия строения, специфичности состава, дискуссионности генезиса и перспектив нефтегазоносности ЗАР используются для обоснования различного рода часто взаимоисключающих идей и концепций как региональной геологии, так и более глобальных проблем теоретической геологии региона. Можно констатировать, что к сегодняшнему дню высказаны практически все возможные точки зрения на природу ЗАР. Выводы отдельных авторов зачастую базируются на изучении особенностей строения этих отложений по отдельной площади или участку с попыткой распространить «выявленные закономерности» на весь регион. Примечательно, что та или иная теория, как правило, опирается на определенный вид информации в зависимости от профессиональных интересов исследователей. Этим обусловлены и подходы к изучению ЗАР, когда игнорируется вся совокупность проявления ЗАР. Отмечая важность сделанных исследователями выводов, все-таки необходимо подчеркнуть, что они нередко базируются на неполном знании о закономерностях геологического строения ЗАР, доступных сегодня. Как результат, при геологических построениях используются различные противоречащие концепции (рис. 2), или же не анализируются важные составляющие части ЗАР. К настоящему времени накоплено достаточно материала, позволяющего более корректно подходить к трактовке генезиса ЗАР, при этом результаты геологических наблюдений по данным бурения (особенно изучение керна) и геофизических исследований скважин (ГИС) приобретают особую ключевую значимость, игнорирование которых недопустимо (рис. 3).

Так, на структурных картах кровля баженовской свиты показывается по кровле верхнего уровня баженовских олистолитов в ЗАР (фактически, как будет показано ниже, ЗАР – это зона отсутствия коренных баженовских отложений в коренном залегании).

Детальный анализ эволюции взглядов на условия формирования, современный уровень изученности и геологического восприятия фактов позволяет раскрыть суть явления, оценить масштабность и значимость этого достаточно своеобразного комплекса геологических образований, нашедшего отражение во многих разрезах мира.

Гипотезы формирования ЗАР

Гипотезы происхождения ЗАР Западной Сибири условно можно разделить на две группы с преимущественным

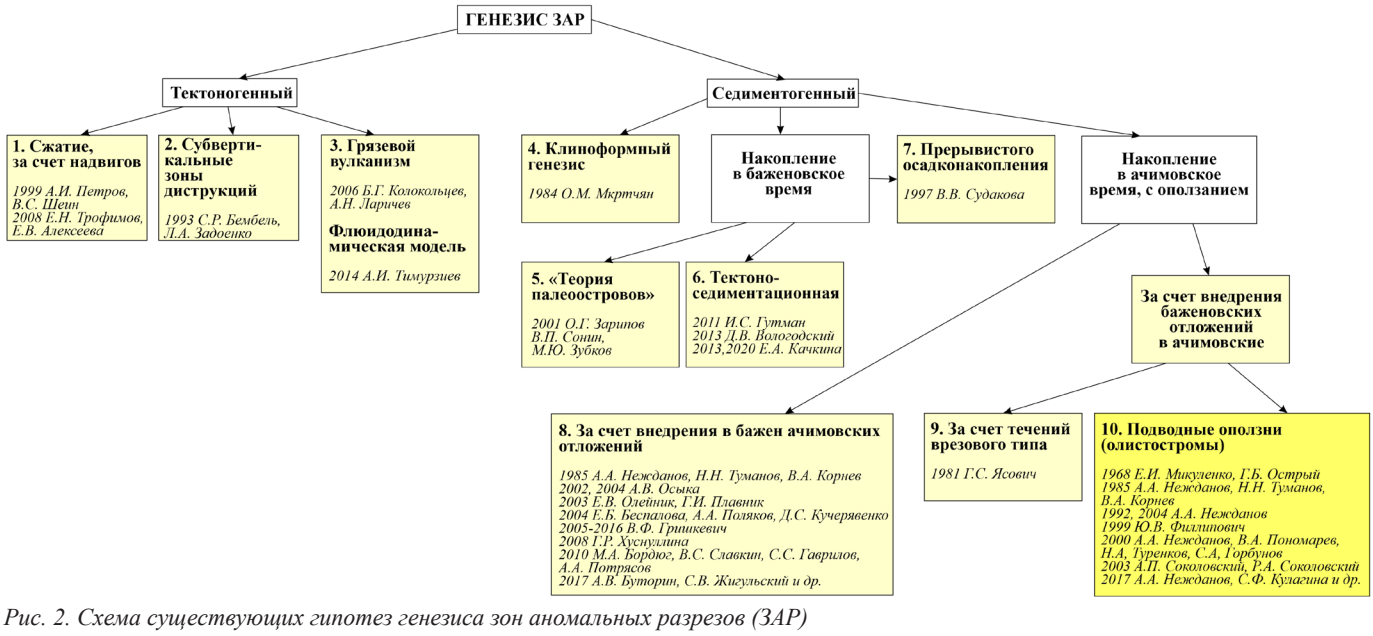


Рис. 2. Схема существующих гипотез генезиса зон аномальных разрезов (ЗАР)

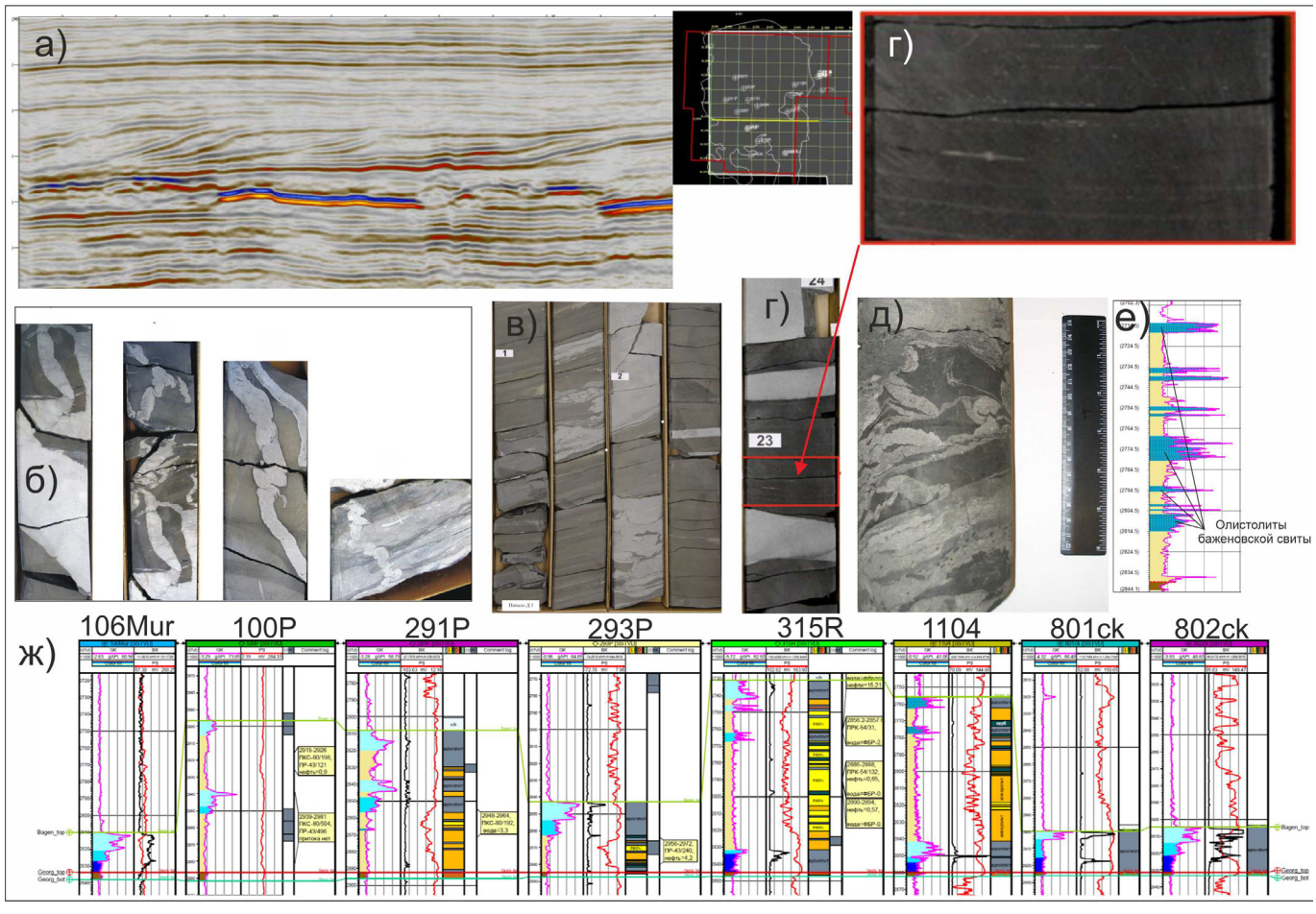


Рис. 3. Ключевые особенности строения зон аномальных разрезов (ЗАР): а) временной разрез, площадь Верхне-Конитлорская; б) кластические дайки, скв. 107р, площадь Южно-Конитлорская; в) чередование оползневых и нормально-слоистых прослоев в ЗАР, скв. 280 Имилорская площадь (интервал 3043,5–3049,4); г) нормально-слоистая текстура в баженовских олистолитах, скв. 316-3, Кечимовская площадь; д) остроугольные обломки баженовских отложений, скв. 307 Северо-Конитлорская площадь; е) многоуровневое развитие олистолитов в ЗАР, скв. 196, площадь Нон-Еганская; ж) схема корреляции ЗАР, Северо-Конитлорская площадь

влиянием тех или иных причин: «тектоногенные» модели и «седиментогенные» модели (рис. 2). Сторонники первой убеждены, что объяснить формирование ЗАР без привлечения эндогенных факторов невозможно, и связывают механизм образования этих объектов с субвертикальными, иногда горизонтальными зонами деструкции горных пород или же с грязевулканической деятельностью.

Приверженцы второй группы объясняют появление ЗАР турбидитными и иными придонными перемещениями кластического материала, сопровождаемыми оползневыми явлениями в баженовскую свиту перекрывающих ачимовских отложений или, наоборот, с внедрением баженовских отложений в виде включений в ачимовские. Отдельные авторы допускают многовариантность видов ЗАР, объясняя генезис разными причинами (Филиппович, 1999).

Ниже в систематизированном виде проанализированы все имеющиеся на данный момент гипотезы формирования такого типа разрезов. Следует заметить, что седиментационная группа имеет большее число сторонников, но и отличается многочисленными вариациями и нюансами объяснения генезиса.

Тектоногенный генезис ЗАР

Модель формирования освещена в работах (Бембель, Задоенко, 1993; Петров, Шеин, 1999; Трофимова и др., 2008; Колокольцев, Ларичев, 2006).

Сжатие за счет надвигов

Сторонники первой теории (Петров, Шеин, 1999) гипотетически полагают, что аномальные по толщине разрезы баженовской свиты образуются при горизонтальных смещениях по надвигам и сдвигам, достигающих 300–500 м за счет скучивания во фронтальной и растрескивания в тыловых частях срывов. В статье (Трофимова и др., 2008) на основании изучения керна отмечены тектонический меланж, нептунические инъекции и др., а также дана характеристика лобовой или фронтальной части тектонического покрова, в котором аллохтонная часть представлена отложениями баженовской свиты, автохтонная часть – нижнемеловыми отложения ачимовской толщи.

Субвертикальные зоны деструкций

В статье (Бембель, Задоенко, 1993) по результатам анализа сейсмических разрезов совместно с данными бурения и ГИС выдвинута «принципиально новая гипотеза о механизме формирования аномальных разрезов, в основе которого лежат образование субвертикальных зон деструкции горных пород и последующий гидротермальный метаморфизм» (Бембель, Задоенко, 1993, с. 118).

Грязевый вулканизм

Еще одну теорию выдвинули В.Г. Колокольцев и А.И. Ларичев (Колокольцев, Ларичев, 2006).

По их мнению, формирование ЗАР тесно связано с грязевым вулканизмом, происходившим в период позднемезозойской тектоно-магмато-метасоматической активизации Западно-Сибирской плиты, откуда следует, что «площадное размещение нефтяных месторождений в меловых пластах устойчиво контролируется зонами распространения аномальных разрезов, которые, по нашим представлениям, являются производными грязевулканической деятельности», и что «дополнительными литологическими свидетелями восходящего вектора поступления псаммо-алевролитовых микститов в баженовскую свиту являются содержащиеся в них обломки тех пород, которые залегают гипсометрически и стратиграфически ниже» (Колокольцев, Ларичев, 2006, с.280) . Однако мы не встречаем в разрезе сколь-либо выраженные морфологические вулканогенные образования.

В 2014 г. появилась очередная теория разновидности грязевого вулканизма (Тимурзиев, 2014). А.И. Тимурзиевым исключительно по данным сейсморазведочных работ была предложена новая модель формирования ЗАР, в которой, по образному выражению автора, «внедрение кровли баженовской свиты в ачимовскую толщу на участках “аномального бажена” напоминает эффект “сорванной крышки”» (Тимурзиев, 2014, с. 29). В основу представлений была положена флюидодинамическая модель формирования «аномального бажена» по механизму пластического нагнетания и импрегнации флюида, осуществляющемуся на локальных участках растяжения земной коры, пространственно и генетически сопряженных с активизированными на новейшем этапе горизонтальными сдвигами фундамента. При этом автором справедливо было указано на существование разломов, затухающих на уровне подошвы ачимовских отложений.

С учетом масштабности наблюдаемого явления следует признать, что чисто тектоническая гипотеза и грязевый вулканизм не объясняют всех локальных и региональных особенностей строения и распространения ЗАР и зачастую противоречат имеющейся геолого-геофизической информации.

Седиментогенный генезис ЗАР

Наиболее многочисленную группу составляют сторонники формирования ЗАР на седиментационной стадии, однако и здесь нет единства представлений не только о строении, но и о стратиграфической принадлежности ЗАР – каков их возраст баженовский или ачимовский. Среди последователей седиментационной модели есть сторонники накопления данного типа разреза в баженовское время и приверженцы образования в ачимовское время. Последние, в свою очередь, делятся на сторонников внедрения баженовских отложений в ачимовские и на сторонников расклинивания баженовских отложений ачимовскими клиноформами. Обе точки зрения в своей основе предполагают преобладание подводно-оползневых процессов.

Впервые в 1968 г. для Западно-Сибирского региона К.И. Микуленко и Г.Б. Острым дано описание деформаций подводно-оползневого происхождения в отложениях юрского и мелового возраста и высказаны предположения о возможной их природе, связанной с палеосейсмичностью (Микуленко, Острый, 1968). Заметим, что к тому времени ЗАР в современном виде еще не были вскрыты, для анализа использовались только многочисленные флюидальные текстуры и кластические дайки в керне скважин. Необходимо также отметить, что К.И. Микуленко к тому времени были детально изучены многочисленные проявления древний подводных оползней на Северном Кавказе в Дагестане, где он проводил исследования палеогеновых отложений (Микуленко, 1967). Этими авторами также была отмечена пространственная взаимосвязь подводных оползней с расположением конседиментационных разрывных нарушений. Долгое время единственной альтернативой этой модели были мутьевые потоки и подводные течения, доставлявшие в баженовское время терригенный материал в центр седиментационного бассейна.

Клиноформный генезис

Клиноформная модель формирования ЗАР предложена О.М. Мкртчяном (Мкртчян, 1985), согласно которой баженовские отложения представляют глубоководные фации клиноформного песчано-глинистого ачимовского комплекса, замещаясь в западном направлении.

Согласно этой модели, с востока на запад происходит многократное выклинивание баженовских литофаций с появлением новых на несколько более высоком стратиграфическом уровне, в тесной генетической связи с миграцией ачимовских клиноформ (Мкртчян и др., 1987). Дальнейшие исследования, в частности палеонтологические находки, показали несостоятельность данной гипотезы.

Накопление ЗАР в баженовское время

Длительное время было принято относить всю толщу «аномальных разрезов бажена» к баженовским отложениям (отсюда и название рассматриваемой толщи «АРБ»).

Теория палеоостровов

В противовес теории подводно-оползневого образования ЗАР существует модель палеоостровов, которая подробно рассмотрена в работе (Зарипов, Сонич, 2001). На основе изучения керна по ряду площадей Западной Сибири авторы отрицают связь песчано-алевролитовых прослоев баженовской свиты и ачимовских отложений, считают более логичным придерживаться мнения об одновозрастности песчаных прослоев с вмещающими их типичными баженовскими породами, допуская существование морских пульсационных течений в виде зерновых потоков. При этом основную роль, по мнению авторов теории, играли местные источники сноса обломочного материала, которые находились в пределах акватории обширного бассейна в виде островных выступов разновозрастных пород. Однако позднее палеонтологические находки нижнемеловой фауны в ЗАР, а также данные сейсморазведки опровергли данную гипотезу.

М.Ю. Зубков и Я.А. Пормейстер, по данным сейсморазведки, также придерживаются мнения об одновозрастности песчаных прослоев с вмещающими их типичными баженовскими породами, допуская существование в баженовском палеоморе морских пульсационных течений (Зубков, Пормейстер, 2005). Таким образом, песчано-алевритовые прослои в разрезе баженовской свиты рассматриваются как продукт размыва песчаных

пластов нижележащих стратиграфических горизонтов на приподнятых блоках морского ложа. Одновременно для западного участка Кальчинского месторождения допускается и механизм образования, обусловленный внедрением ачимовских клиноформ в нелитифицированные битуминозные отложения баженовской свиты.

Теория прерывистого осадконакопления

Для полноты обзора возможных версий генезиса отметим точку зрения В.В. Судаковой по сейсмическим материалам на Савуйской площади в восточной части Федоровского вала (Судакова, 1997). Ее было сделано предположение, что здесь «имеют место несколько разобщенных в геологическом пространстве слоев битуминозно-глинистого относительно глубоководного, литолого-фациального типа, закономерно мигрирующих вверх по разрезу и в направлении осевой зоны палеобассейна» (с. 15). Из предлагаемой модели следует, что накопление относительно глубоководных осадков происходило периодически, но кратковременно в течение позднеюрско-раннемелового трансгрессивно-регрессивного цикла.

Тектоно-седиментационная теория

В 2011 г. И.С. Гутман выдвинул новую точку зрения о природе образования аномальных разрезов. Он предположил проявление в баженовское время конседиментационных разломов, в области которых и формировались ЗАР (Гутман, 2011). На основе проведенной корреляции разрезов скважин по целому ряду месторождений Когалымского нефтегазоносного района автором предполагается, что ЗАР сформировались в результате погружения отдельных блоков по конседиментационным субвертикальным разломам. Рассматривая вышележащие ачимовские отложения, И.С. Гутман приходит к выводу, что формирование клиноформных пачек пород происходило в результате разно скоростного прогибания в одинаковый временной интервал при волнообразных вертикальных тектонических движениях. Последующее развитие идеи нашло отражение в работах его учеников, см., например, (Вологодский, 2013; Гутман и др. 2013; Качкина, 2020 и др.).

Однако следует констатировать, что осадконакопление баженовской свиты протекало в спокойной, присущей этому времени среде, более того невероятно предположить чрезвычайно резкую (скачкообразную) смену разрезов на коротком расстоянии (0,5 км) и «незамусоренность» псаммитовой составляющей «нормальных» баженовских отложений присутствующих по соседству с ЗАР.

Накопление ЗАР в ачимовское время

Более распространенной является идея о постседиментационном (по отношению к баженовским отложениям) ачимовском времени формирования ЗАР, что подтверждается полученными в 2005 г. новыми данными микрофаунистического и спорово-пыльцевого анализа, подтверждающих ачимовский возраст матрикса ЗАР. При проведении спорово-пыльцевых исследований и микрофаунистического анализа в работе (Брадучан и др., 2005) был впервые получен палеонтологический материал, однозначно доказывающий, что сероцветные отложения в ЗАР имеют более молодой валанжинский возраст в отличие от волжских битуминозных аргиллитов баженовской свиты. Данное обстоятельство опровергает гипотезу о баженовской принадлежности ЗАР, что не учитывается рядом авторами. Однако эта версия также неоднозначна.

Накопление за счет течений врезового типа

В 1981 г Г.С. Ясовичем была высказана идея о турбидитовых и других придонных течениях, проникающих в Среднее Приобье вдоль отрицательных форм рельефа дна с севера и северо-востока: «Эти потоки по пути своего движения местами прорезали русла в битуминозных глинах. Стенки русел, судя по современным геоморфологическим аналогам, были крутыми. Это приводило к обрушению, оползанию битуминозных глин и образованию нептунических даек. Поэтому нередко контакты алевритово-песчаных пород с битуминозными глинами неровные, резкие, видны текстуры течения и т.д.» (Ясович, 1981, с. 58). Известная к настоящему времени конфигурация ЗАР опровергает и эту гипотезу (рис. 1).

Образование ЗАР при внедрении в баженовские ачимовских отложений

Модель образования ЗАР в данном понимании подразумевает, что песчано-алевролитовые слои аномальных разрезов представляют собой продукт деятельности более поздних (ачимовских) оползней, расклинивших нелитифицированные отложения баженовской свиты и внедривших в нее принесенный обломочный материал ачимовской толщи. Согласно представлениям (Нежданов и др., 1985), оползневые массы, создавая нагрузку на подстилающие баженовские образования, приводили к разрыву, смятию и раскалыванию их на отдельные прослои, промежутки между которыми заполнялись песчано-глинистым материалом, поступающим в оползнях. Эта публикация стала первой, где подобным образом раскрывается механизм формирования ЗАР.

Идея проникновения в толщу нелитифицированных баженовских отложений терригенного ачимовского материала потоковыми отложениями или же расклиниванием потоковыми отложениями уже литифицированных отложений в результате «проникновения» ачимовских клиноформ в баженовские отложения получила наибольшее распространение в работах (Осыка, 2004; Олейник, Плавник, 2003; Беспалова и др., 2004; Бордюг и др., 2010; Гатина, Гарифуллин, 2023 и др.). Более детально идея развита В.Ф. Гришкевичем, который считает, что «породившие аномальные разрезы баженовской свиты подводные оползни происходили в неокомское время на седиментационном склоне… Аномальный разрез баженовской свиты представляет собой результат интрузии (внедрения) оползневой массы пород валанжинского или раннеготеривского возраста под битуминозные аргиллиты, обычно волжского возраста» (Гришкевич и др., 2017, с. 40). С последним заключением автора никак нельзя согласиться. Авторов данной гипотезы не смущает (при очевидной полной литификации баженовских отложений к началу ачимовского времени, что фиксируется по керну (рис. 3, д)) физическая сложность описываемого механизма. Предлагаемый механизм («всплытия» до сотни метров баженовских отложений под воздействием неокомских оползней) является маловероятным, противоречит

фактическим данным и не соответствует законам физической и геологической науки. Проникновение более молодых отложений в подстилающие слои возможно лишь при тектонических процессах сжатия на более поздних стадиях после литификации осадков. О невозможности данного механизма свидетельствуют масштабы ЗАР, а также отсутствие геологических аналогов подобного формирования, ранее описанных в литературе. Более того, при предлагаемом авторами механизме ачимовские отложения, залегающие в разрезе между олистолитами, непременно должны были бы быть сплошь деформированы. Однако мы наблюдаем в этой части разреза и нормально-слоистые песчано-глинистые образования (рис. 3, в).

Образование ЗАР при внедрении баженовских отложений в ачимовские

Наиболее вероятной является идея о подводно-оползневой (олистостромовой) природе ЗАР, высказанной К.И. Микуленко, Г.Б. Острым (Микуленко, Острый, 1968), И.И. Нестеровым, А.А. Неждановым, И.Н. Ушатинским (Нестеров и др., 1986), А.П. Соколовским, Р.А. Соколовским (Соколовский, Соколовский, 2003). Однако заметим, что авторами не всегда были детально описаны особенности строения и условия формирования рассматриваемого комплекса отложений, не была предложена модель формирования ЗАР в регионе, что и порождает рассмотренное выше разнообразие гипотез.

Явления гравитационного перемещения значительных объемов ранее отложившихся осадков олистостромовой природы известны во многих регионах мира, в классическом виде широко распространены в Дагестане, где они впервые были описаны в верхнемеловых и палеогеновых отложениях М.М. Москвиным и М.А. Семихатовым (Москвин, Семихатов, 1956). Позднее палеогеновые олистостромы были изучены нами и в условиях погруженной части Терско-Каспийского прогиба (Шарафутдинов, 2003) на основе комплексных полевых исследований (рис. 4), накопленного геофизического материала и результатов бурения сотен скважин, вскрывших миатлинскую олистостромовую толщу.

В результате исследований установлены пространственно-временные закономерности строения и условия формирования миатлинской олистостромовой толщи Северо-Восточного Кавказа (рис. 5).

Олистостромы подобного генезиса широко описаны в литературе и являются весьма показательными в разрезах многих регионов мира, не вызывая столь разноречивых суждений, как в условиях Западной Сибири. Этому обстоятельству в немалой степени «способствовало» и отсутствие естественных разрезов ЗАР, когда исследователи ограничены исключительно закрытыми территориями. Необходимо также отметить, что полностью керном ЗАР по всему разрезу не охарактеризована ни в одной из вскрывших ее скважин.

Материалы и методы

Детальность проведенных исследований позволила вновь рассмотреть спорные моменты, отклонить те взгляды, которые противоречат фактическому материалу, и развить согласующиеся представления. Таким образом, наиболее логичной и приемлемой для объяснения многих закономерностей формирования является следующая

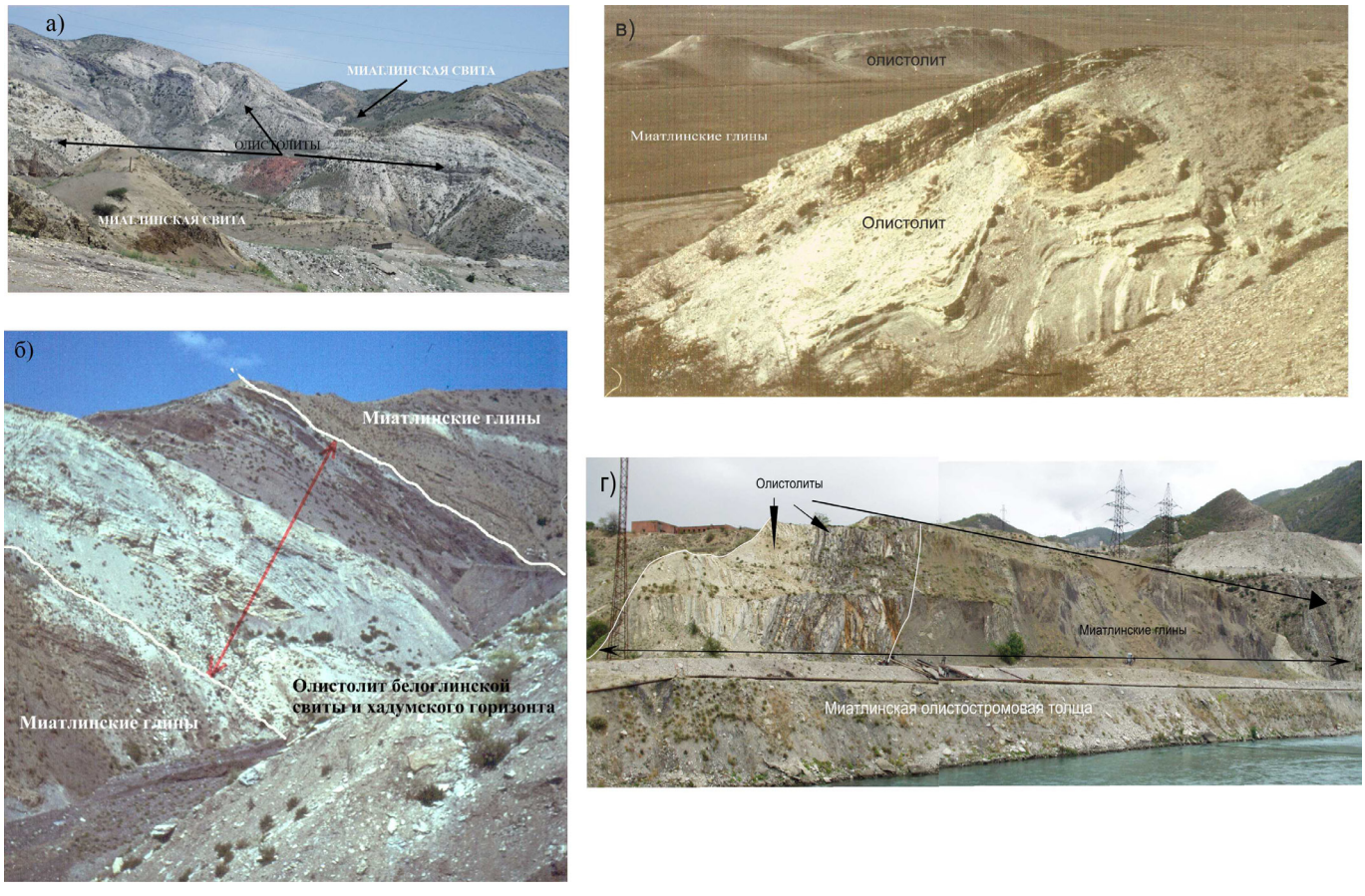


Рис. 4. Естественные разрезы миатлинской олистостромовой толщи Предгорного Дагестана

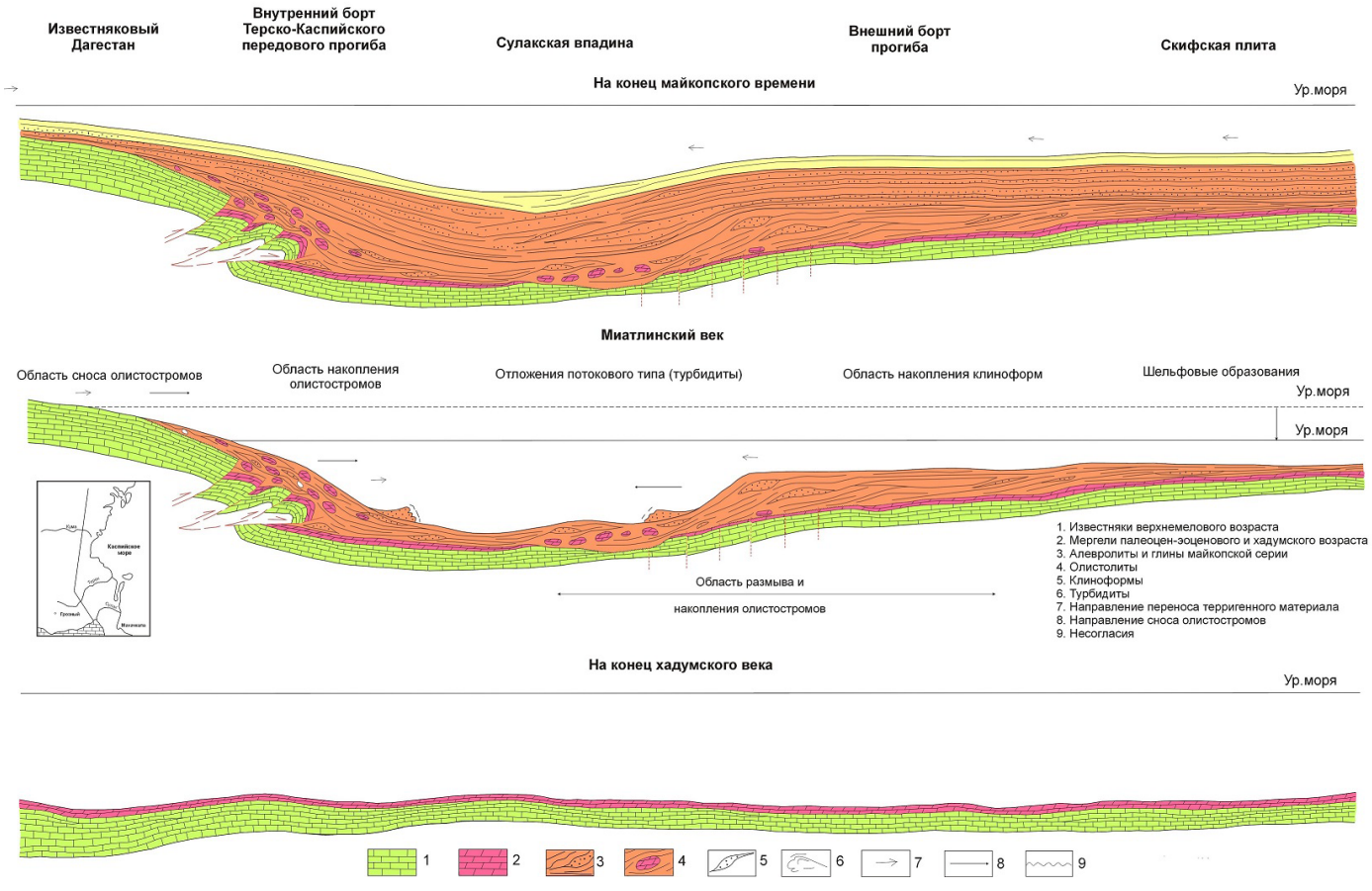


Рис. 5. Принципиальная схема накопления майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа

точка зрения: рассматривать ЗАР как олистостромовую толщу, где матриксом являются терригенные ачимовские отложения, носящие следы подводно-оползневых деформаций, а баженовские отложения представляют собой олистолиты (внедрения), переотложенные в результате отрыва и сноса вниз по склону бассейна седиментации блоков пород. Это классическое представление об осадочной природе олистостромов (в переводе с греческого означает «пласт – оползень»).

Генезис отложений определяется при анализе их морфологии, на основе детального изучения материалов бурения (рис. 6), а также результатов сейсморазведочных работ (рис. 7).

Методика исследований ЗАР включала изучение структурно-тектонических особенностей данной территории, сейсмостратиграфический анализ (2D-, 3D-сейсморазведка), анализ данных ГИС, керна, а также проведение литолого-фациальных, седиментологических, палеогеографических и палеотектонических реконструкций с целью создания модели осадконакопления и обоснования условий формирования ЗАР.

Для обоснования природы ЗАР были построены серии карт (толщин ЗАР, толщин олистолитов и толщин песчаников ЗАР), в основу которых положено детальное литологическое расчленение разрезов 651 скважины с выделением в разрезах включений баженовской свиты и терригенной составляющей ачимовских отложений ЗАР. В результате получены качественно новые данные, которые, уточняя внутреннее строение, обосновывают генезис ЗАР, который заложен в рассматриваемую ниже классификацию олистостромов.

Выявление генезиса олистостромов связано с их строением и пространственно-временными закономерностей размещения. По справедливому замечанию М.Г. Леонова, «только понимание всей совокупности явлений, которые приводят к становлению олистострома как определенного геологического тела, позволяет правильно трактовать генезис хаотических комплексов» (Леонов, 1981, с.51).

Согласно данным керна и геофизических исследований МОГТ и ГИС, в интервале ЗАР отмечается широкое развитие оползневых, флюидальных и косослоистых текстур, а также олистолитов разного размера (от первых сантиметров до блоков 35 м по толщине), стратиграфических несогласий, кластических (нептунических) даек, зеркал скольжения, погребенных разломов и др., образующих генетически связанные дислокации олистостромовой природы. Отметим, что многие дислокации были ранее неоднократно описаны исследователями, но не всеми оценено их значение.

Многообразие форм олистостромов можно объяснить особенностями их образования, в первую очередь литолого-фациальным составом оползающих пород, степенью их литификации, а также экзогенными и эндогенными причинами оползания. Все эти факторы зачастую действуют совместно, вовлекая в оползание толщи различной мощности, и приводят к многообразию форм. Наиболее приемлемой для понимания генезиса мы считаем морфологическую классификацию, в которую включены те особенности олистостромов, которые могут свидетельствовать об их происхождении и легко диагностируются. В особую группу выделены образования, парагенетически связанные с олистостромами. Тело олистострома

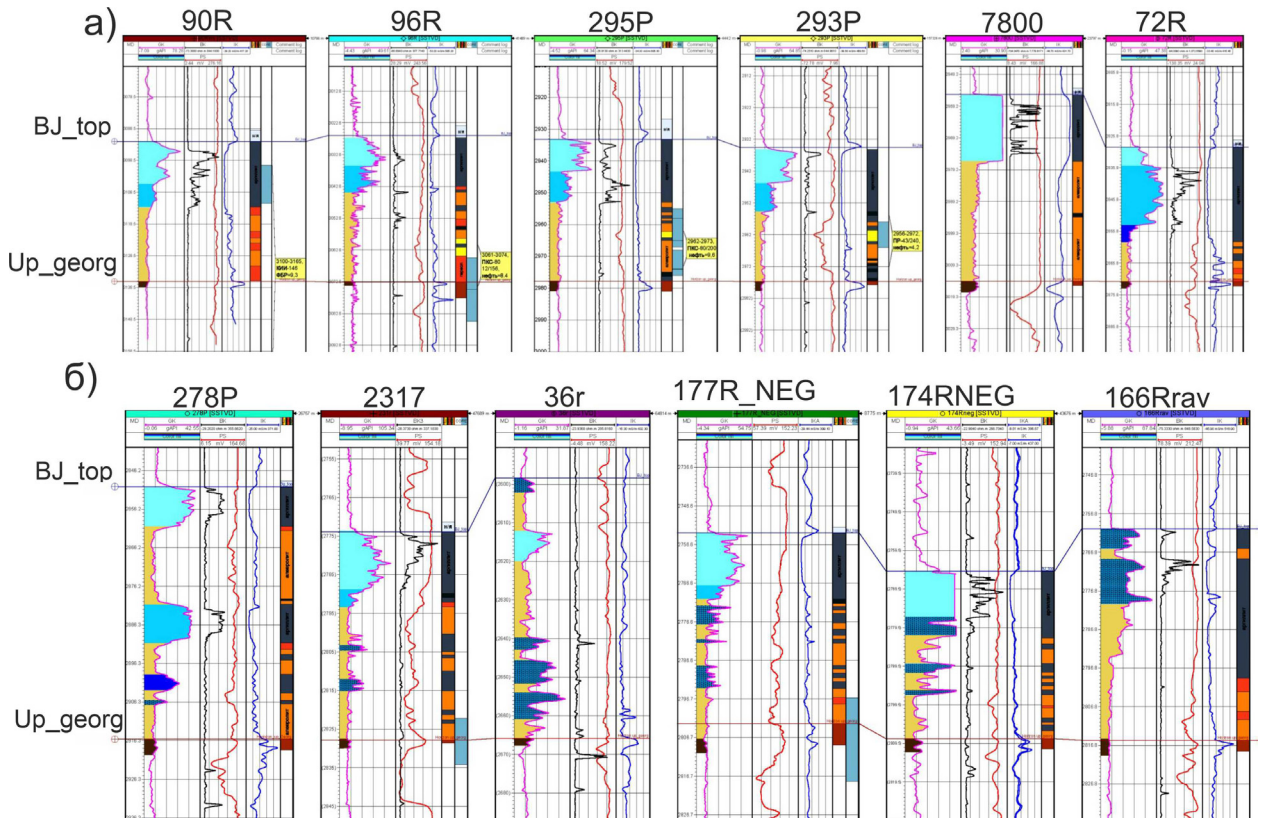


Рис. 6. Схемы корреляции скважин: а) в западной части Широтного Приобья (Северо-Конитлорская,Тевлинско-Русскинская, Имилорская площади); б) в восточной части (Кечимовская, Выинтойская, Покачевская, Поточная площади)

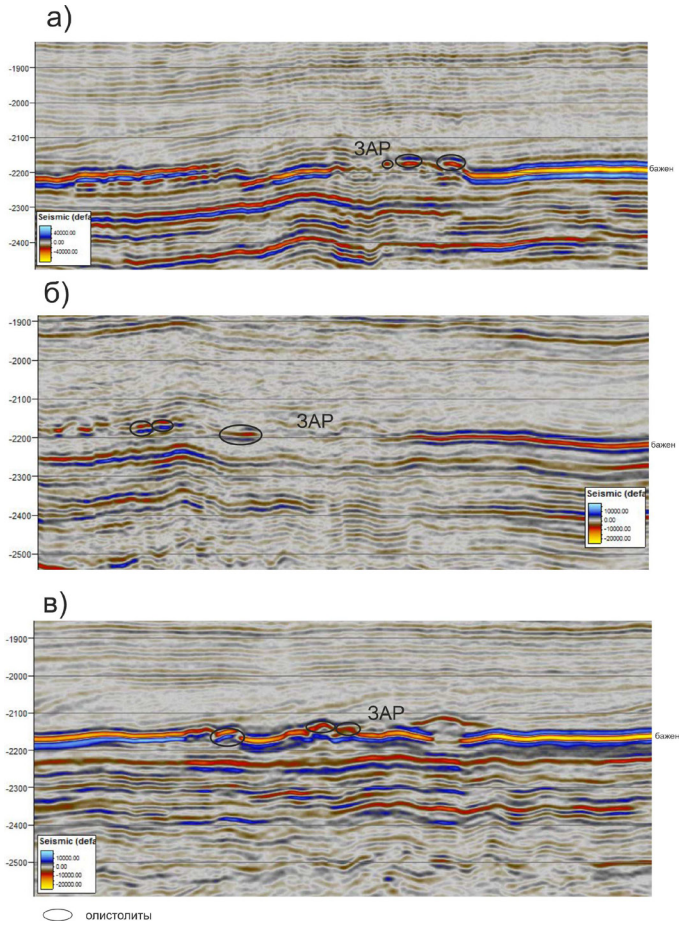


Рис. 7. Фрагменты сейсмических разрезов, иллюстрирующие зоны аномальных разрезов (ЗАР): а) Имилорская площадь; б) Южно-Выинтойская площадь; в) Повховская площадь

состоит из основной массы (матрикса), для которого при формировании в морских условиях характерны подводно-оползневые деформации нелитифицированного осадка и олистолитов (включений). Олистолиты разного размера представлены тонкослоистыми кремнисто-глинистыми битуминозными отложениями баженовского возраста.

Глинистые небитуминозные породы матрикса ЗАР – это серые уплотненные глины, обычно слабоалевритистые с раковистым и неровным сколом, возраст которых определен как ачимовский. Песчаники и алевролиты здесь светло-серые, преимущественно мелкозернистые с пелитовым цементом. Глины и песчаники зачастую подвержены оползневым деформациям (рис. 3, в), они как по внешнему облику, так и по минералогическому составу, согласно проведенным исследованиям, идентичны породам ачимовской толщи и, по сути, ими же и являются, что подтверждено фаунистическими данными.

Подводно-оползневые деформации матрикса, известные как «внутриформационные нарушения», «псевдоскладчатость» и др., образуются при пластичном течении незатвердевшего осадка, выражены изгибами слоев и хорошо известны по керну ачимовских отложений как в ЗАР, так и выше по разрезу. По морфологии и степени интенсивности оползневые деформации можно разделить на складчатые и потоковые. Слаболитифицированный осадок с относительно большой степенью перемещения в процессе оползания образует характерную текстуру, которая получила название потоковой. Перемещение материала в результате его разжижения может привести к началу формирования гравитационных потоков. Образование оползней и потоков может быть вызвано общей причиной – сейсмичностью, в результате чего образуется группа

переотложенных осадков, сходных по морфологии с турбидитами, что говорит об их происхождении, связанном с активной палеосейсмичностью. Оползневые горизонты в разрезе перемежаются с нормально-слоистыми, недеформированными отложениями (рис. 3, в).

Присутствие в разрезе олистолитов (включений баженовских отложений) говорит о качественно других условиях генезиса олистостромов, чем простое оползание нелитифицированного осадка. Олистолиты являются отторженцами, прошедшими стадию литификации, которые переотложены в более молодые ачимовские осадки. Размеры включений варьируют от первых сантиметров до олистолитов толщиной в 35 м, которые идентифицируются по материалам ГИС (рис. 3, г–ж, 6) и сейсморазведки (рис. 3, а, 7). В аномальных разрезах переотложенные битуминозные породы, по материалам ГИС и керну, не отличаются от аналогичных пород нормальных баженовских разрезов, что является весьма показательным. Обращает также на себя внимание, что текстура баженовских отложений по керну в олистолитах такая же, как и в коренном залегании: горизонтально-слоистая, без признаков взмучивания и следов конволютной слоистости (рис. 3, г), что свидетельствует о том, что к моменту образования ЗАР отложения свиты были полностью литифицированы и вовлечены в оползание в виде блоков. Данное обстоятельство опровергает утверждение сторонников гипотезы о проникновении ачимовских отложений в нелитифицированные баженовские отложения, которые непременно должны были бы быть подвержены интенсивным деформациям. Из приведенных на рис. 3, д кернов отчетливо видно, что баженовская брекчия с остроугольными краями формировалась в результате переотложения уже уплотненных, литифицированных обломков битуминозных отложений на расстояние до первого десятка километров.

Сделаем ряд замечаний, основанных на фактических данных. Собственно, ачимовские отложения, залегающие между олистолитами баженовских отложений в отдельных прослоях, зачастую несут следы оползневых деформаций, перемежающихся с нормально-слоистым разрезом. Отметим, что такие текстурно-структурные особенности никак не укладываются в концепцию формирования ЗАР за счет внедрения ачимовских отложений в баженовские при их расклинивании. В последнем случае вся ачимовская толща непременно была бы сильно деформирована и дезинтегрирована, мы же зачастую наблюдаем нормальное переслаивание разреза. Более того, сторонники теории «расклинивания» полагают, что именно песчаная пульпа при своем воздействии способна «расклинивать» баженовские отложения, однако известны разрезы, где в ЗАР практически отсутствуют песчано-алевритовые разности и вмещающая толща имеет в основном глинистый состав (Южно-Выинтойская площадь, рис. 7, б).

Согласно данным керна, в матриксе ЗАР помимо оползневых текстур и олистолитов отмечается широкое развитие парагенетически связанных с олистостромами образований: различных обломков пород, кластических даек, отложений грязекаменных потоков, зеркал скольжения, литификационного кливажа, текстур облегания, локальных несогласий, эрозионных врезов и др. Среди обломков выделяются конгломераты и брекчии, которые отличаются по степени окатанности. Очень часто во время сползания олистолитов как на самом теле олистолита, так и на поверхности, по которой он сползает, образуются следы скольжения. Так, при скольжении крупных олистолитов возникает напряжение на подстилающие отложения и образуется литификационный кливаж, который определяется системой параллельных трещин. Еще одной особенностью области развития олистостромов является то, что, перемещаясь, олистолиты и оползни производят эрозию дна (врезы), как бы «выпахивая» подстилающие отложения. Рассмотренные особенности строения характерны для *области накопления* ЗАР. Для *области сноса* характерны стратиформная трещиноватость, кластические дайки (рис. 3, б), погребенные разрывы и эрозионные срезы. Стратиформная трещиноватость – это система параллельных трещин, которая нарушает целостность пород и разделяет монолитные горные породы на отдельные блоки, часть из которых вовлекается в процессы оползания. Во время тектонических деформаций образуются более широкие трещины, которые заполняются кластическим материалом, образуя кластические дайки, являющиеся показателем палеосейсмичности. Их ассоциация с явлениями оползания свидетельствует о том, что эти горизонты возникли не в результате пассивного гравитационного подводного оползания, а связаны с землетрясениями (палеосейсмичностью), что характерно для изучаемых разрезов. Вовлекаясь в процессы оползания, оползшие блоки образуют «шрамы» – эрозионные срезы и стратиграфические несогласия, когда типично ачимовские отложения залегают на георгиевской свите или реже размытой поверхности среднего бажена (рис. 3, ж, скв. 315, 801ск). И наконец, в области, удаленной от накопления олистостромов, возникают турбидиты и отложения грязекаменных потоков.

Особенности пространственного распространения олистостромов идентифицируются по материалам сейсморазведки и ГИС, которые по Широтному Приобью были привлечены в полном объеме.

«Оползневая» модель ЗАР довольно уверенно распознается на временных сейсмических разрезах. Однако сложность геологического строения, сильная литологическая изменчивость и невыдержанность отложений олистостромовой толщи (ЗАР) длительное время затрудняли их изучение по временным разрезам и приводили к появлению разнообразных точек зрения на формирование, поскольку качество данных сейсморазведки в первые годы не соответствовало решению этих задач и давало весьма скудное, а иногда и ложное представление о строении «аномальных» разрезов. Анализ современного сейсмического материала благодаря широкому применению МОГТ 3D отличается четкой прорисовкой деталей строения, что позволяет изучать внутреннюю структуру ЗАР, идентифицируя их олистостромовую природу (рис. 3, а, 7). На временных сейсмических разрезах ЗАР характеризуются отсутствием устойчивой формы волнового пакета, регистрируются отрывистыми, бугристыми, хаотичными осями синфазности с отсутствием выдержанных площадок и фаз. В целом динамически не выдержанный в ЗАР горизонт «Б» прослеживается фрагментарно по разрезу, где видны отдельные крупные олистолиты. На коротком расстоянии нарушается корреляция пластов и скачкообразно меняется состав пород, что характерно для олистостромовых

отложений. Резкие скачки толщины ЗАР и контрастные акустические свойства в данной части разреза зачастую приводят к выделению специалистами мнимых смещений разрывного характера. Концептуальное же изучение разрезов с тесной увязкой с данными бурения позволило во многом раскрыть особенности строения и формирования ЗАР, тем более что разрешающая возможность современной сейсморазведки позволяет распознать внутреннюю структуру этих разрезов. Однако анализировать ЗАР по данным сейсморазведочных работ следует по глубинным разрезам и в масштабе 1:1, чтобы избежать искаженного представления о формировании изучаемых отложений.

Из рис. 3, а, 7 видно, что над ЗАР отчетливо проявляется клиноформное строение ачимовских отложений, но не видится «расклинивание» ачимовских клиноформ ЗАР, чего придерживаются сторонники идеи вклинивания «ачимовки в бажен». Последнее может свидетельствовать лишь о том, что даже после накопления ЗАР с толщинами до 100 м и больше склон бассейна седиментации не был скомпенсирован осадками, а в последующем продолжал накапливать ачимовскую толщу клиноформного строения. Резко некомпенсированное осадконакопление искажает картину строения ЗАР на временных разрезах, создавая иллюзию «сорванной крышки».

По данным ГИС достоверно выделяются крупные блоки баженовских отложений, мелкие обломки идентифицируются по керновому материалу (рис. 3, д). В ЗАР баженовские отложения в коренном залегании ожидаемо встречаются вблизи западной границы ЗАР, как, например, в скважинах 102, 103, 103Р 104Р Северо-Кочевской площади. Обычно на георгиевских глинах залегают ачимовские отложения, в которых выделяется один или несколько уровней олистолитов. В разрезах баженовской свиты в коренном залегании вдоль восточных границ ЗАР в ряде скважин выделяются разрезы, в которых отмечается сокращение верхней части баженовской свиты, это зоны отрыва и сноса олистолитов (рис. 3, ж). В ЗАР часто выделяется несколько уровней олистолитов баженовской свиты (рис. 3, е, ж, 6, б).

Нормальные разрезы баженовской свиты характеризуются определенной фациальной изменчивостью в пределах конкретного изучаемого участка, что сказывается на форме кривых ГИС, особенно гамма-каротажа. В крупных олистолитах баженовской свиты в ЗАР форма кривой ГИС аналогична близрасположенному (восточному) коренному залеганию, что указывает на «местное» их происхождение. Таким образом, для всех выделенных ЗАР характерны свои «парные» связи между баженовскими отложениями в коренном залегании и в переотложенном – в виде олистолитов.

Обсуждение и выводы

Обобщение всего материала и построение карт толщин ЗАР, суммарных толщин олистолитов ЗАР и песчаников позволили выявить ряд принципиальных закономерностей строения в пределах Широтного Приобья, отражающих ключевые особенности генезиса.

На изучаемой территории ЗАР представляют собой геологические тела длиной до 80 км и шириной от 2 до 34 км (рис. 8). На основе детального посскважинного анализа и расчленения ЗАР было установлено, что в оползание были вовлечены в основном отдельные блоки баженовских отложений толщиной до 20 м, в разрезе было образовано по несколько стратифицированных уровней, достигающих суммарных толщин до 60 м (Кечимовская площадь). Распространение олистолитов в разрезе, а также их внутреннее строение говорят о синхронности этих образований в пределах рассматриваемого региона и особенностях их формирования.

В Широтном Приобье выделено семь крупных зон распространения АР: Конитлорская, Тевлинско-Имилорская, Равенско-Кечимовская, Выинтойская, Повховская, Покачев-Поточная и Восточно-Перевальная. По каждой из зон построен комплект геологических карт, по которым можно прогнозировать развитие пластов-коллекторов в ЗАР.

В целом, согласно карте толщин ЗАР в пределах изученного региона, максимальные толщины соответствуют более западным районам. В пределах Имилорского месторождения ЗАР достигают 135 м. В центральных зонах значения не превышают 100 м, а в более восточных районах средние толщины редко достигают порядка 70 м и в крайних восточных районах не превышают 45 м. С учетом характера толщин внутри каждой из выделенных зон отметим, что максимальные значения приходятся на центральные области внутри ЗАР. Указанные закономерности, помимо прогноза развития ЗАР при бурении новых скважин, имеют практическое значение для корректной интерпретации материалов сейсморазведки.

Выявленные особенности строения подтверждают подводно-оползневую природу ЗАР и указывают на закономерное их развитие на ачимовском палеосклоне, когда в сторону осевой части бассейна седиментации увеличивается толщина накапливающихся осадков ЗАР:

- ЗАР образуют несколько оползневых горизонтов (до 5–7);
- ЗАР сформированы путем перемещения значительных объемов олистолитов в субширотном направлении: с востока на запад – на расстояние до первого десятка километров, согласно анализу строения ЗАР;
- общая толщина ЗАР (фиксируемая по самому верхнему олистолиту) уменьшается в направлении с запада на восток с 100 м и более до 20–30 м, о чем свидетельствуют схемы корреляции, построенные по изученным бурением площадям;
- вскрытые скважинами отложения баженовского возраста являются не чем иным, как отторженцами в виде олистолитов (включений) баженовского возраста в отложениях ачимовской свиты;
- на самом деле участкам ЗАР соответствуют зоны отсутствия отложений баженовского возраста в их коренном залегании вследствие размыва и переотложения в виде олистолитов, что доказывают результаты детальной корреляции разрезов, изучение динамической записи, кернового материала и др.

Особенности осадконакопления региона в баженовское время (титон-нижний берриас)

Баженовское время в Западной Сибири пришлось на конечную стадию крупнейшей в геологической истории Сибири морской трансгрессии. Уже в кимериджском веке море почти полностью затопило Западно-Сибирскую

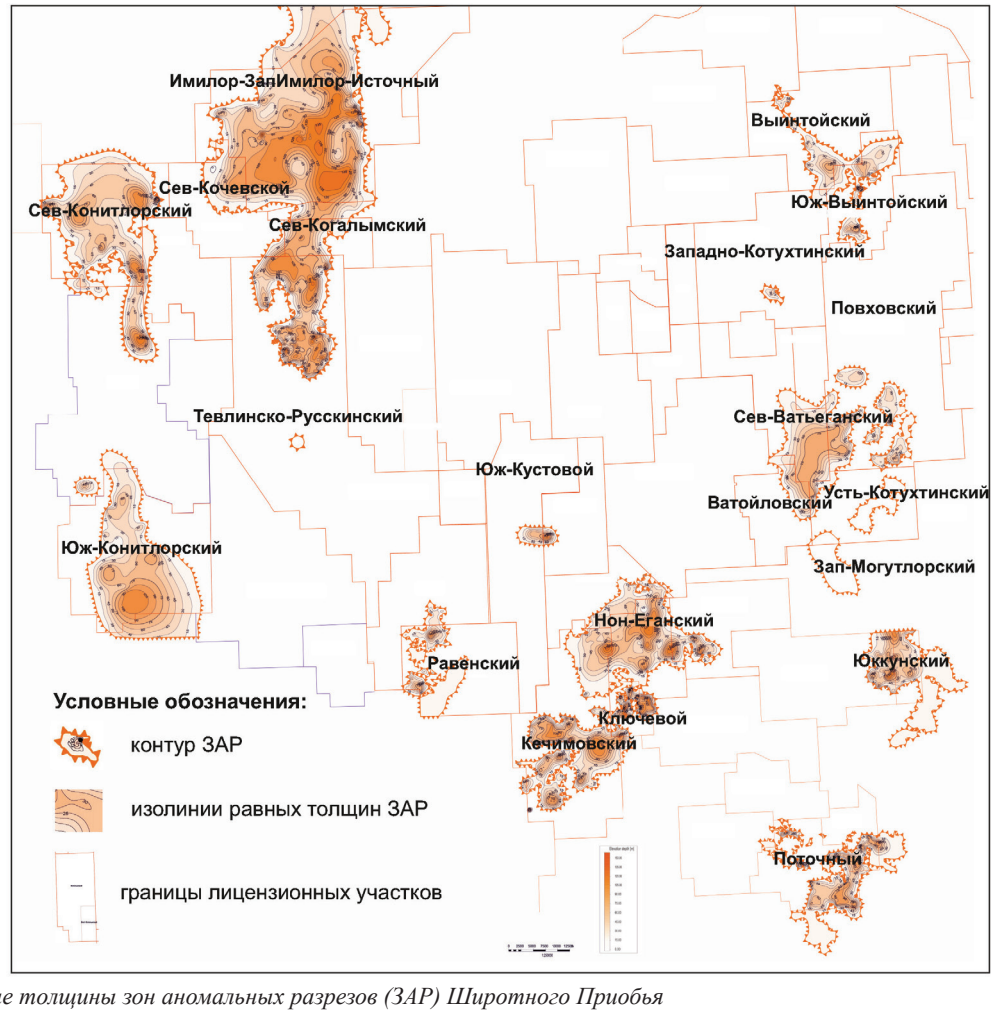


Рис. 8. Суммарные толщины зон аномальных разрезов (ЗАР) Широтного Приобья

плиту. Из всех мезозойских и палеогеновых эпиконтинентальных бассейнов Сибири баженовское море было самым глубоким. Преобладали зоны с плохой циркуляцией придонных вод, низкими темпами седиментации и спокойным тектоническим режимом. В это время были накоплены тонкоотмученные, горизонтально-слоистые или массивные с листоватой или тонкоплитчатой отдельностью битуминозные аргиллиты, что связано с пассивной гидродинамикой бассейна седиментации. Баженовский горизонт образовался не только во время максимума трансгрессии, но и в условиях тектонического покоя и выравнивания рельефа.

Особенности осадконакопления региона в ачимовское время

На смену этапу стабилизации баженовского времени пришел период, ассоциирующийся с позднемезозойской активизацией, производной которой на ранней стадии и являются ЗАР, максимально проявившиеся в раннемеловую эпоху. Особенности седиментации в неокомское время обусловлены проградационным наращиванием склона в условиях некомпенсированного прогибания широкой (400–500 км) подводной равнины, полого наклоненной к западу, что и определило базовые элементы строения клиноформного ачимовского комплекса и ЗАР. ЗАР в пространстве подчинены той же субмеридиональной зональности, что клиноформы, не оставляя сомнений в их генетической связи.

Рассматриваемое время сопровождалось ярко выраженным проявлением горизонтальной седиментации, что является постоянно действующим и решающим фактором осадконакопления, как при формировании ЗАР, так и при формировании общего клиноформного комплекса неокомских отложений. Большинство исследователей ачимовской толщи справедливо считают, что на ее формирование большое влияние оказывали седиментационные оползневые процессы. С одной стороны, это мнение основывалось на общетеоретических представлениях об условиях осадконакопления в пределах палеосклона, когда поступление обломочного материала опережало возможности его перераспределения в морском бассейне; с другой – на этот факт указывает наличие в ачимовской толще интенсивно дислоцированных подводно-оползневыми процессами пород с обилием первично неконсолидированных включений глин в песчаниках, переслаивающихся нормально-слоистыми образованиями. Наиболее убедительным, на наш взгляд, свидетельством существования подводных оползней в неокоме являются ЗАР. Поскольку процессы происходили в ачимовское время и баженовские отложения находятся в переотложенном состоянии, стоит отказаться от названия «аномальный разрез бажена» (АРБ), так как последнее вводит в заблуждение о времени их формирования.

Генезис ЗАР

Если механизм оползания осадка является достаточно очевидным, то вопросы генезиса олистолитов вызывают

обычно острые дискуссии. Останавливаясь на этом вопросе, отметим, что для возможности переотложения древних пород в более молодые осадки необходим перерыв вмещающих олистолит отложений на сопряженном приподнятом участке. Ввиду клиноформного строения ачимовских отложений такие геологические предпосылки на территории исследований очевидны.

Причины возникновения оползней можно разделить на палеогеографические (геморфология седиментационного бассейна), седиментационные (главным образом определяемые скоростью седиментации), гидродинамические (сильные волны, особенно при прохождении ураганов, волны цунами) и тектонические (палеосейсмичность). Чаще всего действует не один, а несколько факторов одновременно, чем и определяется широкое распространение оползней и обвалов на подводных склонах.

Выполненные палеотектонические и палеогеографические реконструкции с седиментационным анализом позволяют восстановить условия формирования ЗАР, как региональные, так и локальные, с использованием фактических данных.

Мы сделали попытку конкретизировать механизм формирования ЗАР. Принципиальная региональная схема формирования олистолитов и в целом олистостромов для условий Западной Сибири приведена на рис. 9. Очевидно, что на момент срыва олистолитов баженовские отложения должны быть обнажены в подводных условиях. Оторвавшись, олистолиты перемещались по уклону дна и, остановившись, перекрывались осаждавшимися осадками, захороняясь в виде включений, которые мы наблюдаем. Многоуровневое развитие в разрезе олистолитов отражает импульсный многостадийный характер олистостромообразования. Оползание громадных масс повторно инициировало взмучивание и дополнительную активную переработку осадочного материала. Можно с уверенностью констатировать, что особенно интенсивно эти процессы проявились в ачимовское время. Накопление осадков, перекрывающих баженовские отложения, происходило в условиях лавинной седиментации.

Масштабность проявления ЗАР (рис. 1) не может быть объяснена только обычными седиментационными процессами. ЗАР образовались во время седиментационных оползневых явлений, обусловленных тектоническими процессами (в том числе палеосейсмичностью). Подтверждением проявления палеосейсмичности на исследуемой территории являются кластические дайки, а также погребенные разрывные нарушения. Аномальные зоны расположены в пределах как положительных структур, так и отрицательных, а их ориентировка согласуется с простиранием тектонических элементов I порядка.

Прямым свидетельством ачимовского тектогенеза являются многочисленные погребенные (конседиментационные) разрывные нарушения, затухающие в ачимовских отложениях. В процессе накопления клиноформенного комплекса различные участки дна бассейна седиментации испытывали разнонаправленные вертикальные подвижки. Амплитуда вертикальной составляющей смещений по разломам на уровне горизонта «Б» составляет 15–25 м, реже 35–45 м. Обнаруженные в керне признаки разломной тектоники подтверждены сейсмическими данными.

Битуминозные сланцы баженовской свиты, обладая своеобразным литологическим составом и склонностью к рассланцованности, при сейсмических толчках и субвертикальных тектонических подвижках легко могли соскальзывать от своего основания и, дробясь на отдельные блоки, двигаться под действием силы тяжести вниз по склону бассейна седиментации, облекаясь впоследствии песчано-глинистым материалом ачимовских отложений. В результате происходило оползание и, как следствие, внедрение баженовских олистолитов в ачимовские отложения. Схожий механизм поэтапно показан на рис. 9. Необходимо признать, что подобно баженовским отложениям, кумские битуминозные сланцы Северо-Восточного Кавказа также являлись основным горизонтом соскальзывания при формировании миатлинской олистостромовой толщи олигоцена (Шарафутдинов, 2003).

Расчлененность рельефа отразилась на формировании следующих, более молодых пластов, осадки которых в одних случаях нивелировали рельеф, заполняя наиболее погруженные зоны, в других – формировали сложные зоны облекания. Продолжающееся погружение территории на фоне интенсивного привноса терригенного материала позволило указанным телам сохраниться и оказаться погребенными под более поздними нормально-слоистыми осадками ачимовских отложений. Повторяясь во времени, дислоцированные ЗАР перемежаются в разрезе со спокойно залегающими ачимовскими отложениями.

Недокомпенсированный осадконакоплением баженовский седиментационный бассейн предопределил палеогеографическую обстановку с относительно крутыми бортами бассейна. Последующие отложения ачимовской толщи являются результатом периодического пульсационного поступления терригенных масс в бассейн седиментации в условиях его некомпенсированного прогибания и лавинной седиментации с формированием мощного клиноформного комплекса отложений. Зоны развития олистостромового разреза соответствуют первым импульсам заполнения прогиба. По времени образования с востока на запад ЗАР имеют все более молодой возраст.

Таким образом, среди определяющих факторов, связанных между собой и «ответственных» за формирование ЗАР, можно выделить следующие:

- благоприятные палеогеографические условия – региональный склон бассейна седиментации с некомпенсированным осадконакоплением;
- снижение уровня моря;
- особенности проявления лавинной седиментации в ачимовское время с проградационным наращиванием склона, что определило базовые элементы строения клиноформного комплекса;
- тектоническая раннемеловая активизация;
- палеосейсмичность – ЗАР в основном приурочены к зонам тектонической напряженности, связанной с разломной тектоникой и структурообразованием;
- пульсационное проявление факторов олистостромообразования;
- литологический фактор баженовских олистолитов – высокое содержание тонкодисперсного органического вещества порождает их листоватость и легкое дезинтегрирование и скалывание на блоки (олистолиты);

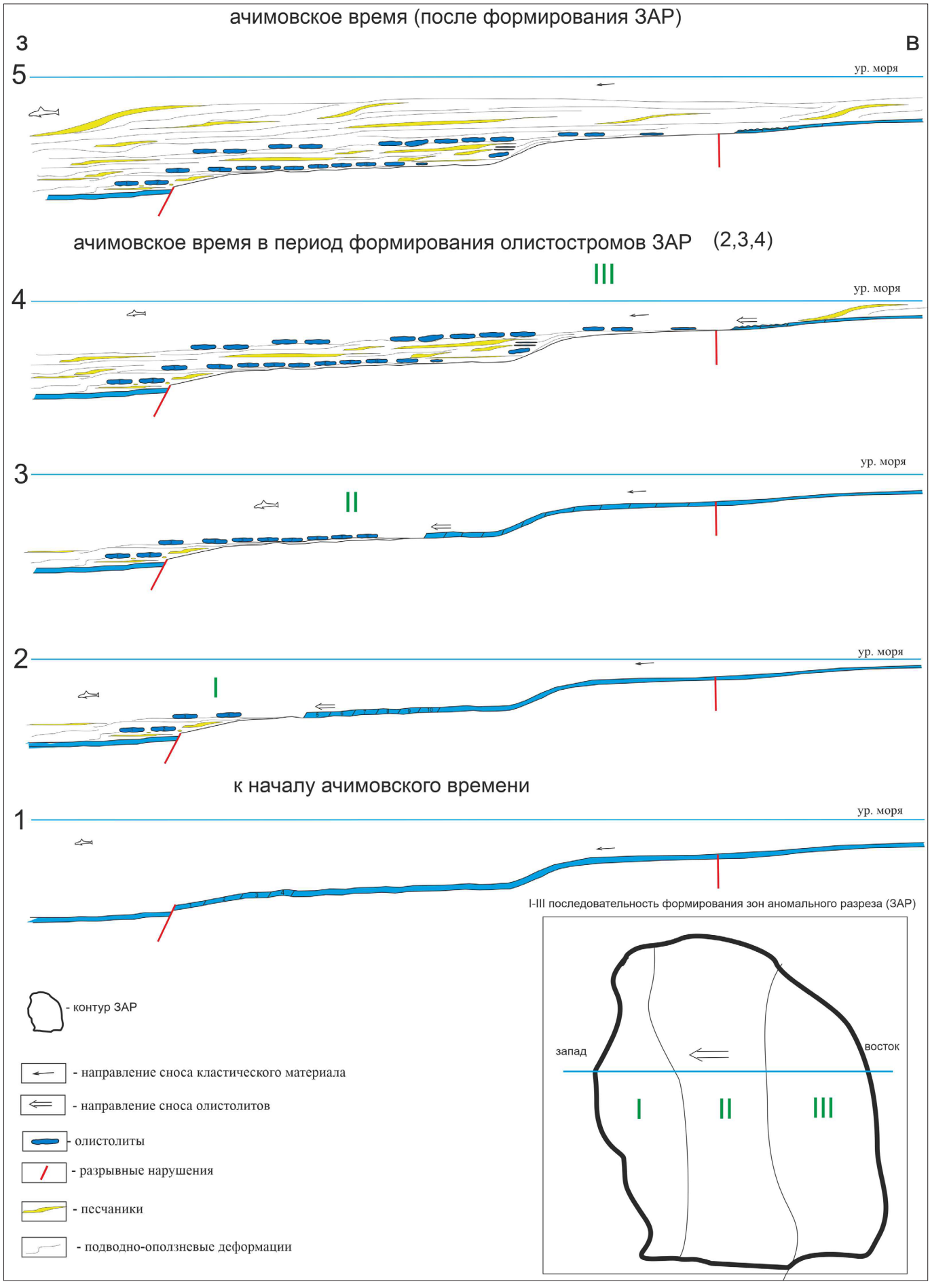


Рис. 9. Принципиальная схема формирования зон аномального разреза (ЗАР)

Правильность сделанных выводов также подтверждается тем, что при современных землетрясениях в подводных условиях возникают оползания осадков, по масштабам и условиям проявления сходные с рассмотренными ископаемыми.

Заключение

Рассмотрены существующие взгляды на генезис ЗАР и дан их критический анализ. К настоящему времени предложено около десятка вариантов объяснения генезиса ЗАР, однако в большинстве случаев они оказались несостоятельными применительно к объяснению явления в целом. С учетом накопленных к настоящему времени данным ни одна из рассмотренных гипотез не является общепринятой. Вместе с тем накопленный фактический материал позволяет существенно сузить круг причин генезиса ЗАР.

Недооценка ЗАР и/или неполный анализ фактического материала ведут к серьезным ошибкам стратиграфического, структурного и палеогеологического характера, которые негативно сказываются в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ. Как результат, к настоящему времени нет четкой концептуальной модели стратегии поисков залежей в этом своеобразном комплексе отложений. Соответственно, многие используемые модели месторождений не могут служить адекватной основой для разработки залежей.

Установлены ключевые особенности строения для понимания генезиса ЗАР. Определены литолого-фациальные, структурно-текстурные особенности строения ЗАР, свидетельствующие об их олистостромовой природе. Выполнена классификация выявленных морфологий ЗАР. Наличие олистолитов баженовских отложений на нескольких уровнях свидетельствует о нескольких фазах активизации образования олистостромов.

Предложенная модель формирования олистостромов дополнительно обосновывает возраст ЗАР, что позволяет с уверенностью говорить об ачимовском, а не о баженовском возрасте рассматриваемых отложений.

Установлены причины образования ЗАР и обоснован их генезис. На основе имеющих данных и особенностей строения ачимовской олистостромовой толщи предложен механизм их формирования за счет подводно-оползневого (олистостромового) генезиса на фоне конседиментационной тектоники.

Принципиально важным является понимание, что зоны аномального разреза представляют собой своеобразную олистостромовую фацию ачимовского времени, когда уже литифицированные баженовские блоки (олистолиты) внедрялись в ачимовские осадки в результате подводно-оползневых процессов.

Предложенная модель представляется наиболее логичной, подкрепляется всеми известными на сегодняшний день фактическими данными, является наиболее универсальной, вписывается в палеогеографическую обстановку и тектонический режим, которые господствовали в ачимовское время. Эта модель позволит по-новому взглянуть на особенности строения, оценить запасы в ЗАР, а также дать рекомендации на проведение поисково-разведочных работ в литологических ловушках ЗАР.

Благодарности

Автор выражает большую благодарность рецензенту за ценные замечания и рекомендации, которые были учтены при доработке статьи, а также благодарность коллегам по работе В.Ф. Гришкевичу, М.А. Бордюгу, В.А. Мусихину, И.Н. Керусову, К.Н. Кунину, В.Н. Колоскову, А.В. Лялину и А.А. Нежданову, М.Ю. Зубкову за ценные замечания и обсуждение, способствующие улучшению публикации.

Литература

Бембель С.Р., Задоенко Л.А. (1993). Природа аномальных разрезов баженовской свиты на Южно-Ватьеганской площади (верхняя юра Западной Сибири). *Бюллетень МОИП. Отделение геологии*, 68(1), с. 115–119.

Бембель С.Р., Цепляева А.И. (2014). Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, (10), с. 7–17. http://dx.doi.org/10.15593/2224-9923/2014.10.1

Беспалова Е.Б., Полякова А.А., Кучерявенко Д.С. (2004). Особенности строения и условий образования аномальных разрезов баженовской свиты (на примере Конитлорского и Курраганского месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна). *Геология нефти и газа*, (1), с. 6–13.

Бордюг М.А., Славкин В.С., Гаврилов С.С. (2010). Особенности строения и формирования аномального разреза баженовской свиты на примере Северо-Конитлорского месторождения. *Геология нефти и газа*, (1), с. 32–40.

Брадучан Ю.В., Глушко Н.К., Комисаренко В.К., Шатова Л.А., Гришкевич В.Ф., Касаткин В.Е., Предеин С.А., Теплоухова И.А., Торопов Э.С. (2005). О возрасте отложений аномальных разрезов пограничных слоев юры и мела по скважинам Северо-Конитлорского месторождения (предварительное сообщение). *Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа*, (16), с. 28–30.

Вологодский Д.В. (2013). Особенности залегания и формирования верхнеюрских и нижнемеловых отложений в зонах развития аномальных разрезов на примере Тевлинско-Русскинского нефтяного месторождения: Автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук. М., 26 с.

Гатина Н.Н., Гарифуллин И.И. (2023). Опыт построения детальной схемы нефтеносности зоны аномального разреза баженовско-ачимовских отложений на основе сейсмогеологической модели. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 18(1). http://www.ngtp.ru/rub/2023/12_2023.html

Гришкевич В.Ф., Касаткин В.Е., Лагутина С.В., Москаленко Н.Ю., Смоляков Г.А., Панина Е.В., Лаптей А.Г., Торопов Э.С., Стариков В.С., Хорошев Н.Г., Блинкова А.В., Черноскулова В.А. (2017). Некоторые аспекты совместного моделирования ачимовской толщи и аномальных разрезов баженовской свиты. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (9), с. 27–42.

Гутман И.С. (2011) Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе инновационных технологий. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 116 с.

Гутман И.С., Качкина Е.А., Шалупина А.В., Семянов А.А., Скачек К.Г. (2013). Особенности геологического строения аномальных разрезов в верхнеюрских и ачимовских отложениях Кечимовского месторождения. *Нефть. Газ. Новации*, (2), с. 15–22.

Зарипов О.Г., Сонич В.П. (2001). Новый тип разреза баженовской свиты и перспективы увеличения извлекаемых запасов на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы IV науч.-практ. конф.* Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 143−153.

Зубков М.Ю., Пормейстер Я.А. (2005). Клиноформное строение неокома и аномальных разрезов баженовской свиты в пределах Кальчинского месторождения (по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования). *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы VIII науч.-практ. конф.* Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, Т. 2, с. 305–318.

Качкина Е.А (2020). Тектонические условия формирования аномальных разрезов баженовской свиты и компенсационной ачимовской толщи на месторождениях Широтного Приобья Западной Сибири: Дис. … канд. геол-минерал. наук. М., 118 с.

Колокольцев В.Г., Ларичев А.И. (2006). Позднемезозойская тектоно-магмато-метасоматическая активизация Западно-Сибирской плиты и ее отражение в структуре нефтегазоносного бассейна. *Актуальные*

проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика: Сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. СПб.: Недра, с. 270–283.

Леонов М.Г. (1981). Олистостромы в структуре складчатых областей. Труды института, Вып. 344. М.: Наука, 177 с.

Микуленко К.И. (1967). Подводно-оползневые образования в палеоценовых и эоценовых отложениях Дагестана. *Известия АН СССР. Серия геологическая*, (2), с. 134–149.

Микуленко К.И., Острый Г.Б. (1968). Оползневые образования в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. *Литология и полезные ископаемые*, (5), с. 111–118.

Мкртчян О.М. (1985). О строении баженовской свиты Западной Сибири. *Доклады АН СССР, 280(3),* с. 700–704.

Мкртчян О.М., Трусов Л.А., Белкин И.М., Дёгтев В.А. (1987). Сейсмологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. М.: Наука, 126 с.

Москвин М.М., Семихатов М.А. (1956). Подводно-оползневые нарушения в верхнемеловых и палеогеновых отложениях Дагестана. *Известия АН СССР. Серия геологическая*, (10), с. 67–84.

Нежданов А.А. (2004). Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. Дис. ... др. геол.-минерал. наук. Тюмень, 297 с.

Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Корнев В.А., Хафизов Ф.З. (2017). Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения. *Известия вузов. Нефть и газ*, (6), с. 34–42.

Нежданов А.А., Туманов Н.Н., Корнев В.А. (1985). Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика. *Сейсморазведка для стратиграфии и литологии: Тр. ЗапСибНИГНИ*. Тюмень, с. 64–71.

Осыка А.В. (2004). Аномальные разрезы баженовской свиты на Повховской площади – объект для поиска углеводородных залежей. *Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа*, (14), с. 40–42.

Петров А.И., Шеин В.С. (1999). Геодинамическая модель резервуара с кремнисто-глинистым коллектором (на примере баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения Западной Сибири). *Геология нефти и газа*, (9).

Соколовский А.П., Соколовский Р.А. (2003). Аномальные типы разрезов баженовской и тутлеймской свит в Западной Сибири. *Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа*, (11), с. 64–69.

Судакова В.В. (1997). Аномальные разрезы баженовской свиты на примере Федоровского месторождения нефти и газа. Модель их формирования и нефтеносность. *Известия вузов. Нефть и газ*, (6), с. 14–16.

Тимурзиев А.И. (2014). Флюидодинамическая природа формирования «аномального бажена» Западной Сибири. *Бурение и нефть*, (1), с. 28–33.

Трофимова Е.Н., Алексеева Е.В., Усманов И.Ш., Куриленкова Г.А., Медведева Е.А., Карлов А.М. (2008). Макроизучение керна. К вопросу о формировании аномальных разрезов баженовской свиты и клиноформного строения неокомского комплекса. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО–Югры: Материалы 11-й науч.-практ. конф.* Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, Т. 1, с. 240–259.

Филиппович Ю.В. (1999). Типы и механизмы формирования аномальных разрезов баженовского горизонта и ачимовской толщи. *Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа*, (4), с. 30–34.

Шарафутдинов В.Ф. (2003). Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью: Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. М., 23 с.

Ясович Г.С. (1981). Перспективы нефтеносности зон развития аномальных разрезов баженовской свиты Среднего Приобья. *Труды ЗапСибНИГНИ*, Вып. 166, с. 51–59.

Сведения об авторе

Вадим Фоатович Шарафутдинов – доктор геол.-минерал. наук, начальник отдела литолого-фациального анализа, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 109028, Москва, Покровский бульвар, д. 3, стр. 1

Статья поступила в редакцию 08.06.2023;
Принята к публикации 17.08.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Structure and genesis of the Achimov olistostromic strata of Western Siberia

V.F. Sharafutdinov
LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation
e-mail: sharafv@inbox.ru

Abstract. The question of the genesis of the anomalous Bazhen-Achimov zones remains to be one of the most controversial problems in Western Siberia. By now, about dozen hypotheses of the sedimentary environment of this specific formation have been proposed. However, none of these hypotheses is generally accepted. All hypotheses have been classified by genesis and their critical analysis is given in the article. The solution is closely related with experience of the geological exploration works, since the prospects of oil and gas are associated with these deposits. The article highlights the key features of the structure of the anomalous section's zones based on drilling and seismic data. The classification of the hypotheses is given and the features of sedimentation in the Bazhenov and Achimov times are highlighted. An accumulated data has allowed us to substantiate the olistostromous genesis of the anomalous section. Based on a set of data, including paleogeographic, sedimentological, paleotectonic reconstructions, a principal detailed model of the sedimentary environment of olistostromes is proposed for the first time. The proposed model seems to be the most logical, supported by the actual data known to date, is the most universal and fits into the paleogeographic situation and tectonic regime that prevailed in the Achimov time.

Keywords: zone of anomalous sections, Bazhenov deposits, Achimov clinoforms, olistostrom, olistolite, underwater landslide, sedimentary environment

Recommended citation: Sharafutdinov V.F. (2023). Structure and genesis of the Achimov olistostromic strata of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 95–110. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.13

References

Bembel S.R., Tseplyaeva A.I. (2014). Geological structure and some features of formation anomalous cuts of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, (10), pp. 7–17. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.15593/2224-9923/2014.10.1

Bembel S.R., Zadoenko L.A. (1993). The nature of anomalous sections of the Bazhenov formation on the Yuzhno-Vatyeganskaya Square (Upper Jurassic of Western Siberia). *Byulleten' MOIP. Otdelenie geologii,* 68(1), pp. 115–119. (In Russ.)

Bespalova E.B., Polyakova A.A., Kucheryavenko D.S. (2004). Features of the structure and formation conditions of the anomalous sections of the Bazhenov formation on the example of the Konitlorsky and Kurragansky fields of the West Siberian oil and gas basin. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, (19), pp. 6–13. (In Russ.)

Bordyug M.A., Slavkin V.S., Gavrilov S.S. (2010). Features of the structure and formation of the anomalous section of the Bazhenov formation on the example of the Severo-Konitlorskoye field. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, (1), pp. 32–40. (In Russ.)

Braduchan Yu.V., Glushko N.K., Komisarenko V.K., Shatova L.A., Grishkevich V.F., Kasatkin V.E., Predein S.A., Teploukhova I.A., Toropov E.S. (2005). On the age of deposits of anomalous sections of the Jurassic-Cretaceous boundary layers in the wells of the North-Konitlorsky field. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, (16), pp. 24–26. (In Russ.)

Filippovich Yu.V. (1999). Types and mechanisms of the formation of anomalous sections of the Bazhenov horizon and Achimov strata. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, (4), pp. 30–34. (In Russ.)

Gatina N.N., Garifullin I.I. (2023). The experience of constructing a detailed scheme of the oil content of the anomalous section zone of the Bazhenov-Achimov deposits on the basis of a seismogeological model. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 18(1), pp. 1–17. (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/2023/12_2023.html

Grishkevich V.F., Kasatkin V.E., Lagutina S.V., Moskalenko N.Yu., Smolyakov G.A., Panina E.V., Laptei A.G., Toropov E.S., Starikov V.S., Khoroshev N.G., Blinkova A.V., Chernoskulova V.A. (2017). Some aspects of joint modeling of the Achimov strata and anomalous sections of the Bazhenov formation. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, (9), pp. 27–42. (In Russ.)

Gutman I.S. (2011). Correlation of the well sections of oil and gas complex facilities based on innovative technologies. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 116 p. (In Russ.)

Gutman I.S., Kachkina E.A., Shalupina A.V., Semyanov A.A., Skachek K.G. (2013). Features of the geological structure of anomalous sections in the Upper Jurassic and Achimov deposits of the Kechimovsky deposit. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2(22), pp. 43–46. (In Russ.)

Kachkina E.A. (2020). Tectonic conditions for the formation of anomalous sections of the Bazhenov formation and the compensatory Achimov formation in the Latitudinal Ob deposits of Western Siberia. *Cand. geol-mineral. sci. diss*. Moscow: Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. (In Russ.)

Kolokoltsev V.G., Larichev A.I. (2006). Late Mesozoic tectonic-magmatic-metasomatic activation of the West Siberian plate and its influence on the structure of the oil and gas basin. *Coll. papers: Actual problems of forecasting, prospecting, exploration and production of oil and gas in Russia and CIS countries. Geology, ecology, economics*. St. Petersburg, pp. 270–283. (In Russ.)

Leonov M.G. (1981). Olistostroms in the structure of folded regions. *Trudy Instituta*, (344). Moscow: Nauka, 177 p. (In Russ.)

Mikulenko K.I. (1967). Underwater landslide formations in Paleocene and Eocene deposits of Dagestan. *Izv. ANSSSR. Ser. geol*., (2), pp. 134–149. (In Russ.)

Mikulenko K.I., Acute G.B. (1968). Landslide formations in Mesozoic sediments of the West Siberian Lowland. *Litologiya i poleznye iskopaemye,* (5), pp. 111–118. (In Russ.)

Mkrtchyan O.M. (1985). About the structure of the Bazhenov formation of Western Siberia. *Doklady AN SSSR*, 280(3), pp. 700–704. (In Russ.)

Mkrtchyan O.M., Trusov L.A., Belkin I.M., Degtev V.A. (1987). Seismological analysis of oil and gas deposits of Western Siberia. Moscow: Nauka, 126 p. (In Russ.)

Moskvin M.M., Semikhatov M.A. (1956). Underwater landslide disturbances in Upper Cretaceous and Paleogene deposits of Dagestan. *Izv. AN USSR. Ser. geol.,* (10), pp. 67–84. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Kulagina S.F., Kornev V.A., Hafizov F.Z. (2017). Anomalous sections of the Bazhenov formation: a look half a century after discovery. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz = Oil and Gas Studies*, (6), pp. 34–42. (In Russ.) https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-6-34-42

Nezhdanov A.A., Tumanov N.N., Kornev V.A. (1985). Anomalous sections of the Bazhenov formation and their seismogeological characteristics. Seismic exploration for stratigraphy and lithology. Tyumen: ZapSibNIGNI, pp. 64–71. (In Russ.)

Nezhdanov A.A. (2004). Seismogeological analysis of oil and gas bearing deposits of Western Siberia for the purposes of prediction and mapping of non-anticlinal traps and deposits of HC. *Dr. geol. and mineral. sci. diss*. Tyumen, 297 p. (In Russ.)

Osyka A.V. (2004). Anomalous sections of the Bazhenov formation on Povkhovskaya Square are an object for searching for hydrocarbon deposits. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, (14), pp. 40–42. (In Russ.)

Petrov A.I., Shein V.S. (1999). Geodynamic model of a reservoir with a siliceous-clay reservoir (on the example of the Bazhenov formation of the Salym oil field in Western Siberia). *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, (9). (In Russ.)

Sharafutdinov V.F. (2003). Geological structure and patterns of development of the Maikop deposits of the North-Eastern Caucasus in connection with oil and gas potential. *Abstract Dr. geol. and mineral. sci. diss.* Moscow: Lomonosov Moscow State University, 23 p. (In Russ.)

Sokolovsky A.P., Sokolovsky R.A. (2003). Anomalous types of sections of the Bazhenov and Tutleim formations in Western Siberia. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, (11), pp. 64–69. (In Russ.)

Sudakova V.V. (1997). Anomalous sections of the Bazhenov formation on the example of the Fedorovsky oil and gas field. The model of their formation and oil content. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz = Oil and Gas Studies*, (6), p. 14. (In Russ.)

Timurziev A.I. (2014). The fluid-dynamic nature of the formation of the anomalous Bazhen in Western Siberia. *Burenie i neft*, (1), pp. 28–33. (In Russ.)

Trofimova E.N., Alekseeva E.V., Usmanov I.Sh., Kurylenkova G.A., Medvedeva E.A., Karlov A.M. (2008). Macro-study of the core. To the question of formation of anomalous sections of the Bazhenov formation and the clinoform structure of the Neocomian complex. *Ways to realize oil, gas and ore potential of KhMAO–Yugra: Proc. 11th Sci. and Pract. Conf*. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, Vol. 1, pp. 240–259. (In Russ.)

Vologodsky D.V. (2013). Features of occurrence and formation of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous deposits at zones of development of the anomalous sections on the example of the Tevlinsko-Ruskinsky oil field. *Abstract Cand. geol. and mineral. sci. diss*. Moscow, 26 p. (In Russ.)

Yasovich G.S. (1981). Oil potential of the anomalous sections development zones of the Bazhenov formation of the Middle Ob region. *Trudy ZapSibNIGNI*, (166), pp. 51–59. (In Russ.)

Zaripov O.G., Sonich V.P. (2001). A new type of section of the Bazhenov formation and prospects for increasing of recoverable reserves in the territory of Surgutneftegaz. *Ways to realize oil, gas and ore potential of KhMAO–Yugra: Proc. IV Sci. Conf*. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 142–153. (In Russ.)

Zubkov M.Yu., Pormeister Ya.A. (2005). Clinoform structure of the Neocome and anomalous sections of the Bazhenov formation within the Kalchinsky deposit (according to seismic survey and tectonophysical modeling). *Ways to realize oil, gas and ore potential of KhMAO–Yugra: Proc. VIII Sci. Conf*. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 305–318. (In Russ.)

About the Author

Vadim F. Sharafutdinov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Lithological and Facies Analysis Department, LUKOIL-Engineering LLC

Build. 3, 1, Pokrovsky boul., Moscow, 109028, Russian Federation

Manuscript received 8 June 2023;
Accepted 17 August 2023;
Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.14

УДК 553.982(571.1)

Новые данные о геологическом строении и продуктивности доюрского комплекса Средне-Назымского месторождения

В.Д. Шмаков[*]*, Н.Р. Касков, А.А. Бакулин, А.П. Шорохова*

ООО «НК «Югранефтепром», Москва, Россия

Геолого-разведочные работы (ГРР) определяются задачами поиска и оценки запасов углеводородного сырья, их подготовкой к промышленному освоению. Совершенствование научно-технологического обеспечения ГРР является приоритетной задачей нефтяной отрасли. В статье рассмотрены вопросы развития технологии поисков и разведки залежей нефти в доюрском комплексе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, а также подходы к картированию перспективных зон по сейсмическим данным. На примере Средне-Назымского месторождения показаны сейсмогеологические аспекты прогноза нефтеносности и направления снижения неопределенности геологического строения для повышения эффективности ГРР.

Ключевые слова: Западная Сибирь, доюрские отложения, геологоразведка, сейсмический атрибут, прогноз, коллектор, керн, нефть

Для цитирования: Шмаков В.Д. , Касков Н.Р. , Бакулин А.А. , Шорохова А.П. (2023). Новые данные о геологическом строении и продуктивности доюрского комплекса Средне-Назымского месторождения. *Георесурсы,* 25(3), с. 111–118. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.14

Введение

В настоящее время доюрский комплекс (ДЮК) является одним из наименее изученных среди всех продуктивных отложений в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Исторически многие из разрабатываемых залежей были открыты при разбуривании и опоисковании юрских и меловых продуктивных пластов. При этом отсутствие однозначных решений среди геологов-нефтяников по ключевым теоретическим проблемам формирования залежей, прогноза продуктивных зон и коллекторов существенно затрудняет и замедляет освоение нефтеперспективного комплекса. Его разработка исторически не получила должного развития из-за наличия традиционных и более доступных для освоения запасов неокомского комплекса (Ступакова и др., 2015). В работе (Соколов, Шубина, 2023) представлены структура запасов и накопленная добыча по стратиграфическим комплексам Западной Сибири. Анализ авторов свидетельствует о крайне низкой разведанности и вовлеченности в разработку запасов ДЮК, доля которого в добыче региона на сегодня не превышает первых процентов (Государственный баланс…, 2022).

Сопутствующим ограничением являются значительная глубина залегания продуктивного горизонта и высокие риски геологоразведочных работ (ГРР) из-за сложного геологического строения природных резервуаров, неравномерного развития коллекторов и априорно низких коллекторских свойств. В результате стоимость подготовки запасов ДЮК в 2–3 раза превышает средние показатели по Западной Сибири (Тыртов и др., 2020).

Научные исследования, направленные на изучение геологического строения территории в региональном плане и уточнение критериев прогноза нефтегазоносности, являются весьма актуальными для развития ресурсной базы углеводородов ДЮК Западной Сибири.

Региональная информация и материалы

Средне-Назымская площадь приурочена к центральной части Фроловской мегавпадины в пределах Елизаровского прогиба, характеризуется очень сложным геологическим строением и трудноизвлекаемыми запасами.

Согласно собственным исследованиям и литературным данным (Шадрина, 2018; Добрыдень, 2022; Холманских и др., 2022), для указанного района характерно крайне изменчивое строение ДЮК. В скважинах близлежащих месторождений вскрыты различные по возрасту отложения: докембрийские метаморфизованные образования, гранитоидные и габброидные тела, палеозойские терригенные и карбонатные отложения, позднепалеозойско-раннемезозойская вулканогенно-осадочная толща (P–T(?)). Именно к зоне развития последней относится район исследований.

К началу 2023 г. в пределах Средне-Назымского участка недр пробурено более 150 скважин, 15% из которых являются поисково-разведочными. В скважинах отобран керн, выполнена запись расширенного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), включающего акустический низкочастотный (широкополосный) каротаж (АКШ), плотностный гамма-гамма каротаж (ГГКП), спектрометрический гамма-каротаж (СГК), спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (СНГК) и др. Ни в одной из пробуренных скважин не была вскрыта подошва толщи вулканогенных эффузивных пород, что не позволяет судить о ее истинной мощности, видимая превышает 500 м. После лабораторного изучения керна установлено,

[*] Ответственный автор: Вадим Дмитриевич Шмаков
e-mail: Vadim.Shmakov@lukoil.com

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

что в составе ДЮК преобладают риолиты, риодациты и дациты, а также туфы кислых пород.

Месторождение изучено с помощью сейсморазведки 2D и 3D. Съемки 3D выполнялись в разные полевые сезоны. После выполнения последних полевых работ, которые вместе с предыдущими позволили покрыть большую часть площади месторождения сейсморазведочными работами МОГТ 3D, проведена совместная обработка с получением единого сейсмического куба, в результате чего установлено, что наиболее информативным для изучения геологического строения является куб PSDM (Pre-Stack Depth Migration, глубинная миграция по сейсмограммам до суммирования). Полученные сейсмические массивы на этапе интерпретации использованы для расчета акустической и AVA-инверсии.

Отложения ДЮК на месторождении характеризуются весьма интенсивной тектонической дислоцированностью. Все выделенные тектонические нарушения группируются в две основные системы. Ключевым признаком для группировки дислокаций является не их тип, а простирание. Выделяются как сбросовые, так и взбросовые нарушения. В первую группу входят нарушения СЗ–ЮВ-простирания, которые вблизи западной границы участка изысканий пересекаются со второй системой. К последней относятся нарушения преимущественно субмеридионального простирания.

С момента открытия месторождения отсутствовала детальная корреляция ниже подошвы юрских отложений, также не существовало надежного подхода к интерпретации данных сейсморазведки в интервале ДЮК. Нефтеперспективный объект представлялся нерасчлененным и сейсмически немым.

В рамках камеральных работ прошлых лет сложность тектонического строения часто необоснованно упрощалась, что приводило ко множеству неоднозначностей в межскважинной корреляции. Как следствие, на одной глубине в соседних скважинах можно встретить нефтенасыщенные и водонасыщенные коллекторы, а в некоторых случаях водонасыщенные пропластки залегали выше нефтенасыщенных. Другим осложняющим фактором являлось отсутствие в разрезе выдержанных по площади реперных пачек, которые могли бы уверенно диагностироваться по данным ГИС.

Особенности строения ДЮК предопределили необходимость повышения эффективности разведочного и эксплуатационного бурения с опорой на сейсморазведку, ГИС и исследования керна.

Методы и интерпретация

Исходными данными для изучения ДЮК являются сейсмический куб, кубы упругих параметров, поисково-разведочные скважины с расширенным комплексом ГИС, включая АКШ, ГГКП. Всего из отложений отобрано более 1000 м керна. В литологическом составе преобладают эффузивные породы кислого состава, а также их туфы и кластолавы. Масштаб изучения пород на месторождении варьирует от нано- и микроуровня (СЭМ-шлифы-РСА, РФА-образцы керна (сканирующий электронный микроскоп, фотографии и описания шлифов, рентгеноструктурный и рентгенофлуоресцентный анализ) – макроописание керна) до масштаба ГИС.

В результате исследований керна установлено, что для всех пород характерно метасоматическое изменение. В шлифах отмечены хлоритизация, карбонатизация и выщелачивание. На примере шлифа дацитового туфа можно наблюдать выщелачивание минеральных компонентов первичных зерен (голубая окраска на рис. 1 слева). Кроме того, перечисленные выше процессы могут приводить к увеличению пустотности.

Преобладающая текстура пород порфировая, реже встречается брекчиевидная и флюидальная. Матрица вулканогенных пород-коллекторов имеет преимущественно перлитовую структуру, что позволяет применять методические подходы к интерпретации данных ГИС как для поровых (псевдогранулярных) коллекторов. Определение фильтрационно-емкостных свойств проведено на около 1500 образцах керна. Породы с преобладающим поровым типом выделяются в класс коллекторов с пористостью выше граничного значения 14,8%. Породы с пористостью ниже граничного значения, но обладающие качественными признаками коллекторов, выделяются в класс возможных коллекторов. Прочие породы рассматриваются в составе третьей группы – неколлекторы (рис. 2). Каверновая пористость измерена на 145 образцах керна,

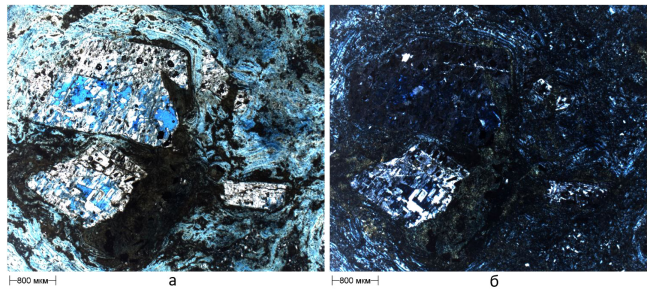


Рис. 1. Фотография шлифа. Туф среднеобломочный, витрокристалло-литокластический, метасоматически измененный, слабо катаклазированный (слева – без анализатора, справа – с анализатором). Увеличение 2,5×

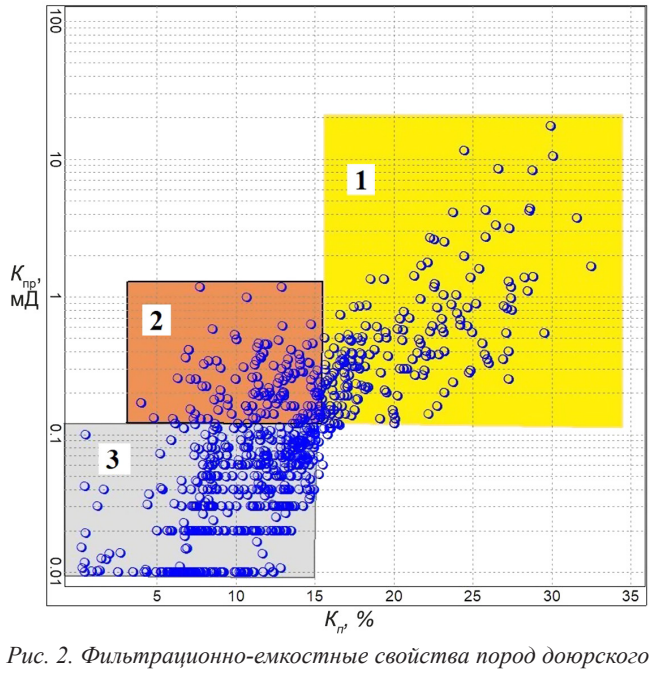


Рис. 2. Фильтрационно-емкостные свойства пород доюрского комплекса Средне-Назымского месторождения: 1 – коллектор, 2 – возможно коллектор, 3 – неколлектор

в среднем имеет значение 0,75% при диапазоне изменений от 0,2% до 2,4%.

Комплексирование результатов изучения керна и интерпретации данных ГИС позволило установить, что класс коллекторов представлен преимущественно туфами и кластолавами. К классу же неколлекторов относятся интервалы залегания риолитов, риодацитов, дацитов (рис. 3).

С целью увязки скважинных данных с сейсмическими материалами и прогнозирования распределения свойств в межскважинном пространстве было выполнено петроупругое моделирование по стандартной методике (Mavko et al., 2009). Исследованы упругие характеристики как выделенных классов, так и отдельных литотипов. Результаты моделирования подтвердили предположение, что к классу коллекторов относятся туфы и кластолавы, а неколлекторы представлены в основном риолитами, дацитами, риодацитами. Таким образом, в качестве основного подхода далее использовалось разделение на классы коллекторов и неколлекторов (рис. 4).

Наиболее уверенное разделение классов наблюдается в поле акустического импеданса (Z_p) и плотности (RHOB, bulk density). Коллекторы характеризуются как «мягкие», в то время как для неколлекторов типичны повышенные значения Z_p. Аналогичное распределение отмечается и в поле плотности. Для коллекторов характерны значения от 2,12 до 2,46 г/см^3, а для неколлекторов – от 2,29 до 2,71 г/см^3. В поле параметра V_p/V_S (соотношение скорости продольных V_p и поперечных V_s волн) отсутствуют значимые результаты разделения коллектор-неколлектор. Из-за отсутствия куба плотности на следующем этапе сейсмической интерпретации было принято решение опираться на разделение коллектор/неколлектор в поле параметра Z_p.

В сейсмическом поле к кровле ДЮК приурочен отражающий горизонт (ОГ) А, который при расчете

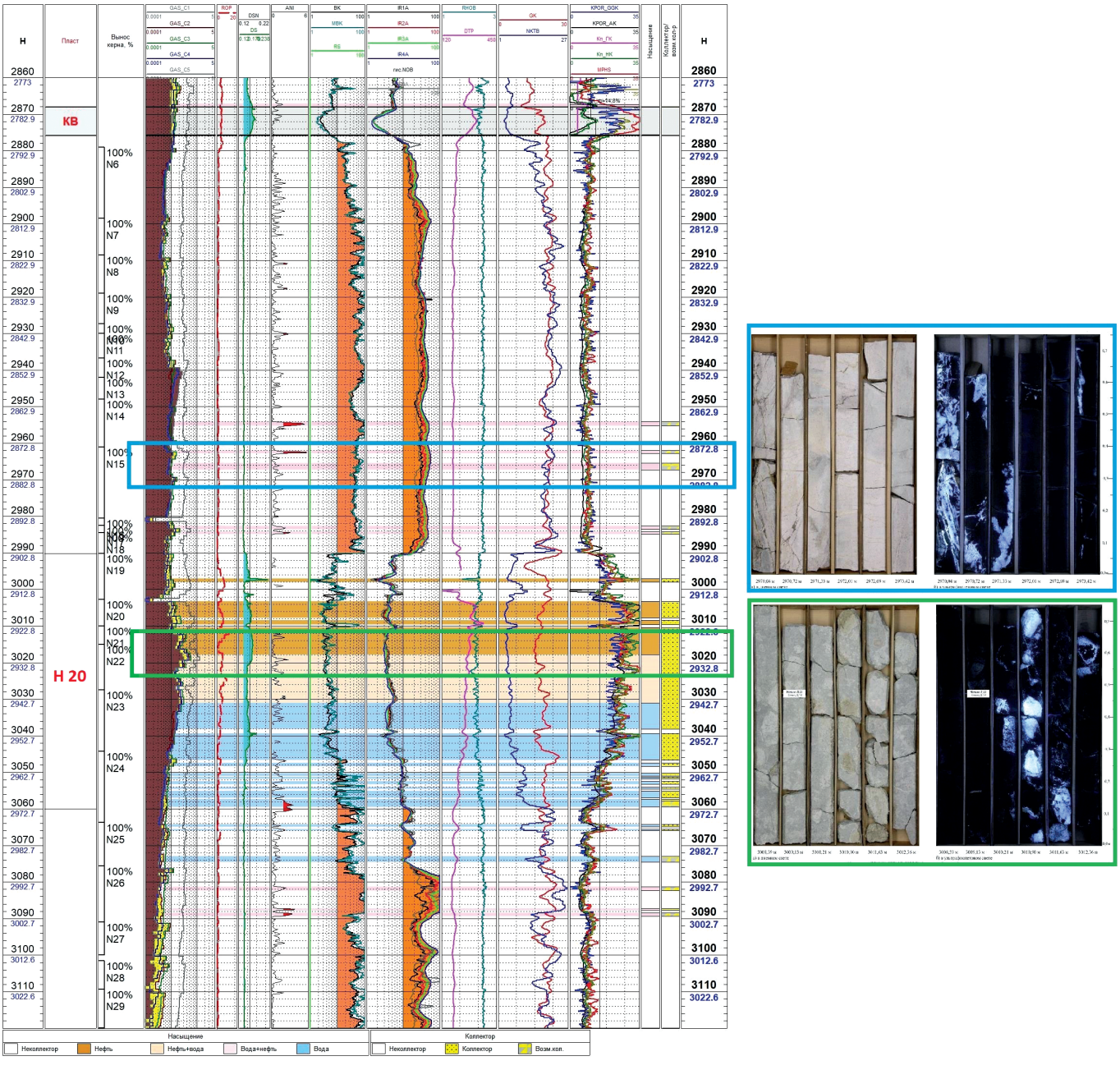


Рис. 3. Геолого-геофизическая характеристика разреза скважины (слева) с фотографиями фрагмента керна в дневном и ультрафиолетовом свете (справа)

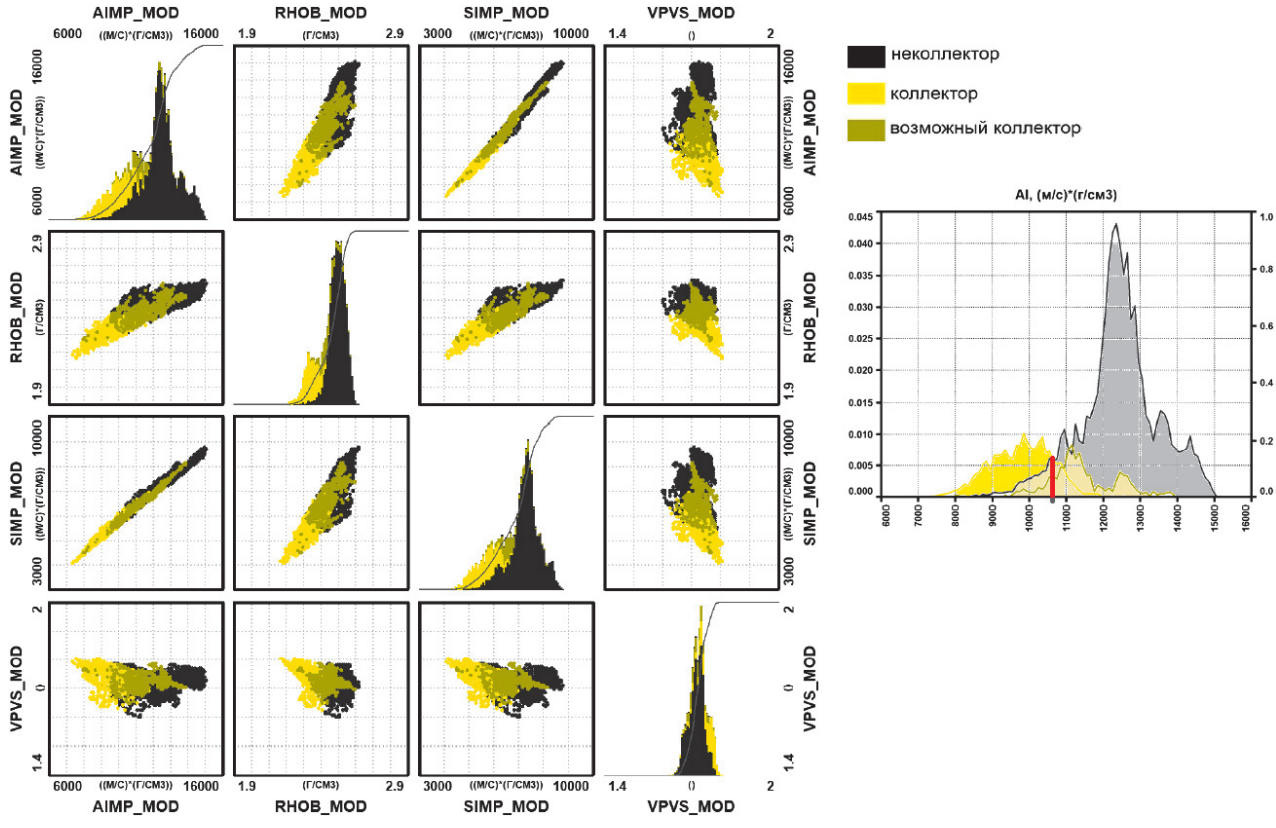


Рис. 4. Распределение коллекторов и неколлекторов в полях упругих параметров

AVA-инверсии задавался как кровля одноименного слоя для корректного расчета абсолютных значений Z_p. Выполненный визуальный анализ разрезов куба Z_p позволил установить, что в строении ДЮК на фоне преобладающих высокоимпедансных значений (выше 10750 кг/м^2·с) выделяются отдельные пропластки, характеризующиеся пониженными значениями. Их развитие по площади месторождения контролируется предъюрским размывом, т.е. кровлей ДЮК, совпадающей с ОГ А (рис. 5 сверху).

Сейсмическая корреляция ОГ выполнена с учетом особенностей строения ДЮК в поле Z_p и результатов петроупругого моделирования. По положительным экстремумам, которые после привязки волнового поля картировались в подошве пачек, прослежено более 10 ОГ. К индексации пачек – 03, 04, 05, 07, 09, 20, 25 – применен единый подход от наименьшего номера в кровле до наибольшего в подошве (рис. 5 снизу).

Отметим, что низкоимпедансные пачки не однородны по площади. По данным ГИС, акустически более мягкие интервалы разреза, в зависимости от отсечки, охватывают как коллекторы, так и неколлекторы, что подтверждается предварительным визуальным анализом поля Z_p по соответствующему кубу, а также результатами петрофизического моделирования (рис. 4), где в интервале значений 10500–11500 кг/(м^2·с) наблюдается область перекрытия облаков коллекторов и неколлекторов.

С целью картирования пачек и уточнения их строения рассчитан ряд атрибутов по кубу Z_p, среди которых наиболее информативным был Minimum Amplitude (минимальное значение амплитуды). Окно расчета задавалось от прослеженных ОГ (подошвы интервала) до ОГ+20 мс (вблизи кровли интервала).

Поля Z_p в интервале значений ниже граничного (Z_p = 10750) позволили выделить потенциально более перспективные зоны (рис. 6). С учетом качественного характера полученных результатов картирования оптимальным для геологоразведочных работ представляется районирование площади на три зоны:

- зона 1 – высокоперспективные участки (Z_p < 9000);
- зона 2 – умеренно-перспективные участки (9000 < Z_p < 9750);
- зона 3 – низкоперспективные участки (Z_p > 9750).

Апробация результатов исследования

Полученные результаты уверенно коррелируются с данными интерпретации ГИС по ранее пробуренным скважинам, однако для их проверки требовалось новое бурение. На конкретных примерах далее представлены результаты этой проверки.

Оценочная скважина № 1 была пробурена вблизи восточной границы поля развития перспективных отложений в пачке 20 (рис. 7), где прогнозировалась умеренно-перспективная зона.

Бурение и последующая интерпретация ГИС подтвердили сейсмический прогноз. В разрезе в интервале глубин 2990–3060 м выделен низкоскоростной интервал разреза (высокие значения DTP – интервального времени пробега продольной волны), отличающийся также пониженными значениями плотности (RHOB), УЭС по боковому электрическому каротажу (ВК) и повышенными значениями индукционного каротажа (ІС4А).

В распределении значений продольного акустического импеданса (Z_p), рассчитанного по данным ГИС, в разрезе скважины № 1 выделяются три интервала: верхний, средний и нижний. Вследствие понижения значений RHOB

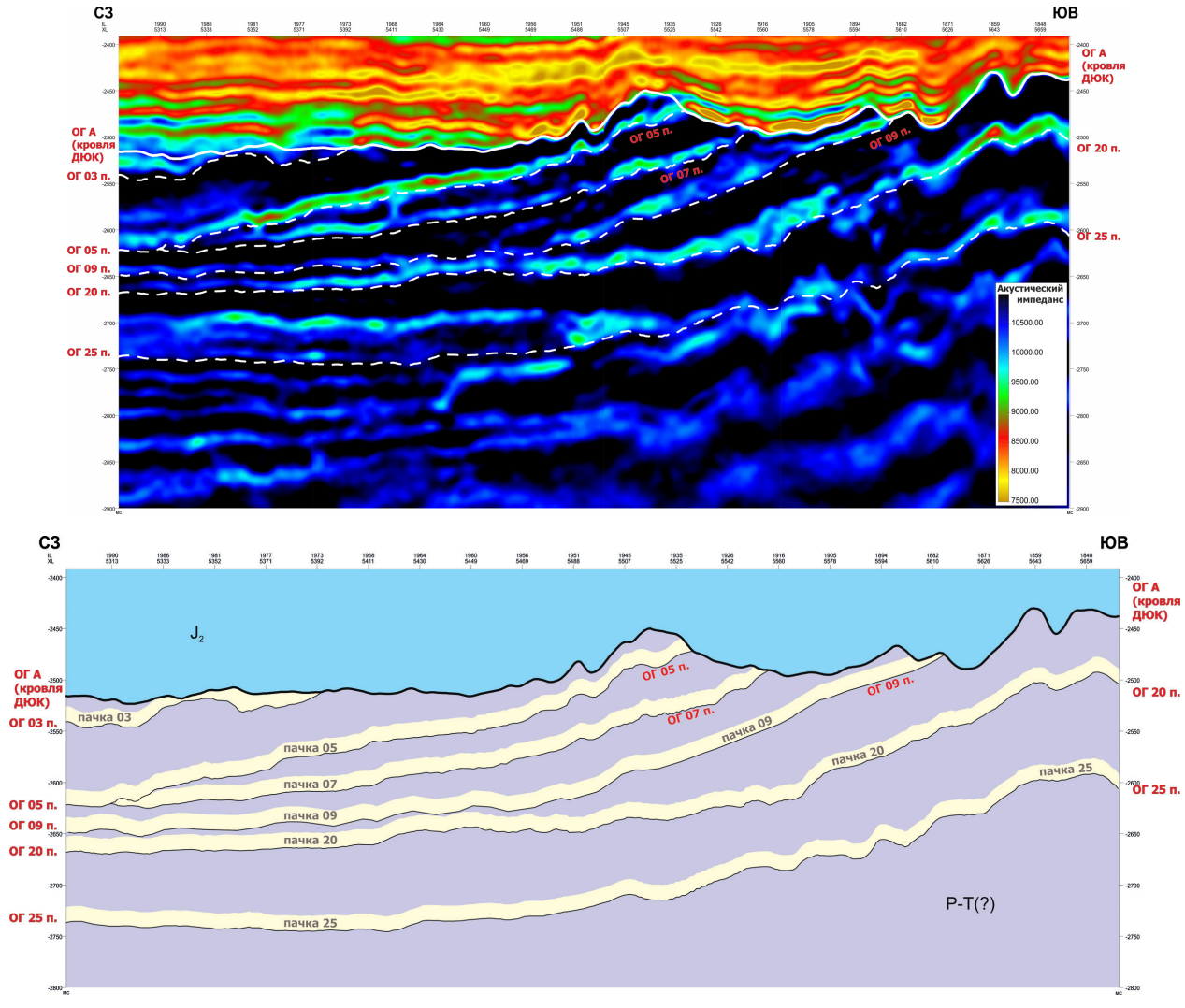


Рис. 5. Временной разрез куба продольного импеданса (Z_p) (сверху) и схематический сейсмогеологический разрез по композитному профилю (снизу)

и повышения DTP в среднем интервале данный разрез характеризуется пониженными значениями Z_p относительно верхнего и нижнего интервалов. Рассматриваемый объект проиндексирован как пачка 20, он представляет собой толщу туфов мощностью около 70 м при коэффициенте эффективной толщины, равном 0,72. Литологический состав отложений подтвержден результатами отбора керна. Установлено, что керн представлен туфами кислых пород и их метамофизированными разностями.

Объект испытан в интервале 3003–3035 м (MD), после соляно-кислотной обработки при свабировании получен незначительный приток нефти с водой. После проведения гидроразрыва пласта (ГРП) объемом 80 т проппанта из интервала перфорации получен приток нефти со стабильным дебитом 25 м^3/сут (обводненность 31%).

Оценочная скважина № 2 расположена к западу от скважины № 1, она вскрыла отложения двух перспективных пачек: 04 и 05 (рис. 8). По сейсмическим данным выделена крупная аномалия, характеризующаяся пониженными значениями Z_p в интервале пачки 05. Одновременно с этим выше по разрезу выделялась незначительная аномалия, связанная с отложениями более молодой пачки – 04, которая рассматривалась как второстепенный объект для опоискования.

Основные перспективы в районе скважины № 2 связывались с отложениями нижней из двух пачек – 05. Последняя характеризуется развитием мощной толщи коллекторов, которым по ГИС отвечает интервал пониженных значений RHOB, BK и повышенных значений DTP. Непосредственно отложения пачки 05 не были охарактеризованы керном, однако из залегающей выше по разрезу пачки 04 отобрано два долбления керна. В результате лабораторных исследований в керне из пачки 04 определены эффузивные породы кислого состава, преимущественно трахириолиты и их туфы, светло-серые, измененные, с массивной текстурой, хлоритизированные, со следами выщелачивания. В литологическом составе пачки 05 прогнозировалось преобладание идентичных пород, что было подтверждено бурением скважины № 2, в которой испытаны отложения обеих пачек. В пачке 05 выполнен ГРП, получен приток нефти с дебитом жидкости 48 м^3/сут (обводненность 12%). В пачке 04 дебит нефти составил 7 м^3/сут (без ГРП). По результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) характер насыщения коллекторов изначально был установлен как «не ясно» вследствие недостаточной изученности отложений ДЮК для уверенного прогнозирования насыщения по ГИС.

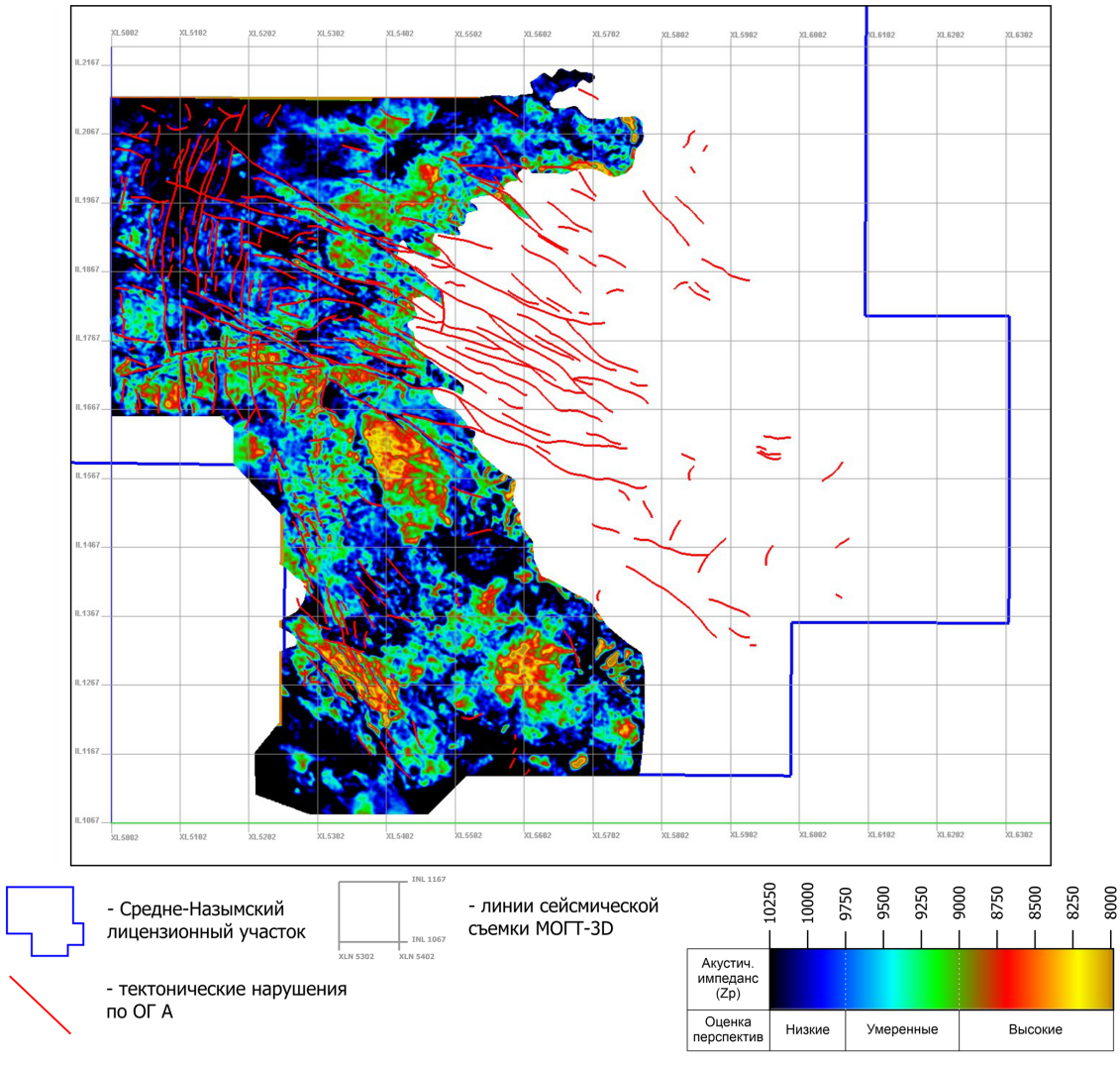


Рис. 6. Пример сейсмического атрибута по кубу Z_p для целей выделения перспективных зон (в интервале пачки 05)

Таким образом, верификация выполненного сейсмического прогноза по данным бурения новых скважин подтвердила основы предлагаемой методики. Данные ГИС и РИГИС (выделение коллекторов) уверенно коррелируются с сейсмическими материалами.

Заключение

В статье рассмотрены результаты дифференциации разреза ДЮК и изучения коллекторов, а также сейсмогеологические аспекты прогноза продуктивных зон. Эти результаты подтверждены новым разведочным бурением. Установлено, что в волновом поле и полях упругих параметров выделяются объекты, которые принципиально различаются между собой по упругим свойствам. Проанализированы разрезы скважин, вскрывшие данные объекты, выделены границы и выполнена их последовательная корреляция от скважины к скважине. При переходе через амплитудные тектонические нарушения приоритет отдавался результатам выполненной с опережением сейсмической корреляции. Данный подход позволил впервые создать увязанный с сейсмическими и скважинными данными каркас, пригодный для целей геологоразведки.

Полученные результаты имеют важное практическое значение. Показано, что на данном этапе изученности ДЮК по сейсмическим материалам с высокой степенью достоверности выделяются только области развития коллекторов. Вопрос о характере их насыщения в пределах прогнозируемых перспективных зон на текущий момент остается нерешенным и актуальным.

Освоение глубоких горизонтов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, один из которых был рассмотрен, требует развития новых технологий прогноза, продолжения тщательного анализа всех доступных геолого-геофизических, геохимических и промысловых данных для повышения эффективности ГРР.

Дополнительным инструментом увеличения реальных инвестиций недропользователей в геологоразведку ДЮК Западной Сибири и ускорения вовлечения запасов углеводородного сырья в разработку может стать государственная поддержка и стимулирующие льготы по стратиграфическому признаку.

Благодарности

Авторы выражают благодарность коллективу Управления сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» за обсуждение полученных результатов, а также рецензентам за объективное мнение и рекомендации.

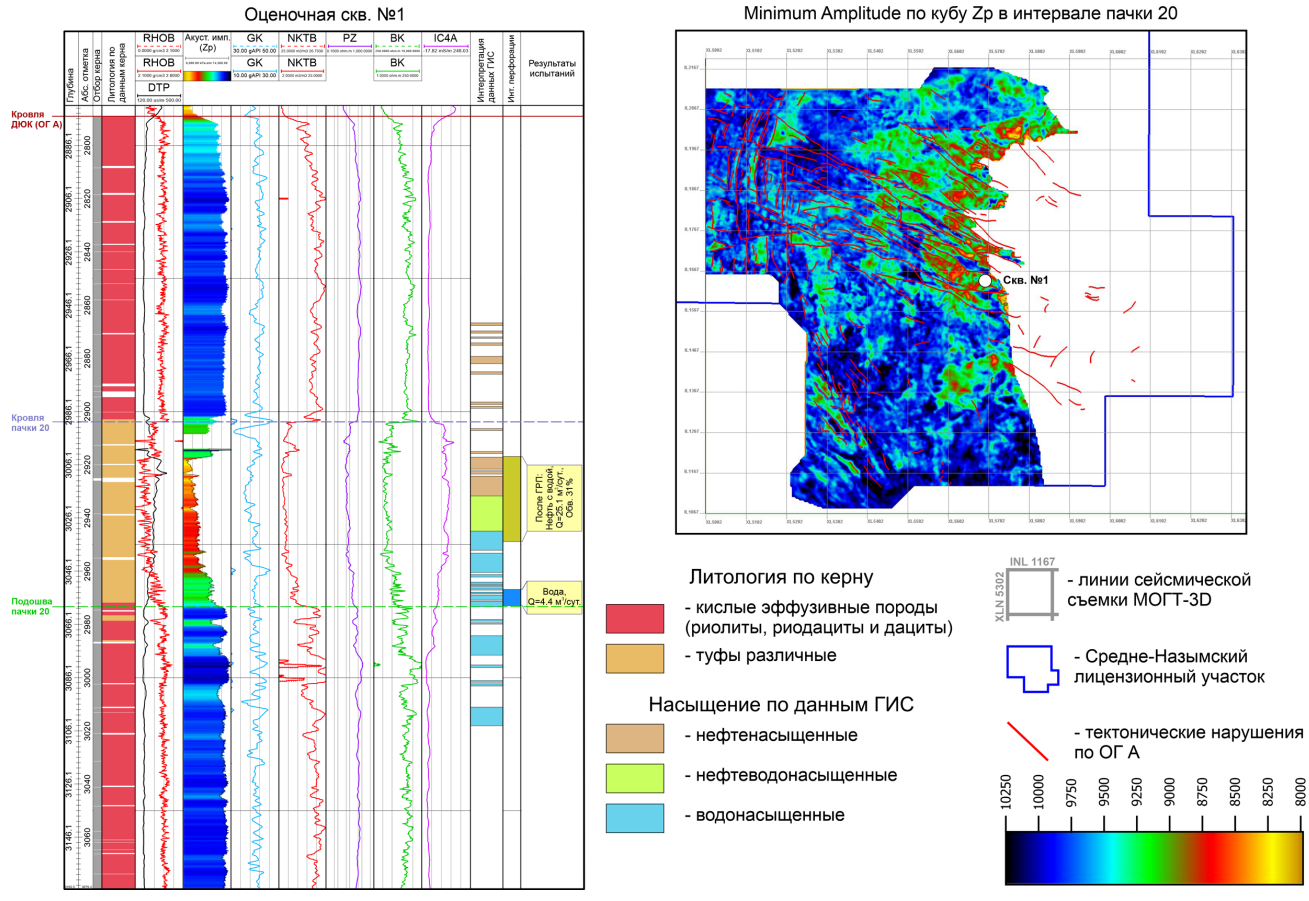


Рис. 7. Сейсмогеологическая характеристика отложений пачки 20 в оценочной скважине № 1

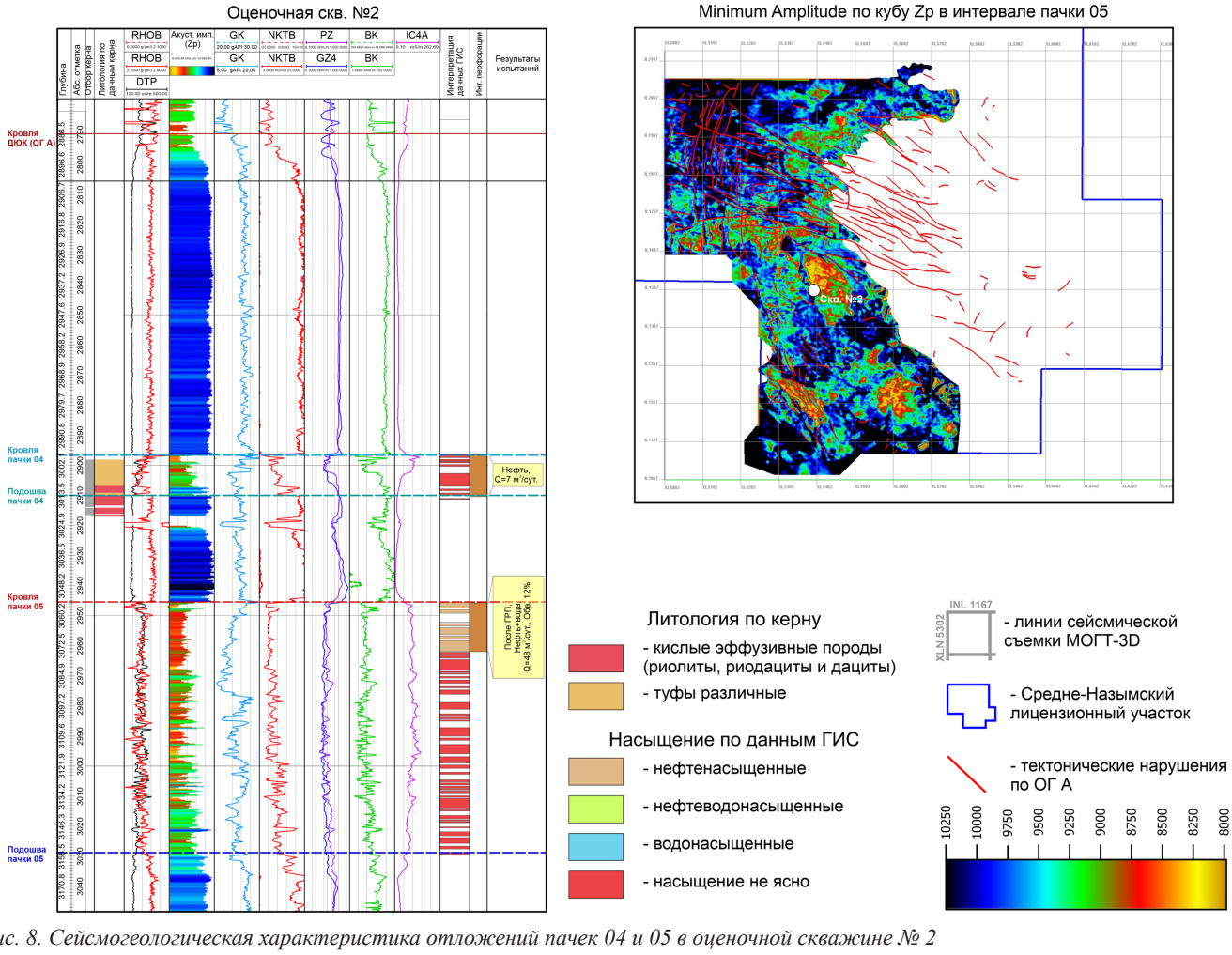


Рис. 8. Сейсмогеологическая характеристика отложений пачек 04 и 05 в оценочной скважине № 2

Литература

Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. (2022). Нефть. Сводные данные на 01.01.2022 г. Вып. 81.

Добрыдень С.В. (2022). Определение минерального состава вулканогенных пород по данным геофизических исследований скважин. *Каротажник*, (1), с. 23–37.

Соколов А.В., Шубина А.В. (2023). Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири. *Георесурсы*, 25(1), с. 45–50. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. (2015). Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, (2), с. 63–76. https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6

Тыртов Е.С., Пигарев Д.Ю., Мососян М.М. (2020). Искать глубже: Стимулирование разведки доюрского комплекса Западной Сибири. *Нефтегазовая вертикаль*, (19), с. 44–50.

Холманских Н.В., Сидоров Д.А., Лапина Л.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Емельянов Д.В., Мельников Л.П. (2022). Прогноз продуктивных зон в доюрском комплексе на Красноленинском месторождении. *Геология и недропользование*, (4), с. 4–16.

Шадрина С.В. (2018). Состав, строение, возраст пород доюрского основания северо-восточного обрамления Красноленинского свода. *Геология нефти и газа*, (4), с. 27–33.

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. (2009). Rock Physics Handbook. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 524 p. https://doi.org/10.1017/CBO9780511626753

Сведения об авторах

Вадим Дмитриевич Шмаков – ведущий геолог отдела недропользования, геологоразведочных работ и запасов углеводородов, ООО «НК «Югранефтепром»

109028, Россия, Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3 стр. 1А

Никита Романович Касков – начальник отдела сейсмогеологического моделирования и геологического сопровождения бурения, ООО «НК «Югранефтепром»

109028, Россия, Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3 стр. 1А

Алексей Александрович Бакулин – главный геолог, ООО «НК «Югранефтепром»

109028, Россия, Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3 стр. 1А

Анна Павловна Шорохова – геофизик 1 категории отдела сейсмогеологического моделирования и геологического сопровождения бурения, ООО «НК «Югранефтепром»

109028, Россия, Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3 стр. 1А

Статья поступила в редакцию 24.04.2023;
Принята к публикации 21.08.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geological structure and reservoir productivity of Pre-Jurassic basement rocks of the Sredne-Nazymskoye oil field (Western Siberia): new data

V.D. Shmakov[*]*, N.R. Kaskov, A.A. Bakulin, A.P. Shorokhova*
Yugranefteprom NK LLC, Moscow, Russian Federation
[*]*Corresponding author: Vadim D. Shmakov, e-mail: Vadim.Shmakov@lukoil.com*

Abstract. The main tool for increasing of oil reserves are exploration works. Improving the scientific and technical support for exploration is a priority task for the oil industry. The article deals with the development of technology for prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in the Pre-Jurassic basement rocks of Western Siberian oil and gas province, as well as approaches to improving the reliability of mapping prospective zones using seismic data. Using the example of the Sredne-Nazymskoye field, the seismogeological aspects of the forecast of oil and gas potential of the Pre-Jurassic complex and the main directions for reducing the uncertainties of the geological structure are shown.

Keywords: Western Siberia, Pre-Jurassic deposits, exploration works, seismic attribute, geological forecast, reservoir, core, oil reserves

Recommended citation: Shmakov V.D., Kaskov N.R., Bakulin A.A., Shorokhova A.P. (2023). Geological structure and reservoir productivity of Pre-Jurassic basement rocks of the Sredne-Nazymskoye oil field (Western Siberia): new data. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 111–118. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.14

References

Dobryden S.V. (2022). Determination of the mineral composition of volcanogenic rocks according to the data of geophysical studies of wells. *Karotazhnik*, 1(315), pp. 23–37. (In Russ.)

Kholmansky N.V., Sidorov D.A., Lapin L.V., Yanewitz R.B., Fishchenko A.N., Emelyanov D.V., Melnikov L.P. (2022). Forecast of productive zones in the Pre-Jurassic complex at the Krasnoleninskoye field. *Geologiya i nedropol'zovanie*, 4(8), pp. 4–16. (In Russ.)

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. (2009). Rock Physics Handbook. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 524 p. https://doi.org/10.1017/CBO9780511626753

Sokolov A.V., Shubina A.V. (2023). Analysis of the reserves-to-production ratio for various stratigraphic complexes of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 45–50. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5

State Balance of Mineral Reserves of the Russian Federation (2022). Oil. Summary data as of 01.01.2022. Issue 81. (In Russ.)

Shadrina S.V. (2018). Composition, structure and age of the Pre-Jurassic basement rocks in the north-eastern framing of the Krasnoleninsky anticlinal fold. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, (4), pp. 27–33. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. (2015). Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources,* 2(61), pp. 63–76. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6

Tyrtov E.S., Pigarev D.Yu., Mososyan M.M. (2020). Stimulation of geological exploration of the Pre-Jurassic complex of Western Siberia. *Neftegazovaya vertical*, (19), pp. 44–50. (In Russ.)

About the Authors

Vadim D. Shmakov – Leading Geologist of the Department of Subsoil Use and Resources Management, Yugranefteprom NK LLC
Build. 1A, 3, Pokrovsky Blvd., Moscow, 109028, Russian Federation

Nikita R. Kaskov – Head of the Geology Department, Yugranefteprom NK LLC
Build. 1A, 3, Pokrovsky Blvd., Moscow, 109028, Russian Federation

Aleksey A. Bakulin – Chief Geologist, Yugranefteprom NK LLC
Build. 1A, 3, Pokrovsky Blvd., Moscow, 109028, Russian Federation

Anna P. Shorokhova – Senior Petrophysicist of the Geology Department, Yugranefteprom NK LLC
Build. 1A, 3, Pokrovsky Blvd., Moscow, 109028, Russian Federation

Manuscript received 24 April 2023;
Accepted 21 August 2023;
Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.15

УДК 550.4:553.98

Трансформация состава смолисто-асфальтеновых компонентов террагенного органического вещества сверхглубоких скважин Сибири в мезо- и апокатагенезе

К.В. Долженко[1], Л.С. Борисова[1,2], А.Н. Фомин[1,2], И.Д. Попова[1,2]*

[1]*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия*

[2]*Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия*

На примере органического вещества (ОВ) из отложений Тюменской (СГ-6) и Средневилюйской-27 (СВ-27) сверхглубоких скважин Сибири прослежена эволюция элементного состава гетероциклических компонентов рассеянного ОВ в катагенезе. В ходе мезокатагенеза состав асфальтенов и смол террагенного ОВ претерпевает направленные изменения: идет падение содержаний водорода и кислорода, обогащение углеродом, графитизация структуры. В апокатагенезе за счет высокотемпературной деструкции, с одной стороны, происходит конденсация отдельных блоков асфальтенов и их переход в нерастворимую форму (формирование эпиасфальтеновых керогенов). С другой стороны, более легкая часть асфальтенов идет на новообразование углеводородов и образование газов – отмечены рост концентраций первых в процентах относительно остаточных битумоидов, а также структурные перераспределения внутри бензольных и спиртобензольных смол. По всем изученным параметрам элементного состава установлено симбатное (однонаправленное) преобразование смолистых и асфальтеновых компонентов битумоидов СГ-6 и СВ-27 в жестких термобарических условиях. Полученные результаты рекомендуется учитывать при прогнозе новых зон нефтегазонакопления в глубокопогруженных горизонтах.

Ключевые слова: асфальтены, смолы, элементный состав, катагенез, террагенное органическое вещество, сверхглубокие скважины

Для цитирования: Долженко К.В., Борисова Л.С., Фомин А.Н., Попова И.Д. (2023). Трансформация состава смолисто-асфальтеновых компонентов террагенного органического вещества сверхглубоких скважин Сибири в мезо- и апокатагенезе. *Георесурсы,* 25(3), с. 119–128. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.15

Введение

Известно, что в зоне мезокатагенеза структурные преобразования асфальтенов террагенного органического вещества (ОВ) согласуются с изменениями структуры и геохимических свойств углей, что позволяет использовать асфальтены для диагностики степени катагенетической преобразованности (Борисова, Конторович, 1991; Конторович, Борисова, 1994; Борисова, 2004, 2016). По мнению М.П. Габинет и Л.М. Габинет (1988), асфальтены террагенного ОВ, находящегося уже на стадиях апокатагенеза, из-за своей сложной ароматической структуры и наличия коротких алкановых фрагментов генерируют в основном метан и его легкие гомологи. В то же время асфальтены аквагенного ОВ, в структуре которых больше нафтеновых колец и длинных алифатических цепей, по-видимому, могут генерировать более разнообразные типы углеводородных соединений (Конторович, Рогозина, 1967; Борисова, 2008 и др.). В работе М.П. Габинет и Л.М. Габинет (1988) при изучении катагенетической зональности распределения битумоидов углей на больших глубинах в отложениях палеогена Предкарпатского прогиба и палеозоя Днепровско-Донецкой впадины отмечено, что глубже 5500 м асфальтены отсутствуют. По их мнению, ниже идут процессы интенсивного газообразования.

Однако А.Э. Конторович с соавторами (1973) при исследовании динамики изменения состава рассеянного и концентрированного террагенного ОВ выявили несколько максимумов на кривых изменения количества асфальтенов в битумоидах рассеянного органического вещества (РОВ) и углей в зоне катагенеза и предположили возможность существования более поздних этапов нефтегазообразования. Авторы этой работы предположили, что после завершения главной фазы нефтеобразования происходит деструкция асфальтенов с новообразованием углеводородов (УВ), а оставшаяся часть асфальтенов сильно конденсируется.

Вслед за указанными выше авторами на проблему изучения террагенного ОВ обратили внимание И.А. Зеличенко, С.Г. Неручев, И.А. Половникова, Е.А. Рогозина и др. (Зеличенко и др., 1978; Неручев, 1983). Они также установили минимумы и максимумы выходов битумоида в эволюции керогена и выделили следующие циклы: 1) разрыв химических связей (разрыхление) под действием тепловой энергии; 2) активизация новообразования (генерация) вследствие изменения структуры; 3) резкое падение новообразования и уплотнение структуры керогена (стабилизация). Так, максимумам выхода битумоида соответствует значительная потеря углерода и водорода вследствие деструкции, минимумам – периоды стабилизации (конденсации) керогена с метанообразованием,

* Ответственный автор: Кирилл Васильевич Долженко
e-mail: kirka.nsk@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

о чем свидетельствует общее обуглероживание керогена. Аналогичный процесс наблюдается и для второго периода интенсивного новообразования. Первому пику генерации соответствуют смолистые битумоиды с повышенными содержаниями циклических и алифатических УВ. Следующий за ним второй максимум (градации $МК_1^2$–$МК_3^1$) С.Г. Неручев по изменению элементного состава (значительному снижению содержания углерода на фоне возросшего отношения углерода к водороду) связывает с проявлением главной фазы нефтеобразования (ГФН) рассеянного ОВ гумитов. В продуктах генерации преобладают гомологи метана.

По материалам скв. Средневилюйская-27 И.Д. Поляковой, Л.И. Богородской и Е.И. Соболевой (1991) была представлена схема эволюции нерастворимой части террагенного ОВ в процессе катагенеза на основании изучения элементного состава, качественного и количественного изменения кислородсодержащих групп. Так, на градации $МК_1^1$ преобразование нерассеянного ОВ связано, помимо деалкилирования, с процессами декарбоксилирования и дегидроксилирования, а уже на $МК_1^2$ (нерассеянное ОВ, лишенное карбоксильного кислорода) потери кислорода, по всей видимости, вызваны разрывами энергетически малоемких мостиковых связей. В результате этого «разрыхления» (вследствие разрыва простых эфирных связей) на более поздних градациях $МК_2$–$МК_3^2$ структурные единицы керогена объединяются уже через углерод-углеродные связи. Таким образом, при повышении карбонизации, конденсированности структуры и потери большей части водорода уже к концу мезокатагенеза – началу апокатагенеза вещество теряет практически полностью и газогенерационный потенциал.

Позднее, при изучении асфальтенов углей Донбасса Н.П. Силина с соавторами (1992) также показала, что на градации $АК_1$ и выше наблюдается аномальная картина изменения всех параметров асфальтенов: резко падает содержание углерода, повышается количество водорода и максимального значения достигает содержание кислорода. Геохимические особенности строения гетероциклических компонентов в катагенезе выявлены на образцах из глубоких скважин и других районов (Файзуллина и др., 1992 и др.).

Действительно, на границе мезо- и апокатагенеза происходит малоизученная «обратная» трансформация состава смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) (Борисова, 2008; Borisova, 2019; Borisova, Fomin, 2020; Долженко и др., 2019; Конторович и др., 2020). С учетом значимости полученных выводов после проведения исследований преобразования САК в отдельных скважинах необходимо продолжить развитие теоретических представлений и экспериментальных исследований, сравнить распределение содержаний и состава смолисто-асфальтеновых компонентов в ОВ сверхглубоких скважин СГ-6 и СВ-27 по мере роста катагенеза. Это позволит объяснить трансформацию их состава в условиях высоких температур и давлений, например подтвердить деструкцию асфальтенов, приводящую к высвобождению УВ из их структуры (окклюдированные УВ) (Snowdon, 2016; Каширцев, 2018; Borisova, Fomin, 2020; Долженко и др., 2019; Конторович и др., 2020).

Цель настоящей работы – обобщить имеющиеся данные по содержанию и составу высокомолекулярных гетероциклических компонентов (бензольных, спиртобензольных смол и асфальтенов) битумоидов в жестких термобарических условиях на примере геохимических особенностей преобразования ОВ сверхглубоких скважин Сибири.

Материалы и методы

В работе проведено сравнительное изучение трансформации состава смолисто-асфальтовых компонентов РОВ сверхглубоких скважин СГ-6 и СВ-27 в апокатагенезе. Тюменская сверхглубокая скважина (СГ-6), расположенная на севере Западной Сибири, является одной из самых глубоких скважин (забой 7502 м) в Сибири, вскрывших непрерывный разрез мезозойско-кайнозойского чехла (Сурков и др., 1993). Юрско-триасовый осадочный разрез СГ-6 представлен терригенными породами (аргиллитами, алевролитами, песчаниками). Сверхглубокая скважина Средневилюйская-27 (СВ-27) расположена на территории Вилюйской гемисинеклизы, в западной части Хапчагайского мегавала, достигла глубины 6519 м. Разрез ее также представлен аргиллитами, алевролитами и песчаниками (Граусман, Мейен, 1987).

Поскольку целью настоящей работы было изучение террагенного (гумусового) ОВ, отбирались только те образцы, для нерастворимых остатков и асфальтенов которых изотопный состав углерода варьирует в пределах от –22,0‰ до –27,0‰ (Конторович и др. 1985а, 1985б). Сформирована коллекция из 82 проб, для которых определен групповой состав, сделаны замеры отражательной способности витринита (R^o_{vt}, %) и 76 определений элементного состава (C, H, S, N – углерод, водород, сера, азот) (табл. 1).

Изучение ОВ пород проводили в ИНГГ СО РАН по методике, разработанной под руководством академика А.Э. Конторовича (Борисова и др., 2019). Органическое вещество экстрагировали из породы хлороформом. Асфальтены осаждали петролейным эфиром. Мальтеновую часть разделяли на фракции в хроматографических колонках. Замеры отражательной способности проводили на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 (АО «ЛОМО», Россия) при длине волны 546,1 нм в иммерсионной среде. Содержание углерода, водорода, серы и азота (C, H, S, N) определяли микрометодом скоростного сжигания в быстром токе кислорода из одной навески на элементном анализаторе EA 1110 (CE Instruments, Италия), кислород

Скважина	Групповой состав	Элементный состав			
		Асфальтены	Бензольные смолы	Спиртобензольные смолы	Суммарное содержание смол
СГ-6	26	23	21	9	4
СВ-27	56	5	5	6	3

Табл. 1. Количество анализов группового состава битумоида и элементного состава смолисто-асфальтеновых компонентов скважин СГ-6 и СВ-27

рассчитывали как разницу между 100% и процентным содержанием гетероатомных компонентов. Получены атомные соотношения водорода, углерода и кислорода ($H/C_{ат}$, $O/C_{ат}$), которые являются основными геохимическими параметрами состава. Измерение изотопного состава углерода в пробах нерастворимых остатков проводили на масс-спектрометре МИ 1201В (ПО «Электрон», Украина) (ТФ СНИИГГиМС, Н.Л. Падалко), асфальтенов – на масс-спектрометре Finnigan MAT-253 («Thermo Finnigan», Бремен, Германия) (ИГМ СО РАН, А.Н. Пыряев).

Результаты

Для корректной оценки изменения группового состава битумоидов и элементного состава его гетероатомных компонентов в двух сверхглубоких скважинах анализ проведен на основе отражательной способности витринита (R^o_{vt}, %). Лено-Вилюйский и Западно-Сибирский осадочные бассейны претерпели различную историю погружения и имели отличный друг от друга геотермический режим недр (рис. 1) (Фомин, 2011; Исаев и др., 2014; Фролов и др., 1987; Семенов, Железняк, 2013), в связи с чем зависимости исследуемых характеристик состава САК от глубины не будут показательными и сопоставимыми с точки зрения эволюции террагенного ОВ в процессе катагенеза.

Рассмотрим групповой состав в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СВ-27 (рис. 2, табл. 2). На градациях $МК_1^2$–$МК_2$ содержание УВ достигает максимума в обеих скважинах в мезокатагенезе, что объясняется проявлением главной зоны нефтеобразования (ГЗН) в террагенном ОВ (Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Неручев, 1983). Содержания смол здесь, напротив, имеют наименьшие значения. Большой разброс значений относительного содержания компонентов группового состава может быть объяснен активно протекающими процессами нафтидогенеза и связанными с ними первичной и вторичной миграциями. Первое значительное изменение в распределении наблюдается при переходе к градациям $МК_3^{1–2}$: резко снижается содержание УВ и растет доля смолистых веществ, содержание асфальтенов лишь незначительно увеличивается. Отмеченные тенденции имеют прогрессирующий характер от начала к концу интервала и продолжаются на градации $АК_1$. Второе значительное изменение компонентов происходит на градации $АК_2$: стремительнее падает доля асфальтенов, повышается процентное содержание смол, отмечается слабое снижение скорости образования УВ. На $АК_3$ асфальтены полностью выходят из группового состава в скв. СВ-27, формируя нерастворимый остаток (эпиасфальтеновый кероген (Конторович и др., 2020)), в скв. СГ-6 наблюдается схожая тенденция (что отмечалось в работах (Борисова, 2008; Borisova, 2019; Borisova, Fomin, 2020; Долженко и др., 2019; Конторович и др., 2020)). Смолы и углеводороды достигают равновесных значений в соотношении 60:40. При сравнении двух скважин установлено, что образцы, характеризующиеся одинаковыми или схожими значениями отражательной способности витринита, локализуются в окрестностях друг друга (рис. 2). С ростом катагенеза значения содержаний компонентов группового состава изменяются симбатно и дополняют промежутки без исследованных образцов, связанные с наличием ОВ, выходом хлороформенного битумоида или же частотой и качеством отбора керна (табл. 2). Последнее является распространенной проблемой при изучении глубокопогруженных горизонтов. Несмотря на наличие интервалов, где имеющаяся выборка не позволяет сделать точного сопоставления, данные не противоречат друг другу, а видимые тенденции (рис. 2) позволяют судить об общности протекающих процессов. Именно с этой позиции нами будет проводиться обсуждение полученных результатов.

Рассмотрим элементный состав гетероатомных компонентов битумоида (рис. 3, 4, табл. 3). Так как в апокатагенезе в скв. СВ-27 в ходе аналитических работ не удалось разделить смолы на фракции, для них приведены суммарные значения. Для сравнения данных из двух скважин для смол из скв. СГ-6 был рассчитан элементный состав на сумму по процентному вкладу. Исходя из принципа аддитивности элементов в системе, был произведен расчет вклада каждого элемента в сумму:

$$N = (A)*(B)+(C)*(D),$$

где N – процентное содержание (%) элемента в сумме смол, A – % элемента в бензольных смолах, B – доля

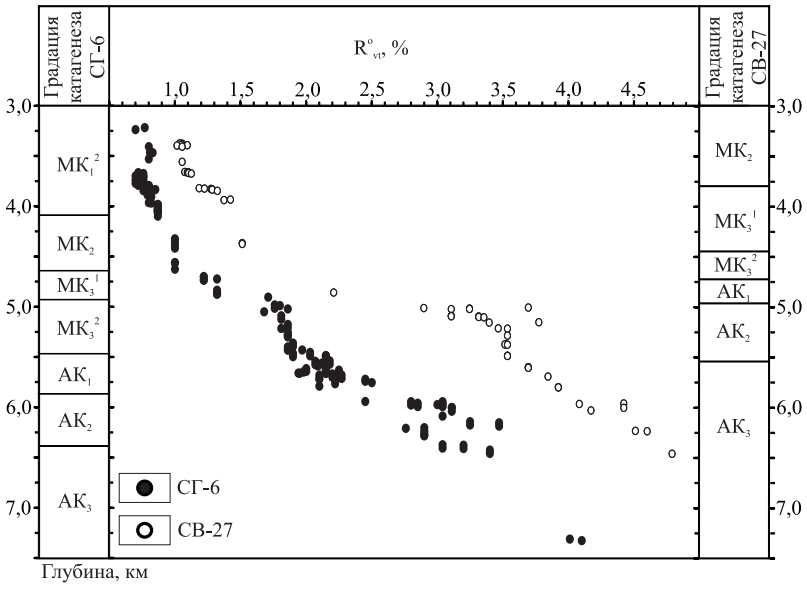


Рис. 1. Изменение отражательной способности витринита (R^o_{vt}) в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СВ-27

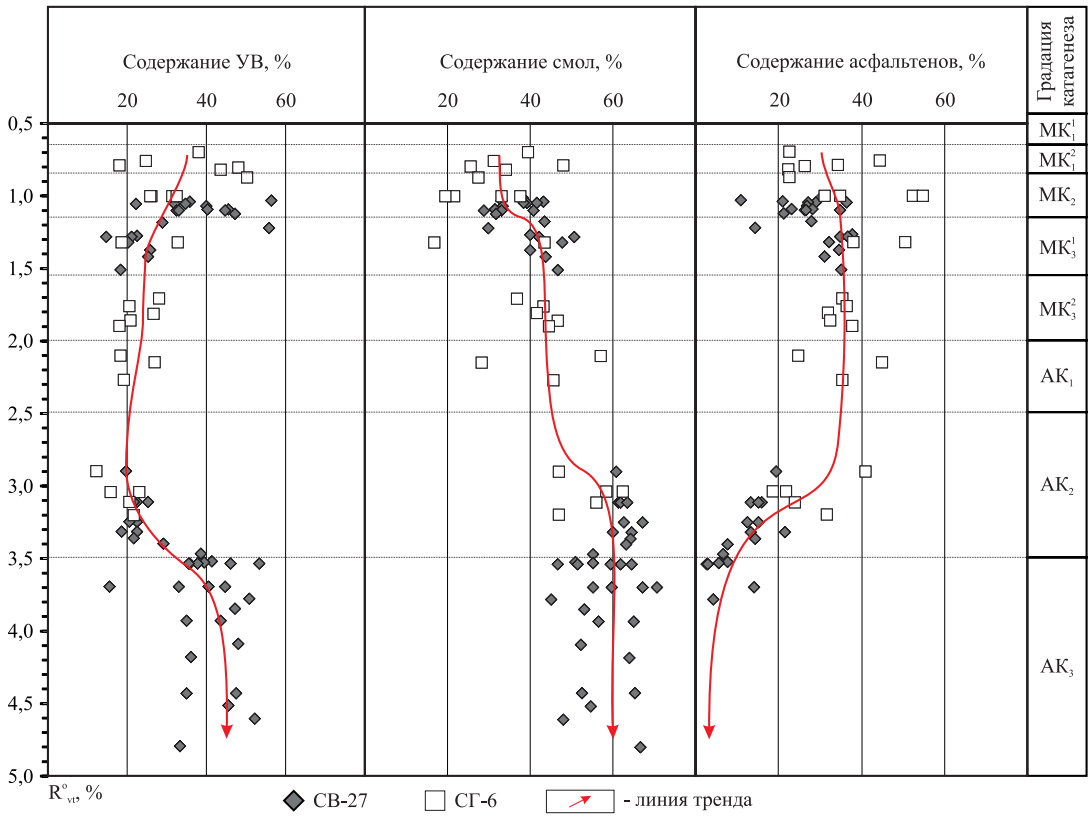


Рис. 2. Изменение группового состава битумоидов с ростом катагенеза в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СВ-27. Примечание: линии тренда построены на основании поинтервального среднего между двумя скважинами и сглажены вручную

Градация	Углеводороды, %		Смолы, %		Асфальтены, %	
	СГ-6	СВ-27	СГ-6	СВ-27	СГ-6	СВ-27
MK_1^2	34,40	–	35,60	–	30,00	–
MK_2	33,17	38,10	27,80	35,68	39,03	26,21
MK_3^1	25,65	25,77	30,10	42,64	44,25	31,59
MK_3^2	22,78	–	42,50	–	34,72	–
AK_1	21,39	–	43,64	–	34,97	–
AK_2	18,61	23,80	54,08	62,18	27,31	14,03
AK_3	31,43	40,71	55,71	57,49	12,86	5,66

Табл. 2. Средние значения содержаний компонентов группового состава битумоидов в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СВ-27 на разных градациях катагенеза

бензольных смол, С – % элемента в спиртобензольных смолах, D – доля спиртобензольных смол.

Линии тренда в зоне апокатагенеза на графиках «Спиртобензольные смолы + суммарное содержание смол» строились для суммарного содержания фракций (рис. 3, 4). На градациях MK_1^2–MK_3^1 происходит прогрессирующая карбонизация всех гетероатомных компонентов битумоида: $H/C_{ат}$ в асфальтенах снижается от 1,0 до 0,7, в бензольных смолах (наиболее интенсивно) – от 1,3 до 0,95, в спиртобензольных – от 1,4 до 1,1 (табл. 3, рис. 3). Параллельно карбонизации асфальтенов происходит их окисление – $O/C_{ат}$ возрастает от 0,09 до 0,19. Слабое повышение содержания кислорода отмечено в бензольных смолах – от 0,04 до 0,09. Спиртобензольные смолы не показывают тенденций к изменению количества кислорода в составе. Такие характеристики отражают повышение ароматичности структуры гетероатомных компонентов и хорошо согласуются с затухающими процессами нафтидогенеза, когда термодеструкция затрагивает наиболее энергоемкие связи в керогене. На градации MK_3^2 происходит перестройка структуры ОВ, которая и ранее отмечалась в ряде работ при изучении керогенов (Зеличенко и др., 1978; Полякова и др., 1991) и асфальтенов (Конторович и др., 1973; Борисова, Конторович, 1991; Силина и др., 1992; Конторович, Борисова, 1994; Borisova, 2019; Borisova, Fomin, 2020; Конторович и др., 2020). В составе асфальтенов и бензольных смол после достижения максимума содержания углерода на предыдущем этапе скачкообразно увеличивается содержание водорода, этому скачку соответствует максимальное содержание кислорода в мезокатагенезе (рис. 3, 4). К концу градации MK_3^2 структура асфальтенов и бензольных смол стабилизируется: резко падают отношения $H/C_{ат}$ и $O/C_{ат}$ до минимального значения предыдущего интервала. Для спиртобензольных смол на этой градации определения элементного состава отсутствуют. В апокатагенезе ($AK_{1–3}$) все компоненты группового состава становятся более алифатичными, причем в отношении асфальтенов и бензольных смол этот процесс нарастающий: от 0,9 до 1,2 для первых, от 1,0 до 1,2 для вторых. Спиртобензольные смолы в СГ-6 и суммарное

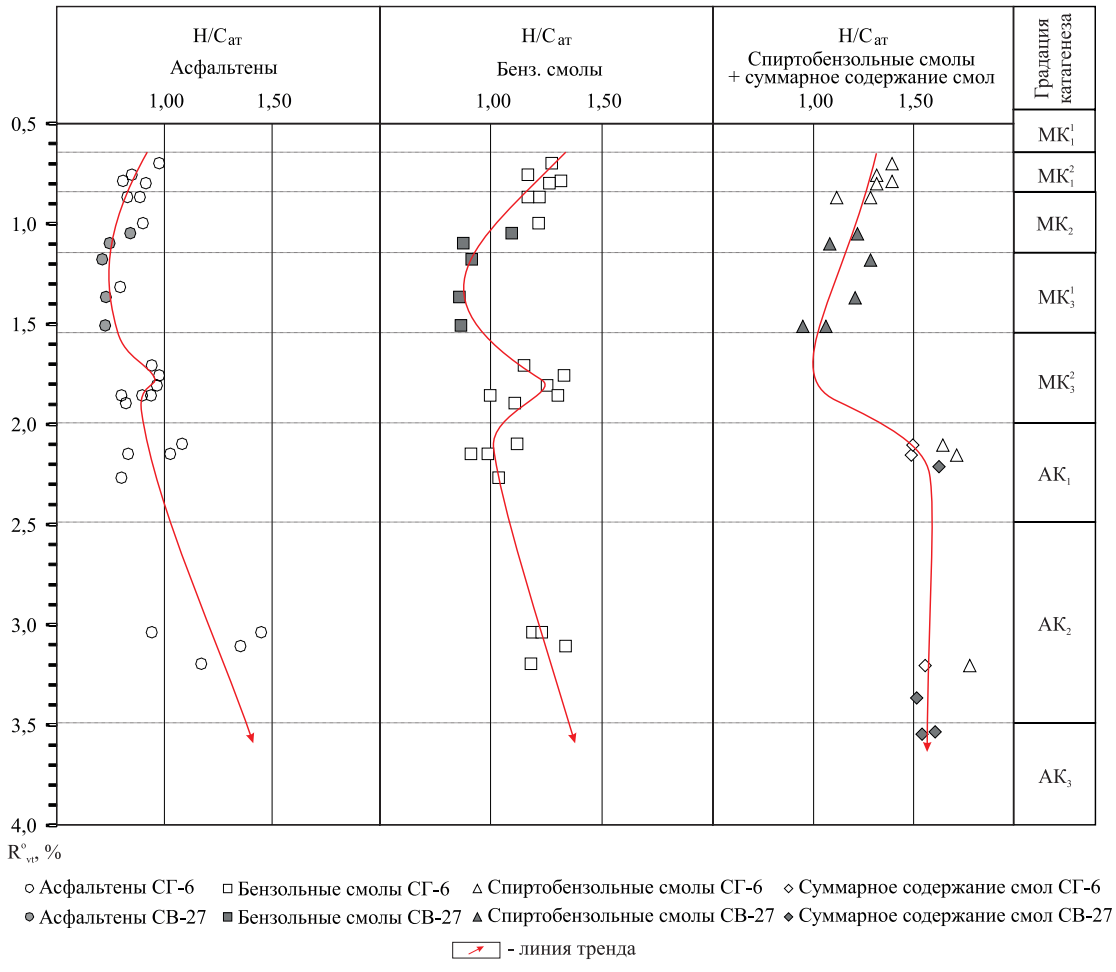


Рис. 3. Изменение атомного отношения $H/C_{ат}$ гетероатомных компонентов битумоида с ростом катагенеза в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СВ-27. Примечание: линии тренда построены на основании поинтервального среднего между двумя скважинами и сглажены вручную

содержание смол в СВ-27 при достижении апокатагенеза имеют значения $H/C_{ат}$, близкие к 1,5, на протяжении всего интервала. Отметим, что выход спиртобензольных смол более чем в два раза превышает выход бензольных в СГ-6, что позволяет по близости группировки точек на графиках предположить превалирование спиртобензольных смол в СВ-27. Процесс окисления в апокатагенезе затрагивает асфальтены и спиртобензольные смолы: $O/C_{ат}$ меняется от 0,16 до 0,24 для первых, от 0,32 до 0,40 для вторых (от 0,17 до 0,27 на $АК_{1–2}$ и 0,18 на $АК_3$ для суммарного содержания смол). Бензольные смолы незначительно восстанавливаются – $O/C_{ат}$ снижается от 0,11 до 0,08. Полученные данные свидетельствуют о том, что в апокатагенезе водород и кислород селективно сохраняются в гетероатомных компонентах за счет сокращения доли углерода, т.е. за счет формирования конденсированных блоков через углерод-углеродные связи и выпадения их в нерастворимую форму. При этом легко прослеживается обратно пропорциональная зависимость между снижением доли асфальтенов в групповом составе (рис. 2) и ростом отношений $H/C_{ат}$ и $O/C_{ат}$ (рис. 3, 4).

Обсуждение результатов

По изменению содержаний углеводородной и гетероатомных компонентов в составе битумоидов терригенного ОВ в обеих скважинах можно отметить общность и однонаправленность протекающих процессов (рис. 2–4). Некоторые различия в трендах в области ГЗН легко объясняются процессами миграции вследствие активного новообразования, которые зависят в том числе от свойств вмещающей матрицы, способной произвести хроматографический эффект на состав битумоида (Трофимук, Конторович, 1965). Ранее при работе с образцами скважины СГ-6 не удавалось проследить осаждение асфальтенов из битумоида в отличие от сверхглубоких скважин Вилюйский синеклизы (Конторович и др., 1988) и Днепровско-Донецкой впадины (Габинет, Габинет, 1988), где глубже 5300 м асфальтены уже не фиксируются. В битумоидах скв. СГ-6 (Борисова, 2008) на глубине ниже 6000 м они еще присутствуют, но вследствие различного геотермического режима недр сопоставления по глубине не позволяли выполнить достоверную корреляцию. Построение графиков изменения параметров группового состава битумоида и элементного состава его гетероатомных компонентов от палеотермометра в виде отражательной способности витринита позволило показать, что сохранение асфальтенов в разрезе скважины СГ-6 связано в первую очередь именно с недостаточной преобразованностью вещества. Тем не менее тренд на снижение их содержаний в составе битумоида вследствие процессов деструкции и конденсации (Конторович и др., 1988, 2020) отчетливо виден (рис. 2), что также подтверждается наличием окклюдированных соединений, обнаруженных ранее (Каширцев, 2018). Основная гипотеза появления

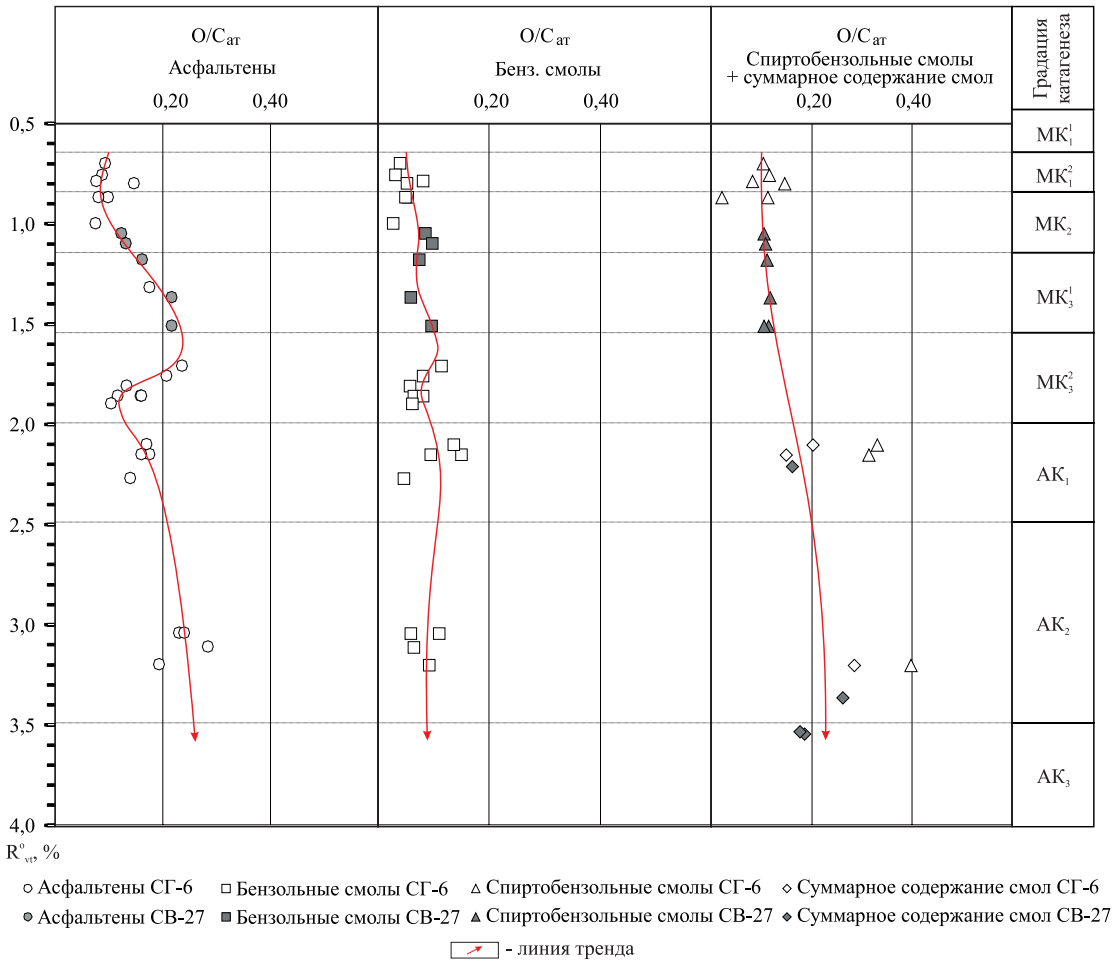


Рис. 4. Изменение атомного отношения $O/C_{ат}$ гетероатомных компонентов битумоида с ростом катагенеза в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СВ-27. Примечание: линии тренда построены на основании поинтервального среднего между двумя скважинами и сглажены вручную

Градация	Асфальтены		Бензольные смолы		Спиртобензольные смолы		Суммарное содержание смол	
	$H/C_{ат}$	$O/C_{ат}$	$H/C_{ат}$	$O/C_{ат}$	$H/C_{ат}$	$O/C_{ат}$	$H/C_{ат}$	$O/C_{ат}$
$МК_1^2$	0,89	0,10	1,26	0,05	1,35	0,11	–	–
$МК_2$	0,84	0,10	1,12	0,06	1,18	0,09	–	–
$МК_3^1$	0,72	0,19	0,95	0,09	1,13	0,11	–	–
$МК_3^2$	0,91	0,16	1,20	0,07	–	–	–	–
$АК_1$	0,94	0,16	1,01	0,11	1,68	0,32	1,54	0,17
$АК_2$	1,23	0,24	1,24	0,08	1,78	0,40	1,54	0,27
$АК_3$	–	–	–	–	–	–	1,57	0,18

Табл. 3. Средние значения атомных отношений $H/C_{ат}$ и $O/C_{ат}$ для компонентов битумоидов в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СВ-27 на разных градациях катагенеза

этих уникальных молекул связана с высвобождением адсорбированных и окклюдированных соединений при разрушении асфальтенов.

Результаты интерпретации элементного состава САК позволяют установить следующую стадийность превращений битумоида террагенного ОВ.

На этапе мезокатагенеза (градации $МК_1^2$–$МК_3^1$) идет устойчивая карбонизация смолисто-асфальтеновых компонентов, уменьшается доля водорода и, как следствие, значение атомного отношения $H/C_{ат}$. Формируется упорядоченная структура САК. Можно также предположить, что на состав оказывает влияние кероген: по мере его катагенетической зрелости продуцируются все более высокомолекулярные и ароматические соединения. В пользу этого свидетельствует обратная корреляция между количеством УВ в составе и степенью ароматичности смол и асфальтенов, на это же указывает и рост содержания кислорода. По данным (Зеличенко и др., 1978; Неручев, 1983; Полякова и др., 1991), в керогене на этих градациях стремительно падает содержание гетероатомов, так как термодеструкция затрагивает наименее устойчивые мостиковые связи (в т.ч. кислородные), постепенно прекращается образование жидких УВ. В результате элементный состав здесь отражает совокупность процессов внутренней перестройки и «наследования» продуктов поздних этапов генерации. По-видимому, в силу наибольшего сродства с керогеном асфальтенов именно они селективно накапливают карбонил- и карбоксилсодержащие фрагменты.

На градации $МК_3^2$ происходит резкое изменение элементного состава всех компонентов. Согласно (Силина и др., 1992), разупорядочение структуры асфальтенов происходит вследствие разрыва азотсодержащих связей. Ранее было отмечено (Конторович и др., 1973), что в терригенном органическом веществе количество парамагнитных центров (КПЦ) растет с повышением катагенеза, при этом имеет место два минимума. В СВ-27 они приходятся на $МК_3^2$ (слабовыраженный) и $АК_2$ (сильновыраженный) (Меленевский и др., 1989) и свидетельствуют о снижении числа ароматических ядер, т.к. согласно описанию метода электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) В.М. Диндойн (1973) наиболее вероятными парамагнитными центрами в ОВ являются ароматические соединения. Основным продуктом генерации на данном этапе является метан, терригенное ОВ вступает в главную фазу газообразования (ГФГ) (Зеличенко и др., 1978; Неручев, 1983; Полякова и др., 1991). Так как водород и кислород перестают поступать извне, такие показатели указывают на «остаточный» принцип повышения их содержаний. Такое возможно, если взамен мостиковых гетероатомных связей структурные блоки соединяются через углерод-углеродные, вследствие чего какая-то часть вещества уже на этом этапе конденсируется в нерастворимую форму. К концу градации структура стабилизируется.

В апокатагенезе ($АК_{1–3}$) кероген в результате реализации генерационного потенциала уже не влияет на состав битумоида, т.е. перестает производить жидкие УВ, что согласуется с завершением ГЗН (ГФН) в терригенном ОВ на градации $МК_3^2$ (Зеличенко и др., 1978). Изменения в элементном составе связаны с последовательной конденсацией отдельных, главным образом ароматических блоков в ряду УВ – смолы – асфальтены (Конторович и др., 1988, 2020). С вступлением в апокатагенез ароматические соединения во фракции УВ (в скв. СВ-27 отношение насыщенных к ароматическим меняется от 1–2 в мезокатагенезе и до 5–10 в апокатагенезе (Долженко и др., 2019; Конторович и др., 2020)) формируют блоки, обогащающие ароматическую составляющую смол. Затем по принципу «снежного кома» за счет углерод-углеродных связей совокупность отдельных фрагментов конденсируется до структур, соответствующих асфальтенам, в итоге формируя эпиасфальтеновый кероген (Конторович и др., 2020), который по пиролитическим характеристикам относится к незрелому ОВ. По всей видимости, в обратную сторону процесс происходит менее выраженно, чем предполагалось ранее (Конторович и др., 1988). На каждом этапе перехода мы видим только потери относительных содержаний углерода (%), затрачиваемого на конденсацию, а смолы и УВ достигают в среднем равных пропорций в апокатагенезе. Тем не менее снижение выхода хлороформенного битумоида (Конторович и др., 1973; Борисова, Конторович, 1991; Силина и др., 1992; Конторович, Борисова, 1994; Borisova, 2019; Borisova, Fomin, 2020; Конторович и др., 2020) указывает на постоянный отток нафтидов, главным образом метана, из системы битумоид – порода. Отсюда следует, что пределы существования главной зоны газообразования (ГЗГ) (ГФГ) могут быть тесно связаны со вторичным крекингом (деструкцией остаточного после миграции битумоида), на что указывают и авторы работы (Конторович и др., 2021). При достижении апокатагенеза в гетероатомных компонентах растет и сохраняется содержание водорода на уровне элементного состава аквагенного керогена в начале ГЗН (ГФН), что позволяет судить о возможности их деструкции до УВ-газов на глубинах, превышающих 6–7 км.

Заключение

Полученные результаты являются очередным подтверждением правильности современной парадигмы о ведущей роли катагенеза в процессах преобразования органических масс в земной коре. Факторы температуры и в меньшей степени литостатического давления продолжают контролировать эволюцию ОВ и за пределами ГЗН, как было показано в настоящей работе, на групповом и элементном уровнях. Важно отметить, что в случае терригенных (гумусовых) разностей при рассмотрении превращений смолисто-асфальтовых (гетероатомных) компонентов битумоидов с позиции градаций катагенеза установленные закономерности позволяют предположить единый механизм преобразований для формаций разного возраста и различных осадочных бассейнов (в пределах терригенного разреза пород). Это подтверждается и сопоставлением приводимых в литературных источниках результатов изучения углей и их экстрактов с полученными в рамках настоящей работы данными. Уточнение глубинной зональности изменения элементного составов смолисто-асфальтеновых компонентов ОВ скважин СГ-6 и СВ-27 в апокатагенезе позволило наряду с другими исследователями высказать предположение о продуцировании на больших глубинах углеводородов. Изучение особенностей характера преобразования состава и структуры смолисто-асфальтовых компонентов в условиях высоких температур и давления необходимо продолжить как на образцах других глубоких скважин, так и на модельных экспериментах с целью доказательного обоснования более поздней генерации УВ, а также для определения их массы и состава, что имеет прикладное значение при прогнозе новых зон нефтегазонакопления и переоценке уже разрабатываемых глубокопогруженных горизонтов. Необходимо также выявить окислительное влияние минеральной среды, взаимодействие ОВ с оксидами минеральных компонентов породы в зоне высоких температур.

Финансирование

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0011.

Литература

Борисова Л.С. (2004). Гетероциклические компоненты рассеянного органического вещества и нефтей Западной Сибири. *Геология и геофизика*, (7), с. 884–894.

Борисова Л.С. (2008). Геохимические особенности состава и структуры гетероциклических компонентов рассеянного органического вещества в мезо- и апокатагенезе (на примере скважины Тюменской СГ-6). *Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: Сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф.* СПб.: ВНИГРИ, с. 93–98.

Борисова Л.С. (2012). Введение в геохимию высокомолекулярных компонентов нефти. Новосибирск: НГУ, 90 с.

Борисова Л.С. (2016). Асфальтены – наследники генетического кода керогена. *Геология нефти и газа*, (6), с. 75–78.

Борисова Л.С., Конторович А.Э. (1991). Методические рекомендации по схеме изучения асфальтенов для целей диагностики нефтепроизводящих пород и количественной оценки перспектив нефтегазоносности. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 28 с.

Борисова Л.С., Фурсенко Е.А., Костырева Е.А., Тимошина И.Д. (2019). Комплекс химических и физических методов получения и исследования компонентов органического вещества пород и нафтидов (методическое руководство). Новосибирск: РИЦ НГУ, 84 с.

Вассоевич Н.Б. (1967). Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. *Известия АН СССР, серия геологическая*, (11), с. 137–142.

Габинет М.П., Габинет Л.М. (1988) Катагенетическая зональность и распределение залежей нефти и газа на больших глубинах в отложениях Предкарпатского прогиба и палеозоя Днепровско-Донецкой впадины. *Условия нефтеобразования на больших глубинах*. М.: Наука, с. 121–126.

Граусман В.В., Мейен С.В. (1987). Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы. *Известия Академии наук СССР. Серия геологическая*, (10), с. 54–60.

Диндойн В.М. (1973). Спектроскопия ЭПР и ее возможности в органической геохимии. *Тр. СНИИГГиМС*, Новосибирск: СНИИГГиМС, Вып. 166, с. 37-54.

Долженко К.В., Фомин А.Н., Меленевский В.Н. (2019). Геохимическая характеристика террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилюйской синеклизы и некоторые особенности его преобразования под действием термобарических условий больших глубин. *Георесурсы*, 21(4), с. 77–84. https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.77-84

Зеличенко И.А., Неручев С.Г., Половникова И.А., Рогозина Е.А., Филатов С.С., Климова Л.И. (1978). Особенности катагенетического преобразования гумусовых разностей рассеянного органического вещества. *Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков*. М.: Наука, с. 119–125.

Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумерова А.А. (2014). Палеоклимат западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений. *Известия Томского политехнического университета*, 324(1), с. 93–101.

Каширцев В.А. (2018). Углеводороды, окклюдированные асфальтенами. *Геология и геофизика*, 59(8), с. 1211–1219. https://doi.org/10.15372/GiG20180806

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. (1985а). Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах. *Геология и геофизика*, 26(9), с. 34–42.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. (1985б). Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природе. *Геология и геофизика*, 26(7), с. 3–11.

Конторович А.Э., Борисова Л.С. (1994). Состав асфальтенов как индикатор типа рассеянного органического вещества и нефтей Западной Сибири. *Геохимия*, 11, с. 1660–1667.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р. (2021). Теория нафтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе. *Геология и геофизика*, 62(8), с. 1026–1047. https://doi.org/10.15372/GiG2021119

Конторович А.Э., Данилова В.П., Диндойн В.М. (1973). Изменение химического состава гумусового органического вещества и его парамагнитных свойств в зоне катагенеза. *Доклады АН СССР. Серия геологическая*, 209(6), с. 1431–1434.

Конторович А.Э., Долженко К.В., Фомин А.Н. (2020). Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе. *Геология и геофизика*, 61(8), с. 1093–1108. https://doi.org/10.15372/GiG2020116

Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. (1967). Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности). *Геология и геофизика*, 8(2), с. 16–29.

Конторович А.Э., Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. (1988). Превращение органического вещества в мезо- и апокатагенезе. *Советская геология*, 7, с. 26–36.

Конторович А.Э., Рогозина Е.А. (1967). Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. *Тр. СНИИГГиМС*. Новосибирск: СНИИГГиМС, Вып. 65: *Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты*, с. 13–25.

Меленевский В.Н., Полякова И.Д., Гладкий Ю.Г. (1989). Катагенетические преобразования органического вещества Вилюйской синеклизы. *Геология нефти и газа*, 9, с. 37–38.

Неручев С.Г. (1983). Газообразование при катагенезе органического вещества осадочных пород. Л.: Недра, 164 с.

Полякова И.Д., Богородская Л.И., Соболева Е.И. (1991). Преобразование органического вещества угленосных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах. *Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 48–57.

Семенов В.П., Железняк М.Н. (2013). Геотермические условия Вилюйской синеклизы. *Криосфера Земли*, XVII(4), с. 3–10.

Силина Н.П., Каплан З.Г., Кунаева Н.Т., Клиндухов В.П. (1992). Экспериментальная модель преобразования асфальтенов в зоне катагенеза (на примере клареновых углей Донбасса). *Сборник трудов: Моделирование процессов нефтеобразования*. М.: Наука, с. 63–69.

Современные методы анализа в органической геохимии (1973). Под ред. А.Э. Конторовича. *Тр. СНИИГГиМС*, Новосибирск: СНИИГГиМС, Вып. 166, 100 с.

Сурков В.С, Девятов В.П., Жеро О.Г. (1993). Структура земной коры района Тюменской сверхглубокой скважины. *Геология и геофизика*, 34(1), с. 120–126.

Трофимук А.А., Конторович А.Э. (1965). Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ. *Геология и геофизика*, 6(12), с. 3–14.

Файзуллина Е.М., Жукова А.В., Соловьева И.Л. (1992). Эмпирическая модель преобразования химической структуры сапропелевого рассеянного органического вещества в зоне катагенеза и апокатагенеза. *Сборник трудов: Моделирование процессов нефтеобразования*. М.: Наука, с. 56–63.

Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 331 с.

Фролов В.И., Сюндюков Ш.А., Бакин В.Е. (1987). О катагенезе органического вещества глубоких горизонтов центральной части Вилюйской синеклизы. *Доклады АН СССР*, 297(2), с.442–444.

Borisova L.S. (2019). The Origin of Asphaltenes and Main Trends in Evolution of Their Composition During Lithogenesis. *Petroleum Chemistry*, 59(10), pp. 1118–1123. https://doi.org/10.1134/S0965544119100037

Borisova L.S., Fomin A.N. (2020). Transformation of Resin–Asphaltene Components of Dispersed Organic Matter in the Meso- and Apocatagenesis Zone. *Petroleum Chemistry*, 60(6), pp. 648–658. https://doi.org/10.1134/S0965544120060031

Snowdon L.R., Volkman J.K., Zhang Z., Tao G., Liu P. (2016). The organic geochemistry of asphaltenes and occluded biomarkers. *Organic Geochemistry*, 91, pp. 3–15. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.11.005

Сведения об авторах

Кирилл Васильевич Долженко – кандидат геол.-минерал. наук, научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3
e-mail: kirka.nsk@gmail.com

Любовь Сергеевна Борисова – доктор геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3

Александр Николаевич Фомин – доктор геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН; заведующий кафедрой геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3

Ирина Дмитриевна Попова – инженер лаборатории геохимии нефти и газа, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН; студент магистратуры кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3

Статья поступила в редакцию 13.01.2023;
Принята к публикации 11.07.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Composition transformation of terrigenous organic matter resinous-asphaltene components in super-deep wells in Siberia during meso- and apocatagenesis

K.V. Dolzhenko[1], L.S. Borisova[1,2], A.N. Fomin[1,2], I.D. Popova[1,2]*

[1]*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation*

[2]*Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation*

[*]*Corresponding author: Kirill V. Dolzhenko, e-mail: kirka.nsk@gmail.com*

Abstract. The evolution of the elemental composition of dispersed organic matter (DOM) heterocyclic components during catagenesis was traced via studying samples from the Tyumen (SG-6) and Srednevylyuy-27 (SV-27) super-deep wells of Siberia. During mesocatagenesis, the composition of terrigenous DOM asphaltenes and resins undergoes directed changes: a decrease in hydrogen and oxygen content, enrichment with carbon, and graphitization of the structure. During apocatagenesis, due to high-temperature destruction, on the one hand, there is a condensation of individual blocks of asphaltenes and their transition to an insoluble form (formation of epiasphaltenic kerogens – EPAK). On the other hand, the lighter part of the asphaltenes goes into the formation of hydrocarbons and gas formation – a relative increase in the concentration of the former in % by mass of residual bitumoids is noted, as well as structural redistributions within benzene and spirit-benzene resins. In all studied parameters of the elemental composition, a symmetrical (unidirectional) transformation of resinous and asphaltene components of bitumoids from the SG-6 and SV-27 wells under harsh thermobaric conditions is noted. The obtained results should be taken into account when predicting new oil and gas accumulation zones in deep-laid horizons.

Keywords: asphaltenes, resins, elemental composition, catagenesis, terrigenous organic matter, super-deep wells

Recommended citation: Dolzhenko K.V., Borisova L.S., Fomin A.N., Popova I.D. (2023). Composition transformation of terrigenous organic matter resinous-asphaltene components in super-deep wells in Siberia during meso- and apocatagenesis. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 119–128. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.15

Acknowledgements

The work was carried out with the support of the FNI FWZZ-2022-0011 project.

References

Borisova L.S. (2004). Heterocyclic components of dispersed organic matter and oils in Western Siberia. *Geologiya i geofizika*, (7), pp. 884–894. (In Russ.)

Borisova L.S. (2008). Geochemical features of the composition and structure of heterocyclic components of dispersed organic matter in meso- and apocatagenesis (on the example of the Tyumen SG-6 well). *Lithological and geochemical basis for predicting oil and gas potential: Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.* St. Petersburg: VNIGRI, pp. 93–98. (In Russ.)

Borisova L.S. (2012). Introduction to the geochemistry of high molecular weight components of oil. Novosibirsk: Novosibirsk State University, 90 p. (In Russ.)

Borisova L.S. (2016). Asphaltenes – successors of the genetic code of kerogen. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 6, pp. 75–78. (In Russ.)

Borisova L.S. (2019). The Origin of Asphaltenes and Main Trends in Evolution of Their Composition During Lithogenesis. *Petroleum Chemistry*, 59(10), pp. 1118–1123. https://doi.org/10.1134/S0965544119100037

Borisova L.S., Fomin A.N. (2020). Transformation of Resin–Asphaltene Components of Dispersed Organic Matter in the Meso- and Apocatagenesis Zone. *Petroleum Chemistry*, 60(6), pp. 648–658. https://doi.org/10.1134/S0965544120060031

Borisova L.S., Fursenko E.A., Kostyreva E.A., Timoshina I.D. (2019). Complex of chemical and physical methods for obtaining and studying components of organic matter in rocks and oil deposits (methodological guide). Novosibirsk: RIC NSU, 84 p. (In Russ.)

Borisova L.S., Kontorovich A.E. (1991). Methodological recommendations on the scheme for studying asphaltenes for the purpose of diagnosing oil-producing rocks and quantitatively assessing the prospects for oil and gas potential. Novosibirsk: SNIIIGGIMS, 28 p. (In Russ.)

Dindoin V.M. (1973). EPR spectroscopy and its possibilities in organic geochemistry. *Tr. SNIIIGGIMS*, (166), pp. 37–54. (In Russ.)

Dolzhenko K.V., Fomin A.N., Melennevsky V.N. (2019). Geochemical characteristics of terrigenous organic matter from the Upper Paleozoic complex of the Viluy Syncline and some features of its transformation under thermobaric conditions at great depths. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 4–12. https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.77-84

Faizullina E.M., Zhukova A.V., Solovyeva I.L. (1992). Empirical model of transformation of chemical structure of sapropelic dispersed organic matter in the catagenesis and apocatagenesis zone. *Coll. papers: Modeling of oil generation processes*. Moscow: Nauka, p. 56. (In Russ.)

Fomin A.N. (2011). Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 331 p. (In Russ.)

Frolov V.I., Syundyukov Sh.A., Bakin V.E. (1987). On the catagenesis of organic matter in deep-seated horizons of the central part of the Viluy syncline. *Doklady AN SSSR*, 297(2), pp. 442–444. (In Russ.)

Gabinet M.P., Gabinet L.M. (1988). Catagenetic zonality and distribution of oil and gas deposits at great depths in the deposits of the Subcarpathian Trough and the Paleozoic of the Dnieper-Donetsk Basin. *Conditions of oil formation at great depths*. Moscow: Nauka, p. 121. (In Russ.)

Grausman V.V., Meien S.V. (1987). Stratigraphy of Upper Paleozoic deposits of the Viluy Syncline. *Izvestiya AS USSR, Geology series*, 10, pp. 54–60. (In Russ.)

Isaev V.I., Rilova T.B., Gumerova A.A. (2014). Paleoclimate of Western Siberia and realization of the generative potential of oil-bearing deposits. *Izvestiya TPU = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 324(1), pp. 93–101. (In Russ.)

Kashirtsev V.A. (2018). Hydrocarbons occluded by asphaltenes. *Russian Geology and Geophysics*, 59(8), pp. 975–982. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.017.

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. (1985a). Regularities of carbon isotope fractionation in sedicahytes. *Geologiya i geofizika*, (9), pp. 34–42. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. (1985b). Distribution of stable carbon isotopes in sedicahytes of different genetic nature. *Geologiya i geofizika*, (7), pp. 3–11. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Borisova L.S. (1994). Composition of asphaltenes as an indicator of the type of dispersed organic matter and oils of Western Siberia. *Geokhimiya*, (11), pp. 1660–1667. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Burstein L.M., Livshits V.R. (2021). The Theory of Naphthidogenesis: A Quantitative Model of the Catagenetic Evolution of Aquatic Organic Matter. *Russ. Geol. Geophys*, 62(08), pp. 840–858. https://doi.org/10.2113/RGG20214360

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Dindoyan V.M. (1973). Changes in the chemical composition of humic organic matter and its paramagnetic properties in the catagenesis zone. *Doklady AN SSSR, Geolog. ser.*, 209(6), pp. 1431–1434. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Dolzhenko K.V., Fomin A.N. (2020). Transformation of Terrestrial Organic Matter during Mesocatagenesis and Apocatagenesis. *Russ. Geol. Geophys*., 61(8), pp. 891–905. https://doi.org/10.15372/RGG2020116

Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. (1967). Metamorphism of organic matter and some issues of oil and gas potential (on the example of Mesozoic deposits of the West Siberian Plain). *Geologiya i geofizika*, (2), pp. 16–29. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I. (1988). Transformation of organic matter in meso- and apocatagenesis. *Sovetskaya geologiya*, (7), pp. 26–35. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Rogozina E.A. (1967). Scale of hydrocarbon gas formation in Mesozoic deposits of the West Siberian Lowland. Geology and oil and gas potential of the southeast of the West Siberian Plate. *Tr. SNIIGGiMS*, (65), pp. 13–25. (In Russ.)

Melenevsky V.N., Polyakova I.D., Gladkiy Y.U. (1989). Catagenetic transformations of organic matter in the Viluy syncline. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, (9), pp. 37–38. (In Russ.)

Modern methods of analysis in organic geochemistry (1973). Ed. by A.E. Kontorovich. *Tr. SNIIGGiMS*, (166), 100 p. (In Russ.)

Neruchev S.G. (1983). Gas generation during catagenesis of organic matter in sedimentary rocks. Leningrad: Nedra, 64 p. (In Russ.)

Polyakova I.D., Bogorodskaya L.I., Soboleva E.I. (1991). Transformation of organic matter in coal deposits of the Viluy syncline at great depths. Geochemistry of oil and gas deposits in Siberia. *Tr. SNIIGGiMS*, pp. 48–57. (In Russ.)

Semenov V.P., Zheleznyak M.N. (2013). Geothermal conditions of the Viluy syncline. *Kriosfera Zemli = Earth's Cryosphere*, XVII(4), pp. 3–10. (In Russ.)

Silina N.P., Kaplan Z.G., Kunaeva N.T., Klindukhov V.P. (1992). Experimental model of asphaltene transformation in the catagenesis zone (using clarain coals of the Donbass as an example). *Coll. papers: Modeling of oil generation processes*. Moscow: Nauka, p. 63. (In Russ.)

Snowdon L.R., Volkman J.K., Zhang Z., Tao G., Liu P. (2016). The organic geochemistry of asphaltenes and occluded biomarkers. *Organic Geochemistry*, 91, pp. 3–15. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.11.005

Surkov V.S, Devyatov V.P., Zhero O.G. (1993). Structure of the earth's crust in the area of the Tyumen super-deep well. *Geologiya i geofizika*, (1), pp. 120–126. (In Russ.)

Trofimuk A.A., Kontorovich A.E. (1965). Some issues of the theory of organic origin of oil and the problem of diagnosing oil-bearing strata. *Geologiya i geofizika*, (12), pp.3-14. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1967). Theory of sedimentary-migratory origin of oil. *Izvestiya AS USSR, Geol. ser.*, (11), pp. 137–142. (In Russ.)

Zelichenko I.A., Neruchev S.G., Polovnikova I.A., Rogozina E.A., Filatov S.S., Klimova L.I. (1978). Features of catagenetic transformation of humic matter in dispersed organic matter. *Accumulation and transformation of organic matter in modern and ancient sediments*. Moscow: Nauka, pp. 119–125. (In Russ.)

About the Authors

Kirill V. Dolzhenko – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher at the Laboratory of Oil and Gas Geochemistry, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Lyubov S. Borisova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher at the Laboratory of Oil and Gas Geochemistry, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Associate Professor of the Department of Petroleum and Gas Field Geology, Geological and Geophysical Faculty, Novosibirsk State University

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Alexander N. Fomin – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher at the Laboratory of Oil and Gas Geochemistry, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Head of the Department of Petroleum and Gas Field Geology, Geological and Geophysical Faculty, Novosibirsk State University,

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Irina Dmitrievna Popova – Engineer at the Laboratory of Oil and Gas Geochemistry, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Graduate student at the Department of Petroleum and Gas Field Geology, Geological and Geophysical Faculty, Novosibirsk State University

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 13 January 2023;
Accepted 11 July 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.16

УДК 622.276

Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

С.Г. Кузьменков[1], М.И. Королев[1], М.В. Новиков[2], А.Н. Паляницина[3], О.А. Нанишвили[1], В.И. Исаев[4]*

[1]*Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия*

[2]*Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ханты-Мансийск, Россия*

[3]*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*

[4]*Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Установление добычи нефти на уровне 215–220 млн т/год, а также ее последующий рост – это приоритетная задача для предприятий топливно-энергетического комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО – Югры). Добиться этого невозможно без активного внедрения наиболее эффективных современных технологий повышения нефтеотдачи пластов. Настоящая статья ставит своей целью проанализировать применяемые на месторождениях ХМАО – Югры в промышленных масштабах методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти (МПНП и ИДН), их особенности и их вклад в дополнительную добычу нефти с 2001 по 2021 г.

В статье описаны такие технологии, как зарезка боковых стволов (ЗБС), физико-химические методы (ФХМ), гидроразрыв пласта (ГРП), обработка призабойной зоны (ОПЗ), гидродинамические методы (ГДМ), бурение горизонтальных скважин (БГС), а также другие геолого-технические мероприятия (ГТМ), направленные на оптимизацию работы скважин (прочие ГТМ). Проведенное исследование показало, что наиболее применяемыми стали ФХМ, ОПЗ и прочие ГТМ. Доля дополнительно добытой нефти за счет применения МПНП и ИДН выросла с 2013 г. вдвое: 8 % в 2013 г., 16,2 % в 2021 г. Наибольшую эффективность показали ГРП, БГС и ЗБС. Всё это привело к стабилизации годовой добычи нефти в ХМАО – Югре и даже к ее росту в 2021 г.

Особенно актуально применение методов увеличения нефтеотдачи на безальтернативной основе у разрабатываемых месторождений, потому что доля трудноизвлекаемых запасов высока и достигает 80% по некоторым компаниям ХМАО – Югры. Для таких месторождений требуется усиления научных исследований в области обоснования оптимальных условий строительства скважин, а также эксплуатации систем разработки.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, коэффициент извлечения нефти, метод повышения нефтеотдачи пластов, интенсификация добычи нефти, ретроспективный анализ, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра

Для цитирования: Кузьменков С.Г., Королев М.И., Новиков М.В., Паляницина А.Н. , Нанишвили О.А., Исаев В.И. (2023). Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. *Георесурсы,* 25(3), с. 129–139. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.16

Введение

Высокому уровню добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югры (ХМАО – Югры) долгие годы способствовало освоение крупных месторождений и высокопродуктивных залежей, большинство из которых вступили в позднюю стадию разработки. Современный этап разработки месторождений в ХМАО – Югре характеризуется снижением добычи на большей части объектов нефтедобычи, увеличением текущей выработанности (более 61%) и обводненности (свыше 85%) разрабатываемых месторождений, а также увеличением до 65–70% доли трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ), вовлеченных в разработку (Водясов, 2022; Полукеев и др., 2013).

Главной задачей предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК) ХМАО – Югры, наряду с вводом незначительных по запасам и удаленных от действующей инфраструктуры месторождений, является поиск и внедрение в производственных масштабах новых и усовершенствование используемых технологий вовлечения в разработку месторождений с ТрИЗ. Для этого требуется проведение большого объема исследований, уникальная аппаратура, применение современных технологий и методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, нацеленных на улучшение использования фонда эксплуатационных скважин.

Сегодня для Российской Федерации (РФ) в целом и ХМАО – Югры в частности первоочередными мерами для продолжения стабилизации уровня добычи нефти следует считать:

– увеличение количества аукционов и конкурсов по предоставлению прав пользования недрами на территории автономного округа;

* Ответственный автор: Станислав Григорьевич Кузьменков
e-mail: ksg.1948@yandex.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

– увеличение количества участков, передаваемых для геологического изучения с целью поиска и оценки месторождений полезных ископаемых за счет средств недропользователей;

– ввод в промышленный оборот нерентабельных для разработки сегодня мелких, удаленных от действующей инфраструктуры месторождений (Кузьменков и др., 2019);

– введение в промышленную разработку ТрИЗ, прежде всего открытых залежей нефти абалак-баженовского нефтегазоносного комплекса (Полукеев и др., 2013);

– внедрение в промышленных масштабах методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, причем последние являются наиболее эффективными в условиях Западной Сибири.

Материалы и методы

В настоящей работе использовались тематические, аналитические и отчетные материалы предприятий ТЭК, Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Анализ этих материалов позволил оценить текущее состояние добычи углеводородного сырья в ХМАО – Югре. Для оценки эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов за период с 2001 по 2021 г. был проведен ретроспективный анализ использованных методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти (МПНП и ИДН), таких как: физико-химические методы (ФХМ) – 41871, обработка призабойной зоны (ОПЗ) – 37367, прочие методы (ПМ) – 34174, гидроразрыв пласта (ГРП) – 22124, гидродинамические методы (ГДМ) – 18834, зарезка боковых стволов (ЗБС) – 11834, бурение горизонтальных скважин (БГС) – 11795 операции, а также объемов дополнительно добытой нефти.

Результаты

Состояние добычи углеводородного сырья в ХМАО – Югре

С начала разработки нефтяных месторождений на территории ХМАО – Югры (1964 г.) накопленная добыча нефти составила на 1 января 2023 г. 12565,4 млн т.

В 2022 г. на территории автономного округа добыто 223076,5 тыс. т нефти (рис. 1), что на 3,4% больше добычи в 2021 г., или 7,3 млн т.

Объем добычи нефти в целом по РФ в 2022 г. составил 535 млн т, что на 2,2% больше добычи в 2021 г. На долю ХМАО – Югры приходится 41,7% общероссийской добычи, в 2021 г. этот показатель составлял 41,2%.

На территории ХМАО – Югры на 1 января 2023 г. на государственном балансе 484 месторождений углеводородного сырья, в том числе: 421 нефтяных, 23 нефтегазоконденсатных, 18 газовых, 5 газоконденсатных, 17 газонефтяных.

В промышленной разработке находится чуть более 290 месторождений, при этом 52% годовой добычи приходится (рис. 2) на 15 месторождений, большая часть которых введена в промышленную разработку в XX в.

Анализ динамики добычи нефти в ХМАО – Югре за период 2000–2021 гг. показал (рис. 1), что добыча нефти снижалась с 2008 г. (Коркунов и др., 2013) и лишь в 2018 г. впервые за последние 10 лет был отмечен рост добычи, превышающий добычу предыдущего года (Кузьменков и др., 2018).

Общее снижение добычи нефти на территории округа является закономерным и прогнозируемым. Все последние годы структура разведанных запасов ухудшается. Высокий процент разрабатываемых месторождений находится на поздней стадии, что характеризуется снижением объема добычи и ростом обводненности продукции. Вероятность открытия новых крупных месторождений в действующих нефтегазоносных комплексах является низкой. Открываемые новые месторождения и залежи более мелкие, характеризуются низкими дебитами. Большая часть эксплуатационного бурения имеет меньшую эффективность, потому что проводится в краевых зонах месторождений. Соответственно, новые вовлекаемые запасы не могут компенсировать сокращение добычи уже выработанных высокопродуктивных зон (Толстолыткин и др., 2019).

В ХМАО – Югре за последние годы (2020–2022 гг.) рост уровня добычи обеспечивался целым рядом мер (Кузьменков и др., 2020; Водясов, 2022), среди которых следует отметить:

– стимулирование инвестиций недропользователей;

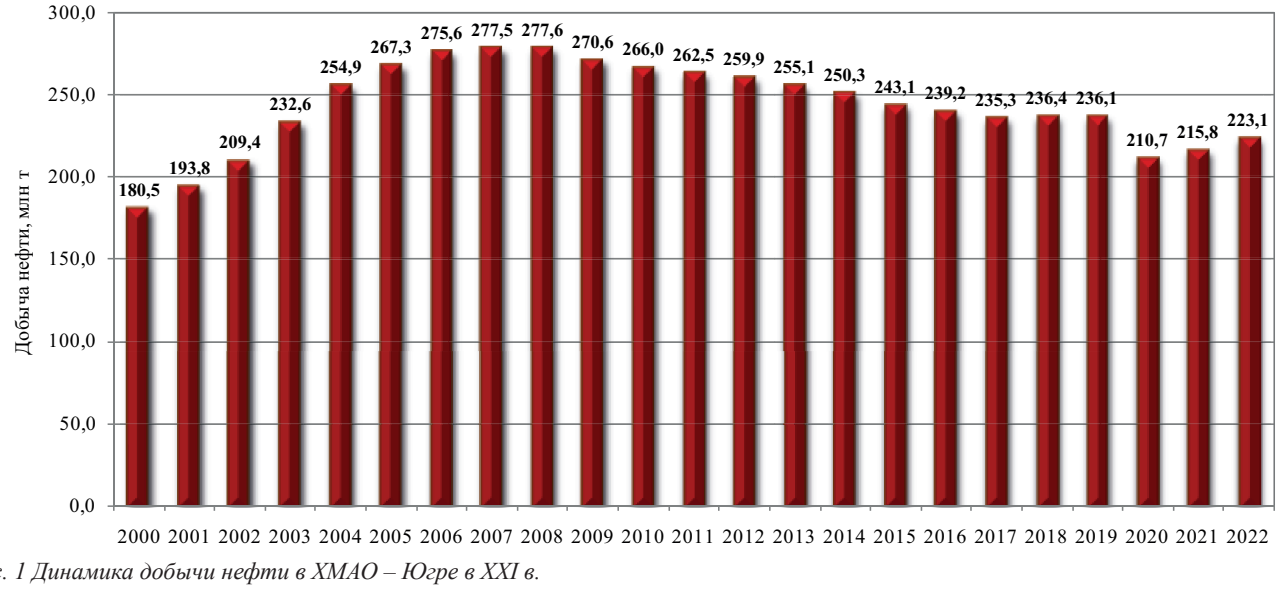


Рис. 1 Динамика добычи нефти в ХМАО – Югре в XXI в.

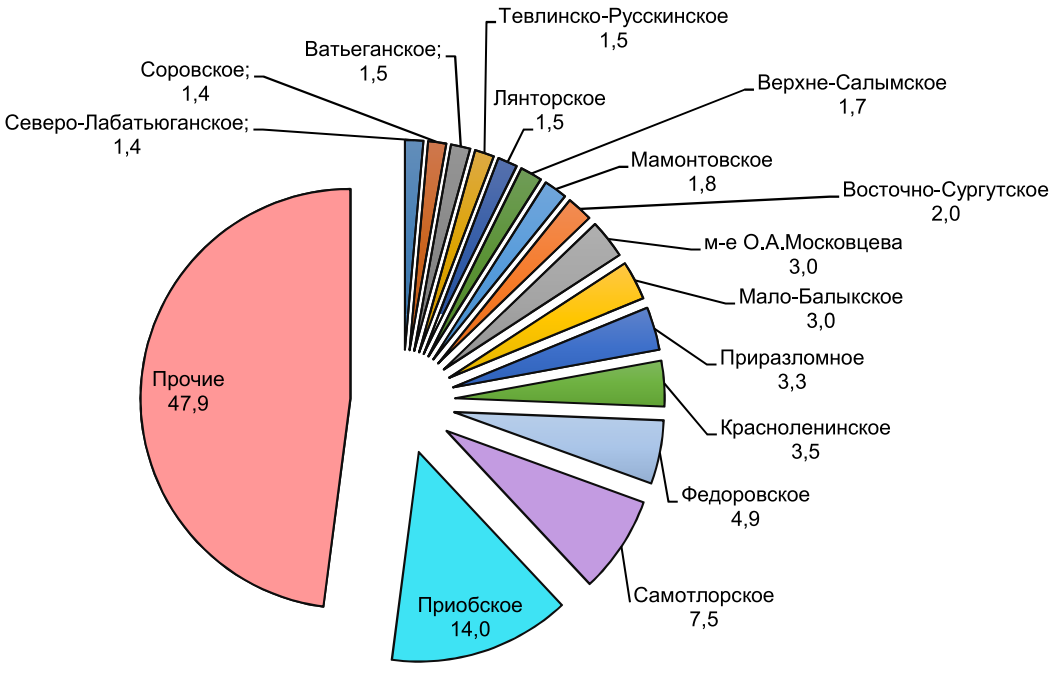


Рис. 2. Доля добычи нефти (%) по крупным месторождениям ХМАО – Югры

– поддержание на высоком уровне (15–17 млн м) объемов эксплуатационного бурения;

– ввод в эксплуатацию новых (до 3– 4 тыс./год) добывающих скважин и 2–3 новых месторождений;

– разработку «дорожных карт» по ускоренному вводу в эксплуатацию новых месторождений;

– своевременную подготовку и передачу пользователям новых перспективных участков недр;

– сокращение фонда бездействующих скважин;

– увеличение производительности эксплуатационных скважин за счет внедрения в производственном режиме современных технологий и МПНП и ИДН.

Стабилизация добычи в ХМАО – Югре за счет МПНП и ИДН

Ретроспективный анализ МПНП и ИДН, примененных с 2001 по 2021 г. включительно, показал (рис. 3), что за двадцатилетний период из добытого объема нефти в 5170 млн т дополнительная добыча за счет их применения составила лишь 619,7 млн т, или 12%. Максимальная дополнительная добыча наблюдалась в период 2001–2004 г. в основном за счет значительного охвата (до 50% и более) МПНП и ИДН эксплуатационного фонда скважин. С 2013 г. идет незначительный, но постоянный рост дополнительной добычи: с 8,6% в 2013 г. до 16,2% в 2021 г., т.е. практически в два раза.

На рис. 4 и 5 показано количество проведенных в производственном масштабе геолого-технических мероприятий (ГТМ) по годам. Из рисунков видно, что больше всего за 20 лет применялись ОПЗ (115965 скв.-опер.) и ФХМ (115319 скв.-опер.), далее следуют ПМ (85959 скв.-опер.), ГРП (69244 скв.-опер.) и ГДМ (69244 скв.-опер.), замыкают ряд ЗБС (26511 скв.-опер.) и БГС (17501 скв.-опер.).

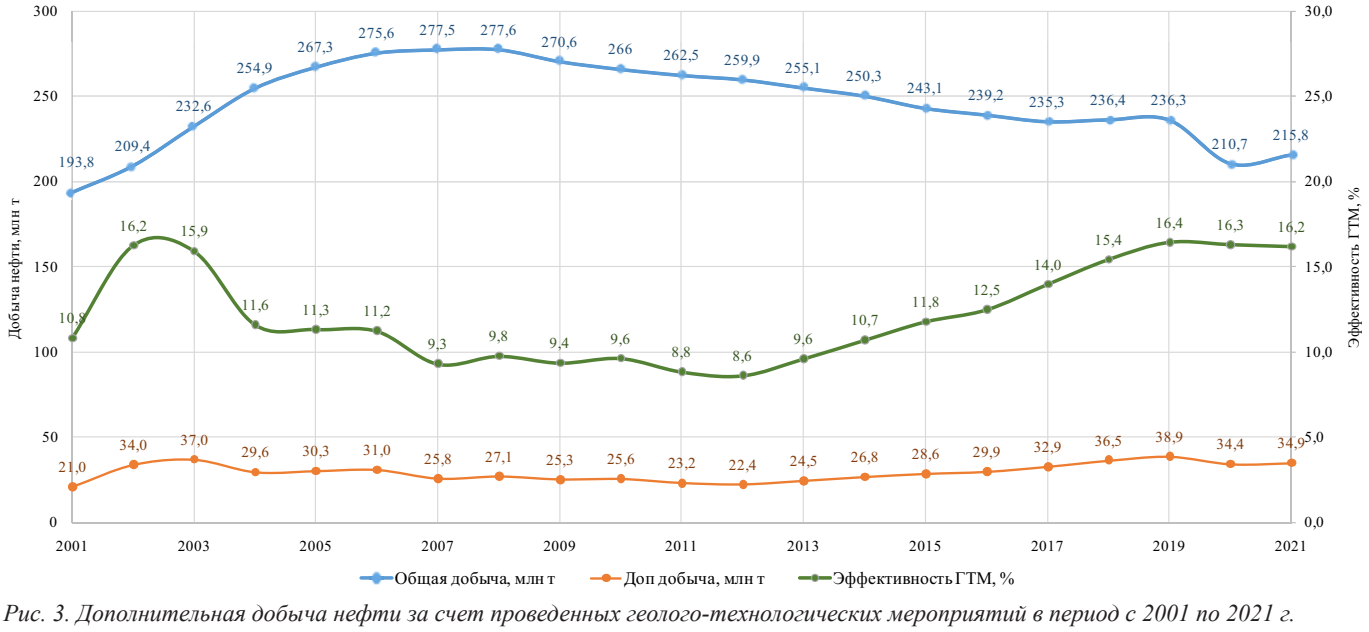


Рис. 3. Дополнительная добыча нефти за счет проведенных геолого-технологических мероприятий в период с 2001 по 2021 г.

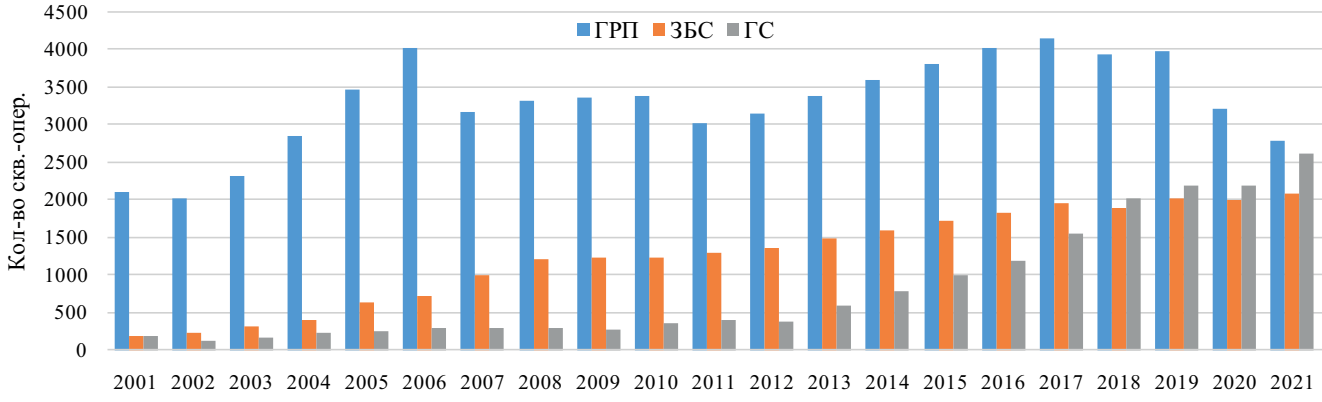


Рис. 4. Динамика изменения применяемых в производственном масштабе ГРП, ЗБС и БГС в период с 2001 по 2021 г.

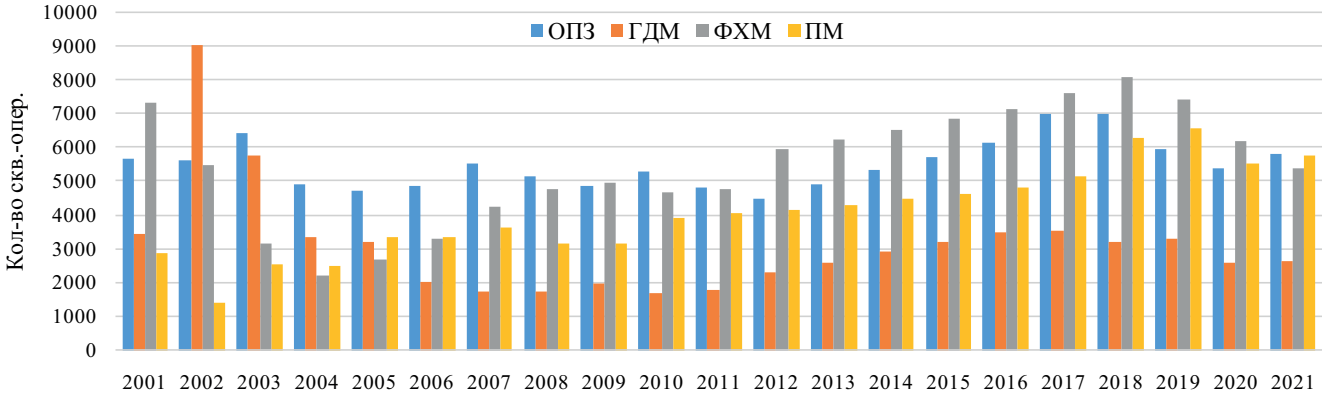


Рис. 5. Динамика изменения применяемых в производственном масштабе ОПЗ, ГДМ, ФХМ, ПМ в период с 2001 по 2021 г.

В последние годы нефтедобывающие компании округа резко нарастили добычу нефти за счет увеличения количества доказавших свою производственную эффективность ГТМ и внедрения новых технологий, направленных на повышение коэффициента извлечения нефти, в том числе и при разработке объектов с ТрИЗ нефти (рис. 3).

Показательным является 2021 год, когда добывающими предприятиями ХМАО – Югры за счет применения современных технологий, направленных как на интенсификацию отбора (ГРП, ОПЗ) так и на улучшение выработки запасов (ЗБС, БГС, ФХМ, ГДМ), дополнительно получено 34,9 млн т, или 16,2% от общей добычи нефти в автономном округе нефти, что на 575,1 млн т (+1,7%) больше, чем в 2020 г. (34,4 млн т). Всего было проведено 27173 скв.-опер. МПНП и ИДН, что на 1 скв.-опер. меньше, чем за 2020 год (27174 скв.-опер.).

Специализированными нефтяными компаниями проведено 26994 скв.-опер., что составляет 99,34% от всех скважино-операций, проведенных в округе за отчетный период, дополнительная добыча нефти по ним составила 34197,217 тыс. т, средняя удельная эффективность – 1,267 тыс. т на 1 скв.-опер.

Независимыми предприятиями проведено 179 скв.-опер. с использованием МПНП и ИДН, дополнительная добыча нефти по ним составила 749,014 тыс. т, средняя удельная эффективность – 4,184 тыс. т на 1 скв.-опер.

Отметим, что в 2020–2021 гг. предприятия ТЭК, с учетом эффективности применяемых ГТМ, увеличили проведение БГС, ОПЗ, ЗБС, сократив ГРП и применение ФХМ (рис. 4,5).

В табл. 1 представлена сводная информация о проведенных в 2021 г. МПНП и ИДН на территории ХМАО – Югры, и о полученном от них эффекте. Как видно, наибольшее количество скважино-операций выполнено по обработке призабойной зоны, но максимальный объем дополнительной нефти и, следовательно, удельная эффективность получены при БГС.

Ниже дан ретроспективный анализ технологической эффективности ГТМ, проведенных на территории ХМАО – Югры в период с 2001 по 2021 г.

Анализ технологической эффективности БГС

Вовлечение в разработку ТрИЗ нефти с использованием горизонтальных скважин (ГС) и разветвленно-горизонтальных скважин (РГС) в настоящее время является, и как показала практика, одним из приоритетных направлений. Применение скважин этих типов позволяет увеличить протяженность дренажных каналов и кратно увеличить производительность скважин (Brekhuntsov et al., 2011).

Опыт бурения ГС и РГС показал, что, несмотря на высокую по сравнению с вертикальными скважинами стоимость ГС, системное применение метода позволяет в конечном итоге существенно, и в первую очередь за счет оптимизации и укрупнения (в разы) эксплуатационного фонда скважин, повысить рентабельность капитальных вложений. Не менее существенными являются увеличение сроков периода эксплуатации скважин без применения заводнения, снижение депрессии на пласт и, самое главное, ввод в активную разработку забалансовых (включая целики) и ТрИЗ нефти. При этом резко сокращаются

Скважино-операция	Общее количество (%)	Дополнительная нефть, тыс. т.	Удельная эффективность на 1 скв.-опер., тыс. т
ОПЗ	**5842 (21,50%)**	3222,7	0,55
ПМ	5800 (21,34%)	4100,3	0,71
ФХМ	5380 (19,80%)	3090,1	0,57
ГРП	2796 (10,29%)	3180,3	1,14
ГДМ	2640 (9,72%)	817,9	0,31
БГС	2622 (9,65%)	**15430,8**	**5,89**
ЗБС	2093 (7,70%)	5103,9	2,44

Табл. 1. Количество скважино-операций, проведенных в 2021 г. на территории ХМАО – Югры, и эффект от них

производственные нагрузки на окружающую среду, что позволяет проводить эксплуатацию месторождений (залежей), расположенных в природоохранных зонах. Отметим, что если в 2001–2003 гг. ГС бурились в опытном режиме (162 ГС в 2003 г.), в 2010 уже на 51 месторождении (365 ГС было введено в эксплуатацию), то в 2021 г. было пробурено более 2620 ГС (рис. 6). Максимальная удельная эффективность была достигнута в 2005 г. (13,6 тыс. т/скв.-опер.), начиная с 2010 г. (9 тыс. т/скв.-опер.) она постепенно снижается до 5,89 тыс. т/скв.-опер. в 2021 г., т.е. за 20 лет эффективность добычи нефти на 1 скв.-опер. за счет ГС снизилась вдвое, однако дополнительная добыча с 884 тыс. т в 2001 г. увеличилась до 15431 тыс. т в 2021 г., или в 17,5 раз.

Анализ технологической эффективности применения технологий ГРП

До 2000 г. все технологии ГРП, за редким исключением, сводились к закачке небольших объемов проппанта (от 10 до 16 т) с использованием преимущественно мелкозернистых фракций. С 2002 г., когда появилась возможность моделирования ГРП применительно к различным типам коллекторов, включая ТрИЗы (Оренбуркин и др., 2019), произошел качественный скачок развития ГРП как технологии повышения нефтеотдачи пласта в целом. Была обоснована экономическая целесообразность проведения многообъемного ГРП (от 100 т и более) с применением различных фракций (включая крупные разности) проппанта. Начинается широкое внедрение системного ГРП и его разновидностей, включая проведение ГРП одновременно в нагнетательной скважине и окружающих ее скважинах добывающего фонда, что повысило эффективность единичных ГРП на незначительных по площади и запасам залежах.

В работе (Астафьев, Самойлов, 2015) было доказано, что при создании проекта разработки ТрИЗ необходимо учитывать как геологические, так и технологические показатели. К геологическим относятся толщина пласта, его проницаемость, а также ее анизотропия по горизонтали и вертикали, мощность глинистых перемычек. К технологическим относятся незапланированные риски преждевременной остановки ГРП, а также предполагаемая геометрия трещин. На рис. 7 представлены данные по количеству ГРП, проведенных за двадцатилетний период. Максимальная эффективность (4,5 тыс. т/скв.-опер.) ГРП была достигнута в 2003 г. преимущественно за счет значительного (до 45%) охвата технологией вводимых в разработку новых скважин. За анализируемый период за счет проведенных 69244 скв.-опер. ГРП получено 132697,1 млн т дополнительной нефти.

Анализ технологической эффективности проведения ЗБС

Анализ бурения боковых стволов (БС) показал (рис. 8), что в период с 2001 по 2005 г. суммарно было пробурено 1735 БС, в результате было получено 9721,3 тыс. т дополнительной нефти, удельная эффективность за этот период варьировала от 3,3 до 6,7 тыс. т/скв.-опер. в 2004 г., средняя составила 5,3 тыс. т/скв.-опер.

Динамика бурения БС за анализируемый период возросла кратно, с 191 в 2001 г. до 2093 скв.-опер. в 2021 г., и только за последние два года (2020-2021 гг.)

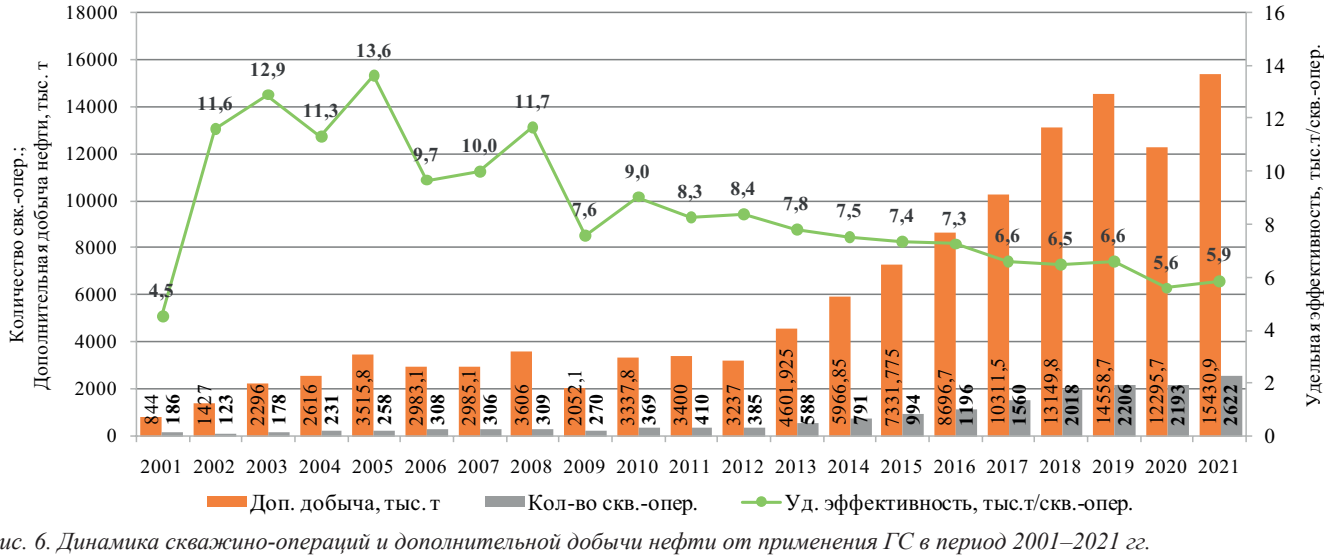


Рис. 6. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ГС в период 2001–2021 гг.

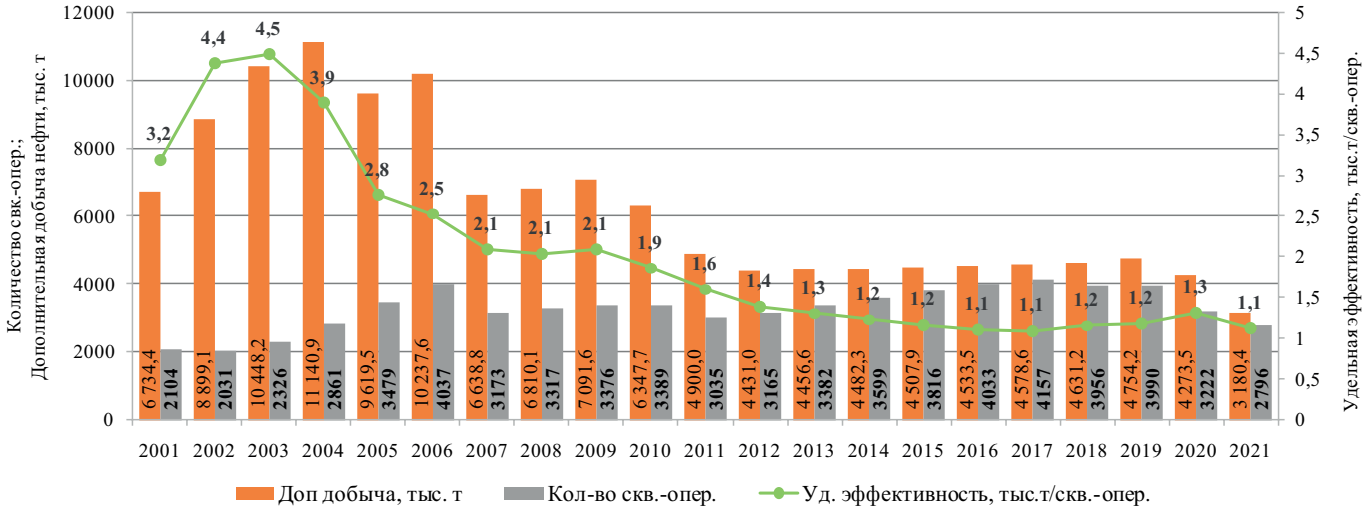


Рис. 7. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ГРП в период 2001–2021 гг.

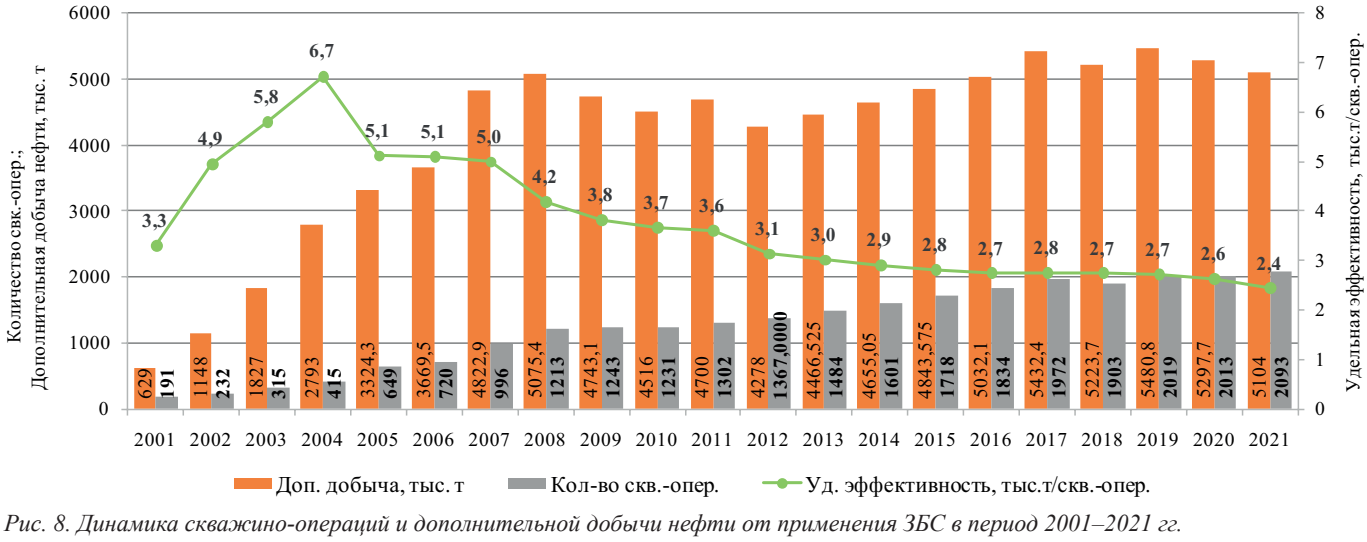


Рис. 8. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ЗБС в период 2001–2021 гг.

дополнительная добыча за счет бурения БС составила 10,4 млн т, средняя удельная эффективность составила 2,5 тыс. т/скв.-опер.

Отметим, что сегодня наиболее перспективным и эффективным МПНП и ИДН из недоступных по геологическим и техническим причинам другим методам, является все более широко внедряемый в производственных масштабах технология зарезки боковых стволов (ЗБС). При этом БС, в том числе многоствольные и разветвленно-горизонтальные, являются основным элементом в реализуемых при добыче нефти других (ГРП различных модификаций, ГС, ФХМ и др.) высокоэффективных технологий разработки ТрИЗ и/или высокообводненных и низкодебитных скважин, количество которых (Нанишвили и др., 2019) в настоящее время составляет более 17 тыс., а фонд простаивающих скважин превышает 6,5 тыс.

Анализ технологической эффективности проведения ОПЗ

Обработка призабойной зоны пласта применяется как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах для восстановления продуктивности скважин, улучшения фильтрационных свойств (увеличения проницаемости) призабойной зоны пласта (ПЗП) и очистки пор и трещин от закупоривающего материала. Эта технология основана на способности различных композиций кислот растворять породы продуктивных пластов, а также различные шламы, взвеси, утяжелители, загрязняющие ПЗП. На рис. 9 представлена динамика проведения ОПЗ за 2001–2021 гг.

Проведенный анализ ОПЗ показал, что если в 2001–2010 гг. для увеличения нефтеотдачи пластов применялись технологии обработки ПЗП растворителями, гидрогелями, закачка в пласт поверхностно-активных веществ (ПАВ), соляно-кислотных (СКО) и глинокислотных (ГКО) растворов, то начиная с 2010 г., наряду с выше перечисленными, стали использоваться кислотные композиции, включающие системы повышенной вязкости (КСПВ), эмульгированные кислотные (ЭКО) и термопенокислотные (ТКПО) обработки и другие комплексные водогазоизолирующие составы.

В тестовом режиме, но достаточно в больших объемах проводились комплексные физико-химические мероприятия, такие как: СКО и/или ГКО с последующим импульсно-волновым воздействием (ИВВ); метод глубинных депрессий (МГД); метод переменных депрессий (МПД) + свабирование; термогазохимическое воздействие (ТГХВ); гидроимпульсное воздействие (ГИВ);

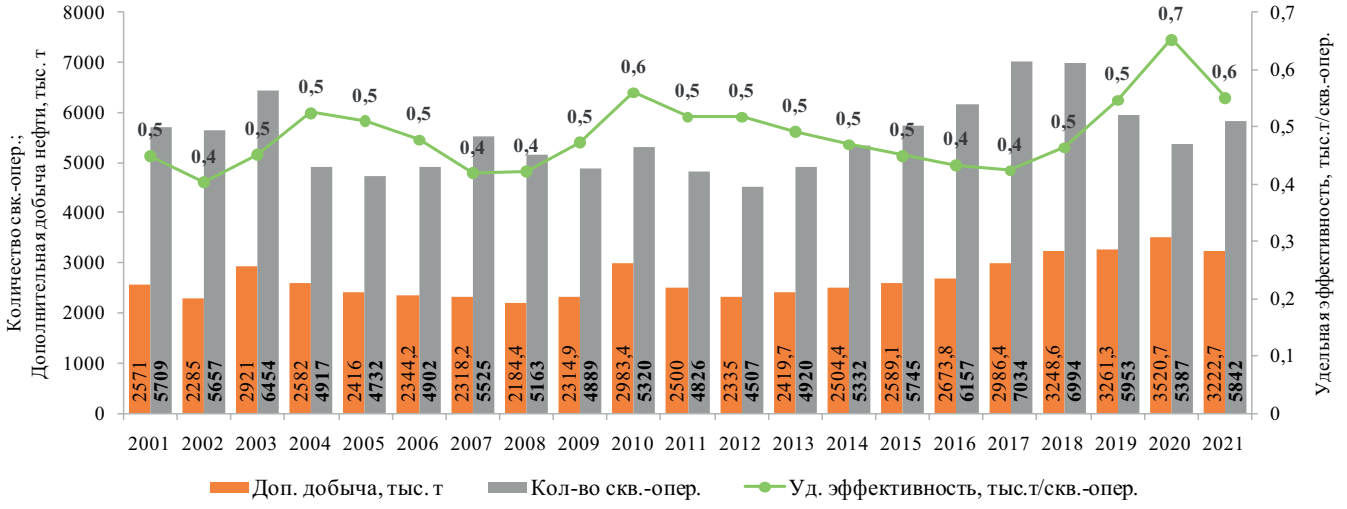


Рис. 9. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ОПЗ в период 2001–2021 гг.

плазменно-импульсные воздействия (ПИВ); применение порохового генератора давления (ПГД).

Несмотря на незначительную, но достаточно стабильную и недорогую по стоимости работ удельную эффективность ОПЗ (рис. 10), доля таких скважино-операций варьировала от 25,8% в 2010 г. до 21,49% в 2021 г. от общего объема мероприятий.

Анализ технологической эффективности проведения ФХМ

Сегодня ТрИЗ характеризуются в том числе и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств и, соответственно, высокой фильтрационной неоднородностью. Для вовлечения таких запасов в разработку активно применяются ФХМ повышения нефтеотдачи пластов. Среди ФХМ, используемых для дополнительной добычи нефти из высокообводненных, истощенных пластов с рассеянной и нерегулярной нефтенасыщенностью, можно выделить потокоотклоняющие и нефтеотмывающие технологии. Основным компонентом при применении методов является вода с примесью химических реагентов. Всего на месторождениях ХМАО – Югры используется более 30 потокоотклоняющих технологий, но всё большее значение приобретают отечественные эмульсионно-суспензионные (ЭСС), гелеобразующие (ГОС), термотропные гелеобразующие (ТермоГОС), термогелеобразующие композиции (РВ-ЗП-1) составы, а также их модификации (ГОС-1, ГОС-1АС, ГОС (ОПР АН125) (Долгов, 2021).

С 2015 г. на месторождениях ХМАО – Югры апробируется водорастворимый осадкообразующий состав СОТ-12. Состав работает как на технической, так и на минерализованный воде и представляет собой смесь сухих компонентов (Астафьев, Самойлов, 2015). Блокирующий принцип работы состава связан с температурными условиями пласта и ограничивается его тепловой энергией (от 500 °С). При повышении температуры 60% закачанной композиции СОТ-12 преобразовывается в кристаллический осадок, который сохраняет свои свойства при температуре до 130 °С. Оптимальная область применения данного состава – это выявленные потери нефти из-за высокой обводненности в районе нагнетательных скважин с приемистостью до 70 м^3/сут, то есть в условиях, когда многие составы дают низкую эффективность.

Среди нефтеотмывающих составов широкое применение получили углеводородные растворы сложных эфиров высших насыщенных кислот с добавками комплексного термостабилизатора и неионогенных ПАВ (алдинол + ПАВ) а также водный раствор соляной кислоты и кислотного модификатора (КСПЭО + ПАВ), показавшие наибольшую удельную эффективность (рис. 10).

Анализ технологической эффективности проведения ГДМ

Среди гидродинамических методов (рис. 11), направленных на вовлечение в разработку недренируемых запасов, выравнивание профиля притока в пластах и изоляции высообводненных пропластков, в ХМАО – Югре используются преимущественно интегрированные технологии, позволяющие на заключительных этапах разработки месторождений доизвлечь остаточную нефть за счет снижения текущей обводненности добываемой продукции. На современном этапе это прежде всего нестационарное (циклическое), ступенчато-термальное и барьерное заводнение, форсированный отбор жидкости (ФОЖ).

ФОЖ в последнее время приобретает всё более широкое применение на пластах с обводненностью более 75% и высокой степенью неоднородности строения как по вертикали, так и по протяженности пластов. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением. Нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации потока жидкости, при этом происходит отрыв пленочной нефти с поверхности породы-коллектора.

Для снижения темпов роста обводненности в карбонатных и терригенных коллекторах и для вовлечения в разработку невыработанных запасов нефти в условиях гидродинамически связанных пропластков, эффективным методом увеличения нефтеотдачи является нестационарное заводнение (НЗ). Этот метод позволяет изменять направление фильтрационных потоков (Isaev et al., 2019).

Максимальный эффект от НЗ может быть получен, если при остановке скважин возникает перераспределение поля пластового давления, при котором возможны:

– вертикальные перетоки нефти между связанными, разнопроницаемыми нефтенасыщенными пропластками;

– изменения направления фильтрационных потоков

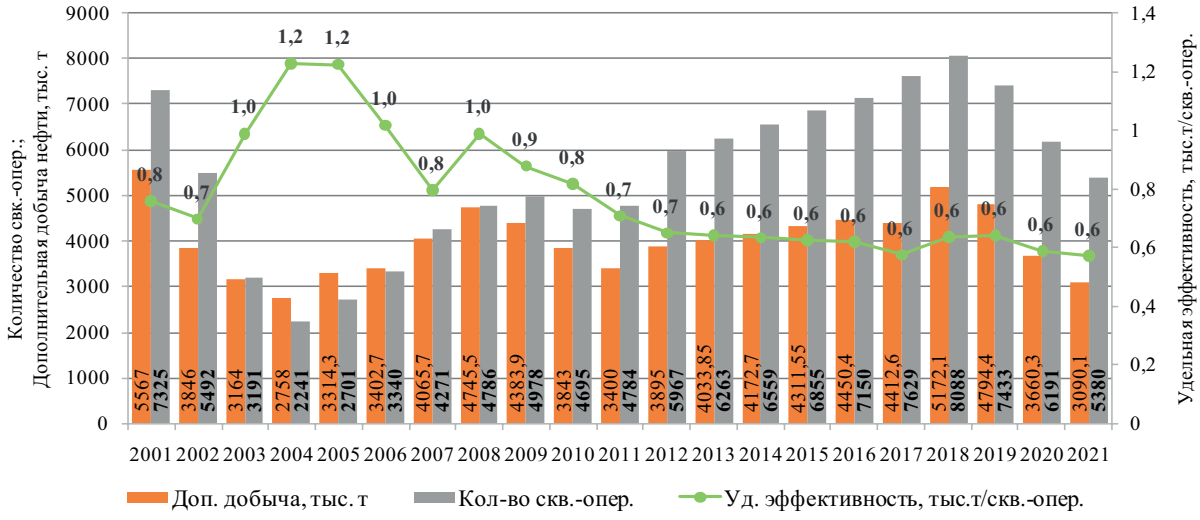


Рис. 10. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ФХМ в период 2001–2021 гг.

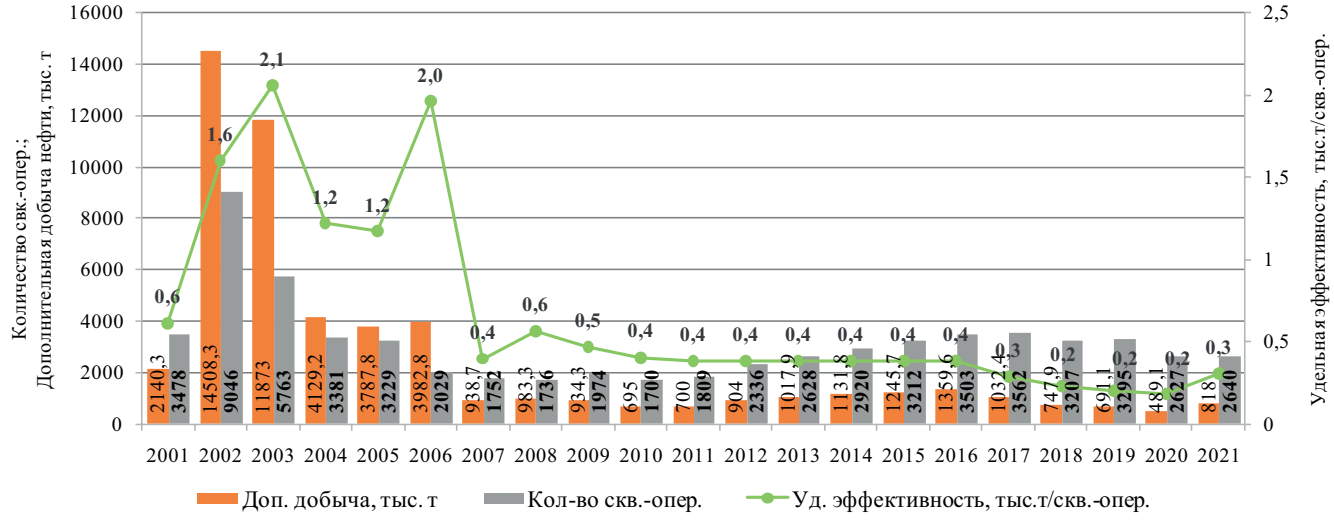


Рис. 11. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ГДМ в период 2001–2021 гг.

по площади распространения пласта, когда в процесс вытеснения в разработку вовлекается нефть из линз и застойных зон.

Комплексное применение нестационарного заводнения совместно с индивидуальным применением потокоотклоняющих технологий к конкретным нагнетательным скважинам приводит к наибольшему эффекту по снижению обводненности продукции, о чем свидетельствуют перераспределение градиентов давления и образование межпластовых перетоков при реализации НЗ. Кроме того, имеется эффект от адресного применения потокоотклоняющих композиций. Для достижения оптимального результата от применения таких составов на нагнетательных скважинах рекомендуется выполнять селективное тампонирование высокопроницаемых пропластков с повышенной обводненностью. После обработки необходимо следить за пластовым давлением, чтобы не вызвать образование техногенных трещин (Захарова, Загидуллин, 2015).

Из рис. 11 видно, в период с 2001 по 2007 г. количество применяемых ГДМ было максимальным, а в последующий период и по настоящее время количество скважино-операций остается на уровне 2–3 тыс. с небольшой удельной эффективностью (0,4 тыс. т). Заметим, что эта дополнительная нефть получена из тех объектов (залежей, пропластков, линз, целиков), добыть которую с применением других ГТМ было бы просто невозможно. Таким образом, данный метод необходимо продолжать использовать с целью доизвлечения «остаточной» нефти из разубоженных в результате неправильной разработки объектов.

Анализ технологической эффективности проведения ПМ

Прочие методы применяются преимущественно при проведении ремонтно-изоляционных работ, они включают в себя дострелы, перестрелы, возвраты на вышележащие пласты, приобщения пластов, изоляционные работы, интенсификация добычи (снижение депрессии на пласт), оптимизация и перевод на механическую добычу, работа с фондом скважин.

Из рис. 12 следует, что за анализируемый период дополнительная добыча за счет ПМ выросла на 40% преимущественно за счет увеличения проведенных скважино-операций практически в два раза: с 1444 в 2002 г. до 5800 в 2021 г. Это свидетельствует о том, что предприятия ТЭК активно внедряют указанные методы с целью сокращения простаивающего фонда скважин, увеличения наработки и вовлечения в добычу неработающих пластов.

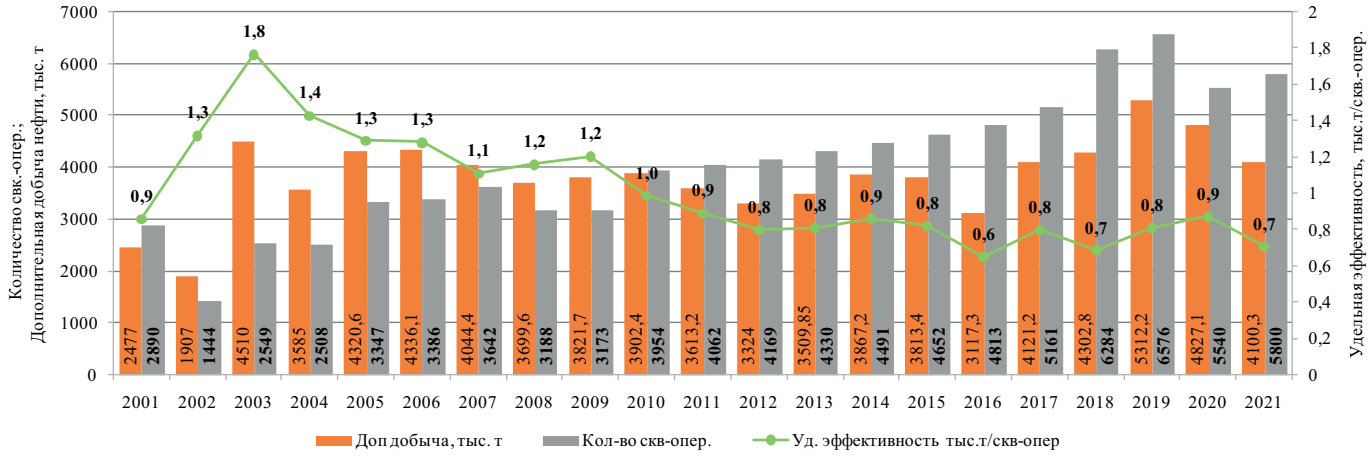


Рис. 12. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ПМ в период 2001–2021 гг.

Заключение

В ХМАО – Югре, несмотря на санкции, введенные западными странами, добыча нефти стабилизировалась на уровне 217– 220 млн т, в том числе и за счет МПНП и ИДН.

Наиболее широко используемыми МПНП и ИДН являются ФХМ, ОПЗ и ПМ, а самыми эффективными методами, обеспечивающими максимальную дополнительную добычу, – ГРП, ЗБС и БГС.

Объем дополнительной добычи нефти за счет внедрения в производственном режиме МПНП и ИДН в период с 2001 по 2021 г. составил 620 млн т, или 12% от общей добычи в 5170 млн т.

Максимальная дополнительная добыча за счет МПНП и ИДН наблюдалась в период 2001–2004 гг. в основном за счет охвата указанными методами (до 50% и более) эксплуатационного фонда скважин. Начиная с 2013 г. объем дополнительной добычи незначительно, но постоянно увеличивался: с 8,6% в 2013 г. до 16,2% в 2021 г., т.е. практически в два раза.

Широкое применение МПНП и ИДН на разрабатываемых месторождениях, доля ТрИЗ по которым достигает 70–75%, становится основным и безальтернативным способом повышения нефтеотдачи и требует дальнейшего проведения научных исследований в области обоснования оптимальных условий строительства и эксплуатации систем разработки.

Литература

Астафьев В.Н., Самойлов М.И. (2015). Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов: высокоскоростной МГРП Тюменской свиты Ем-Еговского месторождения. *Инженерная практика*, (5), с. 46–54.

Водясов К.О. (2022). Основные направления реновации нефтегазового комплекса Югры. *Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXVI Междунар. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых учёных*. Томск: Нац. исслед. Том. политехн. ун-т, Т. 1, с. 110–112.

Долгов М.Ф. (2021). Анализ эффективности применения потокоотклоняющих составов на месторождении Н. *Научный электронный журнал Меридиан*, (4), с. 177–179.

Захарова Н.П., Загидуллин М.И. (2015). Анализ эффективности использования нестационарного заводнения в комплексе с адресными обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами. *Научный форум. Сибирь*, (1), с. 37–40.

Коркунов В.В., Новиков М.В., Кузьменков С.Г. (2013). Упущенные возможности в стабилизации уровня добычи нефти. *Недропользование XXI век*, (4), с. 36–39.

Кузьменков С.Г., Аюпов Р.Ш., Новиков М.В., Исаев В.И., Лобова Г.А., Стулов П.А., Бутин В.С., Астапенко Е.О. (2020). Методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Югры. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(4), с. 96–106. https://doi.org/10.18799/24131830/2020/4/2597

Кузьменков С.Г., Исаев В.И., Булатов В.И., Аюпов Р.Ш., Игенбаева Н.О., Кузьмин Ю.А., Стулов П.А. (2018). Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(11), с. 103–113. https://doi.org/10.18799/24131830/2018/11/214

Кузьменков С.Г., Кузьмин Ю.А., Стулов П.А., Аюпов Р.Ш., Булатов В.И., Игенбаева Н.О., Исаев В.И., Лобова Г.А. (2019). Идентификация трудноизвлекаемых запасов нефти Югры. *Геофизический журнал*, 41(4), с. 114–124.

Нанишвили О.А., Пермин Д.Д., Самойлов В.Р. (2019). Анализ эффективности комплексного воздействия нестационарного заводнения в сочетании с обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами на месторождении «Х». *Межд. научно-исслед. журнал*, (4–1), с. 72–77. https://doi.org/10.23670/IRJ.2019.82.4.014

Оренбуркин А.В., Галкин Н.Ю., Марьина Н.Д., Козельская Н.В. (2019). Сопоставление выработки запасов нефти основными недропользователями ХМАО – Югры. *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: XXII науч.-практ. конф.* Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, Т. 2, с. 44–52.

Полукеев С.М., Шпильман А.В., Кузьмин Ю.А., Коркунов В.В., Новиков М.В., Кузьменков С.Г. (2013). Стабилизация добычи нефти в Югре за счет трудноизвлекаемых запасов – миф или реальность? *Недропользование XXI век*, (5), с. 12–19.

Толстолыткин И.П., Мухарлямова Н.В., Печерин Т.Н., Стрельченко М.В. (2019). Оценка добычного потенциала нефтяных месторождений ХМАО – Югры в современных условиях. *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: XXII науч.-практ. конф.* Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, Т. 1, с. 15–23.

Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. Jr. (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 781–791. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004

Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G.A., Stulov P.A. (2019). Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia). *Geofizicheskii zhurnal*, 41(1), pp. 33–43.

Сведения об авторах

Станислав Григорьевич Кузьменков – доктор геол.-минерал. наук, профессор Высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16

Максим Игоревич Королёв – кандидат тех. наук, доцент Высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16

Максим Васильевич Новиков – заместитель директора, Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Россия, 628007, Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, 2

Александра Николаевна Паляницина – кандидат тех. наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет

Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д.2

Ольга Александровна Нанишвили – старший преподаватель высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16

Валерий Иванович Исаев (1952–2023) – доктор геол.-минерал. наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 635050, Томск, пр. Ленина, 30

Статья поступила в редакцию 15.05.2023;
Принята к публикации 04.09.2023;
Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Efficiency of enhanced oil recovery's and oil production stimulation's methods at the oil fields of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

S.G. Kuzmenkov[1], M.I. Korolev[1], M.V. Novikov[2], A.N. Palyanitsina[3], O.A. Nanishvili[1], V.I. Isaev[4]*

[1]*Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation*
[2]*Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, Khanty-Mansiysk, Russian Federation*
[3]*Saint Petersburg Mining University, St.Petersburg, Russian Federation*
[4]*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Stanislav G. Kuzmenkov, e-mail: ksg.1948@ya.ru*

Abstract. Stabilization of oil production at the level of 215–220 million tons/year, as well as its subsequent growth, is a priority task for the enterprises of the fuel and energy complex of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra (KhMAO – Yugra). It is impossible to achieve this without the active implementation of the most effective modern technologies for enhanced oil recovery. This article aims to analyze the methods of enhanced oil recovery and and oil production stimulation methods (EOR and PS) used at the KhMAO – Yugra fields on an industrial scale, their features and their contribution to additional oil production from 2001 to 2021.

The article describes such technologies as sidetracking (STB), physical and chemical methods (FCM), hydraulic fracturing (HF), bottom-hole treatment (BHT), hydrodynamic methods (HDM), horizontal well drilling (SHD), as well as other geological and technical measures (GTM) aimed at optimizing well operation (other methods (OM)). The study showed that FCM, BHT and other well interventions became the most used. The share of additional oil produced through the use of EOR and PS has doubled since 2013: 8% in 2013, 16.2% in 2021. Hydraulic fracturing, deep drilling and sidetracking showed the highest efficiency. All this led to the stabilization of the annual oil production in KhMAO – Yugra and even to its growth in 2021.

The use of enhanced oil recovery methods on a non-alternative basis in developed fields is especially important, because the share of hard-to-recover reserves is high and reaches 80% for some companies in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. For such fields, it is necessary to strengthen scientific research in the field of substantiation of optimal conditions for well construction, as well as the operation of development systems.

Keywords: hard-to-recover reserves, oil recovery factor, methods for enhanced oil recovery methods, oil production stimulation methods, retrospective analysis, Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

Recommended citation: Kuzmenkov S.G., Korolev M.I., Novikov M.V., Palyanitsina A.N. , Nanishvili O.A., Isaev V.I. (2023). Efficiency of enhanced oil recovery's and oil production stimulation's methods at the oil fields of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. *Georesursy = Georesources,* 25(3), pp. 129–139. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.16

References

Astafiev V.N., Samoilov M.I. (2015). Development of hard-to-recover hydrocarbon reserves: high-speed multi-stage hydraulic fracturing of the Tyumen suite of the Em-Egovskoye field. *Inzhenernaya praktika*, (5). (In Russ.)

Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. Jr. (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 781–791. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004

Dolgov M.F. (2021) Analysis of the effectiveness of the use of flow diverting compositions in the field N. *Nauchnyy elektronnyy zhurnal Meridian*, 4(57), pp. 177–179. (In Russ.)

Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G.A., Stulov P.A. (2019). Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia). *Geofizicheskii zhurnal*, 41(1), pp. 33–43.

Korkunov V.V., Novikov. M V., Kuzmenkov S.G. (2013). Missed opportunities in stabilizing the level of oil production. *Nedropol'zovanie XXI vek*, (4), pp. 36–39. (In Russ.)

Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Novikov M.V., Isaev V.I., Lobova G.A., et al. (2020). Methods for enhanced oil recovery at Yugra fields. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(4), pp. 96–106. (In Russ.)

Kuzmenkov S.G., Isaev V.I., Bulatov V.I., Ayupov R.Sh., Igenbaeva N.O., Kuzmin Yu.A., Stulov P.A. (2018). Development of the oil and gas complex of Yugra, hard-to-recover reserves. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(11), pp. 103–113. (In Russ.)

Kuzmenkov S.G., Kuzmin Yu.A., Stulov P.A., Ayupov R.Sh., Bulatov V.I., et al. (2019). Identification of hard-to-recover oil reserves of Yugra. *Geofizicheskii zhurnal*, 41(4), pp. 114–124. (In Russ.)

Nanishvili O.A., Permin D.D., Samoilov V.R. (2019). Effectiveness analysis of complex effects of unsteady water-flooding combined with processing of water injection wells by flow diverting compositions at the "X" field. *Mezhd. nauchno-issled. zhurnal*, 4–1(82), pp. 72–77. (In Russ.)

Orenburkin A.V., Galkin N.Yu., Maryina N.D., Kozelskaya N.V. (2019). Comparison of the production of oil reserves by the main subsoil users of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. *Ways to realize oil, gas and ore potential of KhMAO – Yugra: Proc. 22 Sci. Conf.* Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 44–52. (In Russ.)

Polukeev S.M., Shpilman A.V., Kuzmin Yu.A., Korkunov V.V., Novikov M.V., Kuzmenkov S.G. (2013). Stabilization of oil production in Yugra at the expense of hard-to-recover reserves – myth or reality? *Nedropol'zovanie XXI vek*, (5), pp. 12–19. (In Russ.)

Tolstolytkin I.P., Mukharlyamova N.V., Pecherin T.N., Strelchenko M.V. (2019). Estimation of the production potential of oil fields in KhMAO – Yugra in modern conditions. *Ways to realize oil, gas and ore potential of KhMAO – Yugra: Proc. 22 Sci. Conf*. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 15–23. (In Russ.)

Vodyasov, K. O. (2022). The main directions of renovation of the oil and gas complex of Yugra. Problems of geology and subsoil development: *Proc. XXVI Int. Symp. named after Academician M.A. Usov of students and young scientists*, Vol. 1. Tomsk: National Research Tomsk Polytechnic University, pp. 110–112. (In Russ.)

Zakharova N.P., Zagidullin M.I. (2015). Analysis of the effectiveness of the use of non-stationary waterflooding in combination with targeted treatments of injection wells with diverting compounds. *Nauchnyy forum. Sibir'*, (1), pp. 37–40. (In Russ.)

About the Authors

Stanislav G. Kuzmenkov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Higher Oil School, Yugra State University

16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Maksim I. Korolev – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Higher Oil School, Yugra State University

16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Maksim V. Novikov – Deputy Director, Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

2, Studencheskaya st., Khanty-Mansiysk, 628007, Russian Federation

Alexandra N. Palyanitsina – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Saint Petersburg Mining University

2, 21 line Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation

Olga A. Nanishvili – Senior Lecturer, Higher Oil School, Yugra State University

16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Valery I. Isaev (1952–2023) – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University

30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Manuscript received 15 May 2023;
Accepted 4 August 2023;
Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.17

УДК 552.578.2

Промысловый опыт теплового воздействия на карбонатный резервуар с сверхвязкой нефтью

И.А. Нуриев[1], Р.К. Хайртдинов[2], А.И.Саттаров[2], И.М. Фаррахов[1]*

[1]АО «Консалтинговый Центр», Альметьевск, Россия

[2]ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, Россия

Запасы малых нефтяных компаний Республики Татарстан в большинстве представлены карбонатными коллекторами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, низкими пластовыми давлениями и сверхвязкой нефтью, что оказывает влияние на быстрое снижение и низкий уровень текущих дебитов нефти. Одним из примеров является Аканское месторождение ЗАО «Предприятие Кара Алтын». Тепловые методы воздействия рассматриваются как наиболее эффективные технологии для месторождений с сверхвязкой нефтью. По результатам лабораторного изучения применимости различных вариантов тепловых методов и расчетов на геолого-гидродинамической модели пароциклический способ разработки определен как наиболее эффективный для Аканского месторождения. Для опытных работ по закачке пара выбраны две добывающие наклонно направленные скважины и две скважины с горизонтальным окончанием. В статье представлено внутрискважинное оборудование, использованное при закачке теплоносителя, и описан процесс закачки пара с динамикой контролируемых параметров. Проанализированы показатели работы скважин после тепловой обработки и установлена эффективность выполненных работ.

Ключевые слова: сверхвязкая нефть, карбонатный коллектор, тепловые методы, закачка пара

Для цитирования: Нуриев И.А., Хайртдинов Р.К., Саттаров А.И., Фаррахов И.М. (2023). Промысловый опыт теплового воздействия на карбонатный резервуар с сверхвязкой нефтью. *Георесурсы,* 25(3), с. 140–145. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.17

Введение

Нефти месторождений малых нефтяных компаний Республики Татарстан характеризуются высокими значениями вязкости и плотности, имеют низкие газовый фактор (менее 10 м^3/т) и коэффициенты сжимаемости (менее 0,5·10^{-3} МПа$^{-1}$), относятся к категории неньютоновских жидкостей. В большинстве своем они приурочены к карбонатным коллекторам с низкой потенциальной энергией упругой деформации. Фильтрационно-емкостные свойства этих коллекторов характеризуются высокой неоднородностью, по смачиваемости породы гидрофобные и имеют промежуточную смачиваемость. Пустотное пространство представлено трещинами, микрокавернами и порами. Пластовая температура имеет значения порядка 20–23 °С. Водонапорный режим отсутствует. Такой набор параметров способствует быстрому снижению пластового давления и, соответственно, дебитов скважин.

Башкирский объект разработки Аканского месторождения является типичным представителем карбонатных залежей сверхвязких нефтей. Если в начале промышленной разработки месторождения (2005–2007 гг.) средние дебиты нефти скважин, вводимых из бурения, находились на уровне 7,5–5,3 т/сут, то по истечении всего 6–7 лет после накопленного отбора жидкости до 5 тыс. м^3 они снизились до 4,2–3,5 т/сут из-за снижения пластовой энергии. Нефть башкирского яруса имеет плотность 922 кг/м^3, вязкость в пластовых условиях равна 287 мПа·с, газовый фактор – 6,2 м^3/т.

Для таких нефтей и при данных темпах снижения дебитов применение тепловых методов рассматривается как наиболее эффективная технология компенсации добычи. Она рекомендована к применению в проектных документах на разработку Аканского месторождения, обоснована научно-исследовательскими работами (Отчет КФУ, 2018, 2019; Отчет…, 2010).

Результаты и обсуждение

По заданию ЗАО «Предприятие Кара Алтын» Казанским (Приволжским) федеральным университетом в 2017–2018 гг. выполнена работа «Изучение применимости тепловых методов для разработки пилотного участка Аканского месторождения». В 2019 г. она была продолжена как «Изучение применимости тепловых методов для разработки пилотного участка Аканского месторождения с использованием уникальной установки».

При построении термической модели были рассмотрены четыре варианта разработки, отличающиеся методами повышения нефтеотдачи пластов и плотностью сетки скважин (Отчет КФУ, 2018):

1. закачка воды с температурой 23 °С, равной забойной температуре;
2. закачка горячей воды с температурой 100 °С;
3. закачка пара с температурой 350 °С через паронагнетательные скважины с площадным охватом;
4. пароциклическая обработка добывающих скважин.

* Ответственный автор: Ильнур Мударисович Фаррахов
e-mail: expert-gtm@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

В результате апробирования на паротепловой установке различных моделей теплового воздействия и расчетов на геолого-гидродинамической модели установлено, что пароциклический способ разработки является наиболее эффективным при соответствующей плотности сетки скважин (Отчет КФУ, 2018). Температура закачки составляет не менее 300 °С при коэффициенте сухости пара 0,5.

Для изученных в лабораторных условиях технологий необходимо было провести опытно-промысловые испытания (ОПИ) с минимальными затратами на основе ожидаемых результатов, соответствующих потенциалу месторождения. На принятие решения о выполнении ОПИ оказали практические результаты, полученные ТПП «РИТЭК Самара-Нафта» по пароциклической обработке скважин с помощью мобильной парогенерирующей установки (МПГУ).

В настоящей работе рассмотрены результаты, полученные при пароциклической обработке.

Для ОПИ были выбраны скважины с невыработанными запасами, но с низкими текущими дебитами: две скважины с горизонтальным окончанием (ГС) и две наклонно-направленные скважины (ННС). Вертикальная глубина залегания верха интервала перфорации по скважинам составила 1115–1154 м (табл. 1). Вскрытая общая вертикальная толщина в башкирском ярусе равна 16–32 м, нефтенасыщенная – 9–15,4 м. Нефтенасыщенные эффективные длины горизонтальных стволов составили 208–237 м при общей длине 225–355 м. Пористость 10,7–15,7%, нефтенасыщенность 68–82%, проницаемость 0,027–0,666 мкм^2. Конструкции забоев трех скважин представлены открытым стволом, в одной скважине имелась зацементированная колонна с перфорацией. Расстояние от эксплуатируемых пластов до водонефтяного контакта (ВНК) равно 8–26 м. Пример геологического разреза представлен на рис. 1.

Выбранные скважины пробурены в 2005–2014 гг. Все скважины с 1–5-кратными кислотными обработками с начала эксплуатации, дополнительная добыча от мероприятий низкая. Система поддержания пластового давления имеется в окружении только одной скважины. При исторически максимальных дебитах нефти 4–12,5 т/сут показатели перед закачкой пара составляли 0,9–3 т/сут.

Процесс закачки пара

Закачка пара в скважины требовала смены внутрискважинного оборудования на термоизолированное с целью максимального доведения тепла до забоя. Использовались термоизолированные трубы ТК 89-48-350 с герметизацией резьбовых соединений с помощью термосмазки при спуске. От влияния высокой температуры и давления эксплуатационная колонна отсекалась термостойким пакером ПТК ЗК-140-350, который устанавливался над интервалом перфорации. Устье скважин оборудовалось термостойкой арматурой АТПК-65-16-350. Для более равномерной обработки в скважинах с горизонтальным окончанием ниже пакера спускался хвостовик для подачи пара в середину открытого ствола. Глубина подачи пара по стволу составила от 1148 м в ННС до 1470 м в ГС. Технические параметры оснащения скважины приведены в табл. 2.

В качестве источника пара использовались передвижные паровые установки (ППУ) марки ППУА-1600/100. На одну скважину бралось по 3–5 параллельно соединенных ППУ, что позволяло достичь суточной закачки 40–100 м^3 воды в виде пара на устье. Устьевая температура составляла 240–267 °С ($T_{уст}$), давление 4,0–5,6 Мпа ($P_{уст}$). По глубинно-измерительному комплексу (ГИК) фиксировалась температура, в зависимости от расхода температура на забое достигала 190–212 °С ($T_{заб}$). Отсутствие манометров, способных длительно работать в условиях высоких температур, не позволило вести наблюдение за забойным давлением. Продолжительность закачки составила 21–33 дня на скважину, объемы закачки – 866–1047 м^3 в ННС и 1852–2054 м^3 в ГС. Средние показатели при закачке пара приведены в табл. 3.

На рис. 2 представлена динамика закачки пара в скв. 2104 ГС. Закачка велась тремя ППУ в первые девять суток с расходом пара 35–36 м^3/сут и ростом устьевой температуры с 180 °С до 219 °С. За этот период температура на забое выросла до 174 °С. При равномерной закачке наблюдался рост устьевого давления с 1,0 до 2,4 МПа. Далее произвели увеличение объема закачки пара до 60 м^3/сут и достигли 66 м^3/сут на 20-й день. При этом температура на устье составила 250–254 °С, на забое – 190–191 °С, устьевое давление ступенчато выросло до 4,1–4,5 МПа. После достижения объема пара в 1852 м^3 закачку остановили. Забойная температура в течение трех суток снизилась до 60 °С.

На скв. № 2129 закачка пара велась по 40 м^3/сут при устьевой температуре до 220 °С. Закачка завершилась при накопленном объеме пара 866 м^3, устьевой температуре 240–245 °С и давлении закачки 3,9–4,5 МПа. Ожидание на пропитку и дальнейшее распространение теплового фронта не производилось.

После остановки закачки пара начиналось освоение свабированием или сразу внедрение стандартного ГНО. В две скважины были спущены ГИК для контроля забойной температуры. Скважины были запущены в работу через 1–13 дней после закачки пара.

№ скв.	Горизонт	Забой	а.о. кровли, м	H_1, м	H_2, м	H_3, м	$K_п$, %	$K_{гл}$, %	$K_н$, %	$K_{абс_пр}$, мкм^2
2104 ГС	C2bsh	Открытый ствол	–945,6	1115,5	208,8	9	13,1	1,7	82	0,038
2129	C2bsh	Перфорированный	–954,9	1136	16,4	15,4	12,5	1,5	68	0,041
2074 ГС	C2bsh	Открытый ствол	–955,4	1132,4	237	12	10,7	0,6	72,3	0,027
1921	C2bsh	Открытый ствол	–943,3	1154,5	10,8	10,8	15,7	2,7	77,7	0,666

Табл. 1. Характеристика вскрытых пластов по скважинам. Примечание: а.о. кровли – абсолютная отметка кровли пласта (м), H_1 – вертикальная глубина интервала перфорации (м), H_2 – нефтенасыщенная толщина по стволу скважины (м), H_3 – вертикальная нефтенасыщенная толщина пласта (м), $K_п$ – коэффициент пористости пласта (%), $K_{гл}$ – коэффициент глинистости пласта (%), $K_н$ – коэффициент нефтенасыщенности пласта (%), $K_{абс_пр}$ – абсолютная проницаемость пласта (мкм^2)

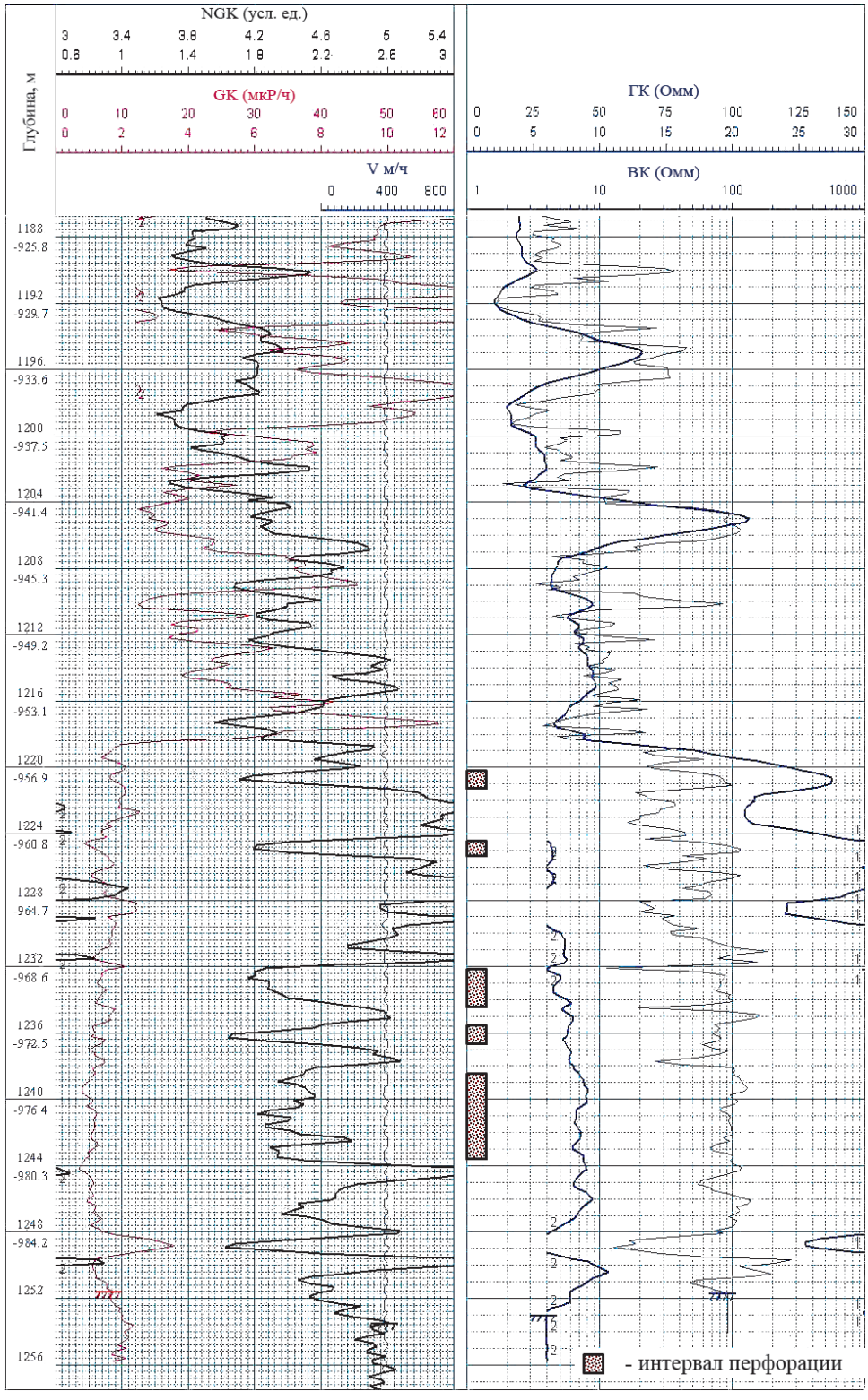


Рис. 1. Геологический разрез по скв. № 2129

Показатели добычи скважин после тепловой обработки

На рис. 3 показана динамика работы скв. № 2074 ГС. Скважина запускалась в работу насосным способом через три дня после остановки закачки пара. К моменту пуска температура на забое снизилась с 212 °С до 71 °С. Скважина выводилась на режим с отбором около 7 м^3/сут по жидкости. Обводненность начала снижаться на 18-е сутки после отбора 91 м^3 жидкости и достигла менее 50% после 153 м^3, что равно отбору 7% от объема закачанного пара. В процессе работы выполнялась оптимизация отбора. На 90-е сутки работы началось интенсивное снижение динамического уровня в скважине, на 101-е сутки в связи с паданием коэффициента подачи насоса ниже 0,2 произведено снижение параметров отбора. Таким образом, скважина проработала с приростом 82 сут, накопленная добыча жидкости составила 512 м^3 (25% от объема закачанного пара), нефти 295 т, дополнительно добыто 113 т нефти. Температура на забое к этому времени снизилась до 30 °С.

№ скв.	Устьевая арматура	Термо-НКТ, м	Пакер	ГИК, м	Глубина хвостовика, м	Глубина кровли, м	Глубина забоя, м
2104 ГС	АТПК-65-16-350 ТК 89-48-350	1251	ПТК ЗК-140-350	1357,3	1357,3	1265	1490
2129		1196	ПТК ЗК-140-350	отказ	нет	1220,2	1248,6
2074 ГС		1319	ПРО-ЯДЖ-О -142-Т210	1470	1470	1338,9	1693,8
1921		1117	ПРО-ЯДЖ-О-142- Т210	нет	1148,3	1143,5	1169

Табл. 2. Оснащение скважин оборудованием

№ скв.	ППУ, ед.	Объем воды в виде пара, м^3/сут	$T_{уст}$, °С	$T_{заб}$, °С	$P_{уст}$, МПа	Количество дней закачки	Суммарный объем закачки пара, м^3
2104 ГС	3	60	250	190	4,3	33	1 852
2129	3	40	240	отказ	4,0	24	866
2074 ГС	5	100	267	212	5,6	21	2 054
1921	3	60	253	отказ	4,8	28	1 047

Табл. 3. Средние показатели при закачке пара

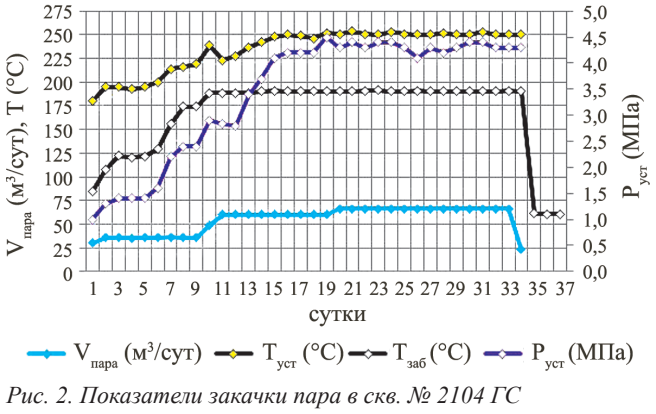


Рис. 2. Показатели закачки пара в скв. № 2104 ГС

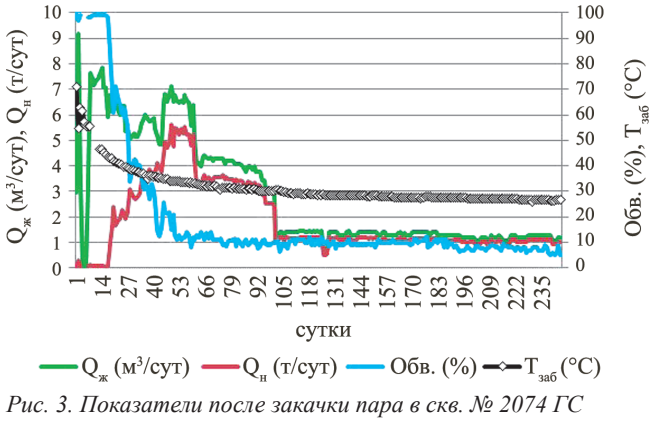


Рис. 3. Показатели после закачки пара в скв. № 2074 ГС

Сводная информация по результатам работы остальных скважин представлена в табл. 4.

После отбора высокообводненной жидкости в объеме 1–11% от закачанного пара (воды) происходило снижение обводненности. Объемы добытой жидкости в период составили 25–55% от объема пара. Исторически максимальный дебит был достигнут только в одной скважине и сохранялся непродолжительное время. Средние приросты суточной добычи составили 1–2 т/сут, период эффекта – 82–312 сут, что позволило дополнительно добыть 113–327 т нефти, при этом потери добычи нефти на период закачки пара составили 49–120 т. С учетом полученных данных последующие циклы закачки пара не производились.

При анализе результатов закачки пара и исходных данных по скважинам установлено, что дополнительная добыча нефти была выше по скважинам с большей нефтенасыщенностью, расположенным на более высоких абсолютных отметках кровли пласта и вскрытым забоем дальше от ВНК, с наибольшим снижением дебита от исторически максимального. Основным параметром эффективности тепловой обработки является объем закачанного пара.

Отметим наименьшую дополнительную добычу, полученную на скв. № 2074 ГС. Одной из причин могут быть потери тепловой энергии через раскрытую трещину автогидроразрыва, подобное описано в (Соломатин, 2016). Согласно анализу динамики закачки пара, при достижении накопленного объема закачки пара в 725 м^3 выросло устьевое давление с 3,8 до 4,2 МПа и к концу закачки стало равным 5,6 МПа. Градиент давления составил 0,0135–0,0147 МПа/м на интервал закачки. В результате четырех ГРП в башкирских отложениях Аканского месторождения градиент закрытия трещины составил 0,0112–0,0134 МПа/м. Следовательно, можно сделать предположение об оттоке пара в трещину по пласту без прогрева околоскважинного массива.

Таким образом ОПИ показали, что эффект от пароте плового воздействия на сверхвязкую нефть в пласте, которая подвижна и добывается классическим способом, будет незначителен или отсутствовать. Если же сверхвязкая нефть слабо подвижна и за счет депрессии приток не создается или он незначителен, то нагрев сверхвязкой нефти в пласте снижает ее вязкость и препятствующий движению флюида высокий начальный градиент сдвига.

Данный вывод основывается на формуле Дюпюи для расчета дебитов неньютоновских нефтей (Евдокимова, Кочина, 1979):

$$Q_ж = \frac{2\Pi kh\left[P_{пл} - P_з - G\left(R_к - r_с\right)\right]}{\mu \ln \frac{R_к}{r_с}},$$

где $Q_{ж}$ – дебит скважины (м^3/сут), k – проницаемость пласта (м^2); h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (м); $P_{пл}$ – пластовое давление, (Па); $P_з$ – забойное давление в скважине (Па); G – предельный градиент давления (Па/м); μ – динамическая вязкость флюида в пластовых условиях (Па·с); $R_к$ – радиус контура питания скважины (м); $r_с$ – радиус скважины (м).

№ скв.	Q_1, т/сут	Q_2, т/сут	Q_3		Q_4		Q_5, т	Q_6		Средний прирост, т/сут	$T_{эфф}$, сут	Потери нефти на период ГТМ, т	Дополнительная добыча (без учета потерь), т
			м^3	% от $V_{пар}$	м^3	% от $V_{пар}$		т/сут	% от ист. макс.				
2104 ГС	7,0	0,9	132	7	821	44	593	4,7	67	1,0	312	59	327
2129	4,0	1,5	96	11	476	55	289	5,9	148	2,0	90	49	178
2074 ГС	7,4	2,2	153	7	512	25	295	5,6	76	1,4	82	66	113
1921	12,5	3	6	1	555	53	464	5,8	46	1,4	106	120	147

Табл. 4. Показатели освоения скважин и эффективности закачки пара. Примечание: Q_1 – максимальный исторический дебит скважины по нефти (т/сут), Q_2 – дебит по нефти перед закачкой пара (т/сут), Q_3 – накопленный объем жидкости, добытый из пласта после закачки пара, при достижении которого произошло снижение обводненности до начального уровня (м^3), Q_4 – накопленный объем жидкости, добытый в период эффекта от закачки пара (м^3), % от $V_{пар}$ – доля от объема закачанного пара (%), Q_5 – накопленный объем нефти, добытый в период эффекта от закачки пара (т), Q_6 – максимальный дебит скважины по нефти после закачки пара (т/сут), % от ист. макс. – доля максимального дебита скважины по нефти после закачки пара от исторически максимального дебита (Q_1/Q_5, %), средний прирост – средний прирост дебита нефти на период эффекта от закачки пара (т/сут), $T_{эфф}$ – продолжительность эффекта от закачки пара (сут), потери нефти на период ГТМ – расчетные потери нефти на период остановки скважины во время закачки пара (т), дополнительная добыча (без учета потерь) – дополнительная добыча нефти без вычета потерь нефти на период остановки скважины во время закачки пара (т)

Как видно из формулы, на дебит отрицательно влияет не только вязкость нефти, но и значение предельного градиента давления G. Паротепловое воздействие направлено на снижение как вязкости, так и предельного градиента давления G. Эффект от паротеплового воздействия может быть получен только в случае, если причинами низких дебитов являются значения предельного градиента давления G, сопоставимые со значением депрессии $\Delta P = (P_{пл} - P_з)$.

Заключение

На основе вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. Объемы дополнительной добычи нефти и закачанного пара (паро-нефтяное отношение) коррелируются между собой и, следовательно, могут быть применены для прогнозов в схожих горно-геологических условиях и сверхвязких нефтей.
2. Из-за высоких забойных давлений (в пределах расчетных 15–17 МПа) пар закачивался в пласты в виде перегретой воды.
3. Режимы закачки пара должны исключать возможность появления автогидроразрывов.
4. Результаты паротеплового воздействия на запасы нефти с вязкостью 220–300 мПа·с в пластовых условиях башкирского объекта разработки оказались экономически отрицательными. Отрицательный результат согласуется с выводами в работе (Юсупова и др., 2019).
5. Эффект в виде дополнительной добычи от паротеплового воздействия на сверхвязкую нефть в пласте, которая подвижна и добывается классическим способом, будет незначителен или отсутствовать.
6. При принятии решения о применении тепловых методов воздействия на запасы нефти в недрах необходимо ориентироваться не только на значение вязкости нефти, но и на величину предельного градиента давления G.

Литература

Евдокимова В.А., Кочина Е.Н. (1979). Сборник задач по подземной гидравлике. М., Недра, 168 с.

Отчет КФУ. (2018). Изучение применимости тепловых методов для разработки пилотного участка Аканского месторождения. Казань: КФУ, 107 с.

Отчет КФУ. (2019). Изучение применимости тепловых методов для разработки пилотного участка Аканского месторождения с использованием уникальной установки. Казань: КФУ, 47 с.

Отчет общественной организации «Волго-Камское региональное отделение Российской академии наук». (2010). Технико-экономическое обоснование применения технологии пароциклического воздействия на скважины опытного участка башкирских отложений Аканского нефтяного месторождения. Бугульма, 71 с.

Соломатин А.Г. (2016). Результаты опытных работ по тепловому воздействию на карбонатный пласт, насыщенный тяжелой нефтью. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 118–121.

Юсупова Т.Н., Ганеева Ю.М., Фосс Л.Е., Барская Е.Е., Шагеев А.Ф., Романов Г.В., Сотников О.С., Ремеев М.М., Хисамов Р.С. (2019). Моделирование паротеплового воздействия на карбонатный коллектор с высоковязкой нефтью (на примере месторождений Татарстана). *Нефтяное хозяйство*, (1), с. 50–52. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-1-50-52

Сведения об авторах

Ильяс Ахматгалиевич Нуриев – кандидат тех. наук, заместитель генерального директора ОА «Консалтинговый Центр» по экспертизе ГТМ

Россия, 42350, Альметьевск, ул. Гагарина, д. 10

Руслан Камилевич Хайртдинов – заместитель генерального директора – главный геолог, ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

Россия, 42350, Альметьевск, ул. Шевченко, д. 48

Айдар Ильдарович Саттаров – генеральный директор, ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

Россия, 42350, Альметьевск, ул. Шевченко, д. 48

Ильнур Мударисович Фаррахов – начальник отдела экспертизы ГТМ, ОА «Консалтинговый Центр»

Россия, 42350, Альметьевск, ул. Гагарина, д. 10

e-mail: expert-gtm@mail.ru

Статья поступила в редакцию 03.02.2023;
Принята к публикации 14.08.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Practical experience of heat treatment of an oil carbonate reservoir

I.A. Nuriev[1], R.K. Khairtdinov[2], A.I. Sattarov[2], I.M. Farrakhov[1]*
[1]*Konsaltingovyy Tsentr JSC, Almetyevsk, Russian Federation*
[2]*Predpriyatie Kara Altyn CJSC, Almetyevsk, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Ilnur M. Farrakhov, e-mail: expert-gtm@mail.ru*

Abstract. The majority of reserves of small oil companies of the Republic of Tatarstan are represented by carbonate reservoirs with low filtration and capacitance properties, low reservoir pressures and high oil viscosity. All this leads to a rapid decrease and a low level of current oil flows. The Akan oil field of Predpriyatie Kara Altyn CJSC is one of the examples. Thermal methods are considered as the most effective technologies for deposits with high-viscosity oil. According to the results of laboratory study of various variants of thermal methods and geological and hydrodynamic modeling, the steam-cyclic method of development was determined as the most effective at the Akan field. Two producing directional wells and two horizontal wells have been selected for experimental work on steam injection. The article considers the downhole equipment used for injection heat carrier, describes the process of steam injection with the dynamics of controlled parameters, production indicators and efficiency after heat treatment of wells. Conclusions are presented for the completed works on wells.

Keywords: high-viscosity oil, carbonate reservoir, thermal methods, steam injection

Recommended citation: Nuriev I.A., Khairtdinov R.K., Sattarov A.I., Farrakhov I.M. (2023). Practical experience of heat treatment of an oil carbonate reservoir. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 140–145. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.17

References

Evdokimova V.A., Kochina E.N. (1979). Collection of problems on underground hydraulics. Moscow: Nedra, 168 p. (In Russ.)

Feasibility study of the application of the technology of steam cyclical impact on the wells of the pilot site of the Bashkir deposits of the Akan oil field (2010). Report. (In Russ.)

Solomatin A.G. (2016). The results of pilot works on thermal treatment at carbonate heavy oil reservoir. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 118–121. (In Russ.)

Study of the applicability of thermal methods for the development of the pilot site of the Akanskoye field (2018). Report. Kazan, 107 p. (In Russ.)

Study of the applicability of thermal methods for the development of the pilot site of the Akanskoye field using a unique installation (2019). Report. Kazan, 47 p. (In Russ.)

Yusupova T.N., Ganeeva Yu.M., Foss L.E., Barskaya E.E., Shageev A.F., Romanov G.V., Sotnikov O.S., Remeev M.M., Hisamov R.S. (2019). Simulation of thermal steam treatment of carbonate reservoir on the example of high-viscosity oil fields of Tatarstan. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (1), pp. 50–52.(In Russ.)

About the Authors

Ilyas A. Nuriev – Cand. Sci. (Engineering), Deputy General Director, Konsaltingovyy Tsentr JSC
10, Gagarin st., Almetyevsk, Russian Federation

Ruslan K. Khairtdinov – Deputy General Director – Chief Geologist, Predpriyatie Kara Altyn CJSC
48, Shevchenko st., Almetyevsk, Russian Federation

Aidar I. Sattarov – General Director, Predpriyatie Kara Altyn CJSC
48, Shevchenko st., Almetyevsk, Russian Federation

Ilnur M. Farrakhov – Head of the Department, Predpriyatie Kara Altyn CJSC
10, Gagarin st., Almetyevsk, Russian Federation

Manuscript received 3 February 2023;
Accepted 14 August 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.18

УДК 532.546.2

Кольматация трещин автогидроразрыва пласта для увеличения его охвата заводнением

К.М. Федоров[1], И.В. Выдыш[1], А.В. Кобяшев[2], Н.В. Михайлов[2], А.С. Гаврись[2]*

[1]Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

[2]Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

Заводнение низкопроницаемых коллекторов с высоким пластовым давлением часто сопровождается формированием техногенных трещин или трещин автогидроразрыва пласта. Положительной стороной этого процесса является увеличение приемистости нагнетательных скважин. Однако при сближении этих трещин с добывающими скважинами происходит ранний прорыв воды и образуется канал низкого фильтрационного сопротивления между нагнетательными и добывающими скважинами. Для снижения обводненности добываемой продукции за счет этой причины применяются технологии кольматации трещин автогидроразрыва пласта.

Рассматривается процесс кольматации трещин автогидроразрыва пласта, например, при помощи закачки полимерно-дисперсных составов в нагнетательную скважину. Для проверки этой точки зрения моделируется и численно исследуется задача о влиянии сокращения размеров трещины на охват пласта заводнением. На примере обратной пятиточечной схемы разработки участка пласта сопоставляются базовый расчет – без воздействия на трещину и вариант процесса заводнения с учетом уменьшения длины трещины.

Результаты расчетов показали, что процесс заводнения после воздействия на трещину можно разделить на следующие этапы. На первом этапе, следующем непосредственно после кольматации трещины, происходит снижение обводненности и повышается дебит добываемой нефти. На втором этапе снижается дебит нефти, в конце этого этапа он становится ниже базового варианта. На третьем этапе наблюдается невысокое, но длительное увеличение дебитов нефти за счет повышения охвата пласта заводнением. Установлено, что мониторинг развития техногенных трещин является актуальным, так как своевременная кольматация трещин позволяет не только увеличить добычу нефти после проведения мероприятия, но и повысить коэффициент нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением.

Ключевые слова: заводнение, автогидроразрыв пласта, трещина, кольматация, интеграция, секторная гидродинамическая модель заводнения, дополнительная добыча нефти

Для цитирования: Федоров К.М., Выдыш И.В., Кобяшев А.В., Михайлов Н.В., Гаврись А.С. (2023). Кольматация трещин автогидроразрыва пласта для увеличения его охвата заводнением. *Георесурсы,* 25(3), с. 146–150. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.18

Введение

Заводнение нефтяных пластов является широко распространенной технологией разработки традиционных запасов углеводородов (Willhite, 1986). В последнее время в разработку активно вводятся пласты с низкой и сверхнизкой проницаемостями. Для увеличения притока нефти в добывающие скважины применяются технологии интенсификации добычи с помощью создания трещин гидроразрыва пласта (ГРП), бурения горизонтальных скважин без и с многостадийным ГРП (Уразов и др. 2020; Аржиловский и др. 2021). Увеличение приемистости нагнетательных скважин достигается проведением на них ГРП или форсированием закачки при условии забойного давления ниже давления образования ГРП (Мосунов и др., 2004; Шель и др., 2020).

В то же время засорение призабойной зоны нагнетательных скважин при закачке подтоварной воды или водой с относительно высоким содержанием различных механических примесей при сохранении расхода с кустовых нагнетательных скважин может приводить к росту забойного давления и образованию техногенных трещин или трещин автогидроразрыва (автоГРП). При формировании трещин их направление зависит от регионального напряжения в горных породах, в рамках конкретного месторождения тензор такого напряжения практически не меняется, поэтому трещины ГРП и автоГРП, как правило, имеют преимущественно одно направление (Ridel et al., 2012; Давлетова и др., 2014; Balin et al., 2020). При аномальном росте трещин автоГРП могут образовываться каналы низкого фильтрационного сопротивления, связывающие нагнетательную и добывающие скважины. Это приводит к раннему прорыву воды, снижению охвата пласта заводнением и, как результат, к безвозмездным потерям добычи нефти (Изотов, Афонин, 2020; Feng et al., 2021).

В работе (Гильманов и др., 2022) предлагается технология ограничения размеров трещины автоГРП путем закачки полимерно-дисперсной системы (ПДС). Авторы разработали математическую модель процесса, согласно которой суспензионные частицы ПДС движутся по трещине, но не проникают в пласт. Доходя до кончика, они начинают кольматировать трещину. Со снижением размеров

* Ответственный автор: Иван Владимирович Выдыш
e-mail: vydysh3d@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

незакольматированной трещины происходит рост давления в трещине и на забое. Возможности этой технологии кольматации ограничены, так как при давлении в трещине выше, чем давление гидроразрыва, начинается новый рост трещины. Результаты расчетов по предложенной модели прошли валидацию путем сопоставления длины трещины до и после кольматации скважин ПДС Усть-Тегусского месторождения (Гильманов и др., 2022). Оценка длины трещины производилась с применением формулы Пратса (Economides et al., 2002) для параметров приемистости скважин до и после применения технологии.

Целью настоящей работы являлась интеграция результатов моделирования технологии кольматации трещин автоГРП в геологические модели пластов и гидродинамические модели (ГДМ) процессов заводнения. Исследован также механизм повышения охвата пласта заводнением и получения дополнительной добычи нефти в результате применения технологии ограничения размеров трещин автоГРП.

Интеграция результатов технологии кольматации трещины автоГРП в ГДМ

Моделируемый сектор представлял собой обратную пятиточечную схему разработки участка залежи размером 500 × 500 × 40 м. Рассмотрен однородный изотропный пласт (анизотропия проницаемости равна 1) с пористостью 0.2 и проницаемостью 90 мД. По углам сектора размещены добывающие скважины. В центре локализована нагнетательная скважина с трещиной автоГРП длиной 450 м, высотой 40 м и раскрытием (шириной) 2 мм. Направление трещины показано на рис. 1. Трещина автоГРП считалась идеальной, не выходящей за кровлю и подошву пласта.

В модели использовались характеристики флюидов и скелета пласта, приведенные в табл. 1.

Относительные фазовые проницаемости по воде k_{wr} и нефти k_{or} вычислялись по формулам Кори (Corey, 1954):

$$k_{wr} = \begin{cases} \left(\dfrac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}}\right)^3, & S_w \geq S_{wr}, \\ 0, & S_w < S_{wr}, \end{cases}$$

$$k_{or} = \begin{cases} \left(\dfrac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}}\right)^2, & S_{wr} \leq S_w \leq 1 - S_{or}, \\ 0, & S_w > 1 - S_{or}, \\ 1, & S_w < S_{wr}, \end{cases} \quad (1)$$

$$S_{wr} = S_{or} = 0{,}2$$

где S_{wr} и S_{or} – остаточные водо- и нефтенасыщенности, S_w – текущая водонасыщенность.

Расчеты проводились с использованием гидродинамического симулятора tNavigator на равномерной сетке

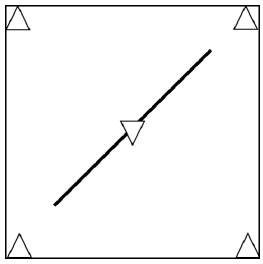


Рис. 1. Обратная пятиточечная схема разработки нагнетательной скважины с трещиной автоГРП

Флюид	Плотность ρ, кг/м^3	Вязкость μ, сП	Сжимаемость $c \times 10^{-10}$, Па$^{-1}$
Нефть	840	5	6,9
Вода	1000	1	4,9
Порода	2500	–	6,3

Табл. 1. Физические свойства пластовых флюидов и скелета пласта

с ячейками размером 25 × 25 × 40 м. Фактически рассматривалась двумерная задача заводнения участка. Были взяты следующие начальные и граничные условия: в начальный момент времени пласт насыщен нефтью при остаточной водонасыщенности; границы рассматриваемой области считаются непроницаемыми; расход воды в нагнетательную скважину принимается постоянным и равным 200 м^3/сут; дебит жидкости в добывающих скважинах также устанавливается постоянным и равным 50 м^3/сут. Начальное забойное давление на нагнетательной скважине равно 250 атм. Давление автоГРП считалось равным 400 атм. В ходе закачки жидкости до и после кольматации забойное давление не превышало давления автоГРП. В базовом варианте трещина автоГРП предполагалась постоянной длины в ходе закачки ввиду того, что при компенсации отборов закачкой возможно её стационарное состояние.

Анализ заводнения на анализируемом участке

Распределение водонасыщенности в модели после прокачки воды в размере 0,4 поровых объемов (ПО) участка представлено на рис. 2, а. Несмотря на однородность по проницаемости участка, заводнение имеет выраженную неоднородность, указывающую на преимущественные потоки воды вдоль диагонали по направлению трещины автоГРП. Прорыв воды уже произошел в добывающие скважины вблизи концов трещины, в то время как две другие скважины добывают нефть в безводном режиме.

Динамика суммарного дебита добывающих скважин для базового варианта представлена на рис. 3 (черная кривая). В начальный период безводной добычи дебит нефти несколько ниже расхода закачиваемой воды, что связано со сжатием пластовых флюидов вблизи нагнетательной

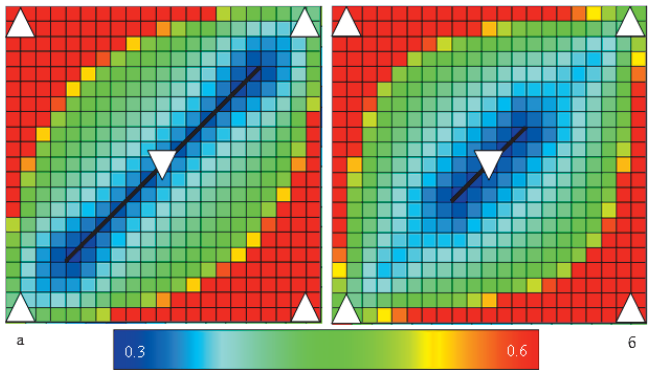


Рис. 2. Распределение нефтенасыщенности в секторной модели: а) после прокачки 0,4 поровых объемов воды при фиксированной длине трещины в нагнетательной скважине, равной 450 м; б) после закачки 0,2 поровых объемов исходная трещина кольматируется до длины 150 м

скважины и, наоборот, с расширением вблизи добывающих. После прорыва воды в добывающие скважины, ближайшие к концам трещины, происходит резкое снижение дебитов нефти и рост обводненности продукции. Далее дебит нефти выполаживается до момента прорыва воды в оставшиеся добывающие скважины (около 0,58 ПО). С этого момента динамика дебита опять повторяется – после резкого снижения кривая динамики дебита вновь выполаживается. После прокачки 1 ПО воды дебит нефти всех добывающих скважин падает ниже рентабельной величины.

Вариант с кольматацией трещины автоГРП отличается тем, что после прокачки 0,2 ПО воды производится закачка ПДС для кольматации трещины. Расчет кольматации по модели, представленной в работе (Гильманов и др., 2022), показывает, что данное геолого-техническое мероприятие позволяет закольматировать две трети трещины или снизить ее линейный размер до 150 м. В расчетах после прокачки 0,2 ПО воды мгновенно сокращается размер трещины, закачка продолжается в том же режиме.

Распределение нефтенасыщенности для описанного варианта после прокачки 0,4 ПО воды представлено на рис. 2, б. Расширение области заводнения указывает на перераспределение потоков воды на участке и повышение охвата пласта заводнением. Суммарная динамика дебита всех добывающих скважин показана на рис. 3 (синяя кривая).

Прирост дебита нефти в обводненных скважинах наблюдается с небольшой задержкой, но является достаточно длительным, около 0,2 ПО. Именно в этот период на практике происходит подсчет дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку. Далее наступает второй этап процесса, который заключается в снижении дебита нефти по отношению к базовому варианту. Это происходит по следующей причине: ввиду отсутствия механизма доотмыва нефть на первом этапе добывается более интенсивно, соответственно, ее меньше добывается на более поздних стадиях. Самым интересным является третий этап процесса. Так как коэффициент нефтеотдачи зависит не только от коэффициента вытеснения, но и от коэффициента охвата пласта заводнением, именно на поздних режимах начинает влиять на добычу повышение охвата пласта вытеснением. Несмотря на менее заметный прирост дебита нефти, время этого периода

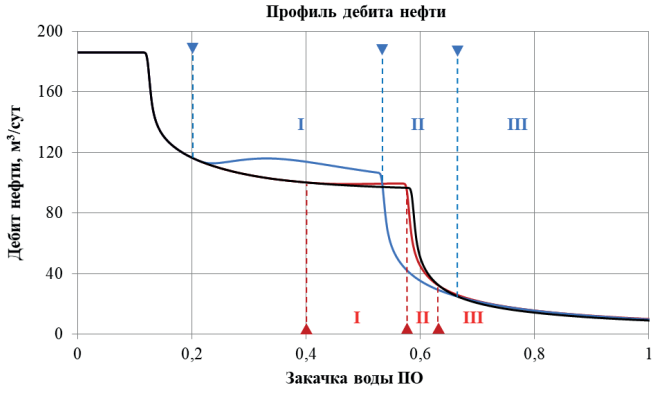


Рис. 3. Динамика добычи нефти с трещиной автоГРП размером 450 м (черная кривая) и после кольматации трещины до размера 150 м при закачке 0,2 поровых объемов (синяя кривая) и 0,4 поровых объемов воды (красная кривая)

весьма значительное и именно в этот период происходит повышение коэффициента извлечения нефти.

Настоящие исследования показали, что чем раньше проведена кольматация трещины, тем больше прирост дополнительной добычи. Для данной модели были рассчитаны варианты кольматации трещины после прокачки 0,2, 0,4, 0,6 и 0,8 ПО воды. Для примера на рис. 3 приведены базовый вариант и варианты кольматации трещины после прокачки 0,2 и 0,4 ПО воды. Расчеты показали дополнительную добычу за первый период реакции добывающих скважин в объеме 1001, 34, 0,2 и 0,005 т соответственно указанным моментам кольматации трещины. Коэффициент извлечения нефти по сравнению с базовым увеличился соответственно на 0,07%, 0,04%, 0,02% и 0,01%. При обводненностях свыше 0,9 эффект от кольматации трещины в виде повышения коэффициента извлечения нефти практически не проявляется. Установленный факт говорит о важности диагностики развития трещин автоГРП и своевременного принятия мер по их кольматации.

Заключение

Разработан алгоритм интеграции математической модели кольматации трещин автоГРП в гидродинамическую секторную модель заводнения для прогноза влияния результатов операции на динамику добычи нефти.

Подтверждено повышение охвата участка пласта заводнением после кольматации трещины. Эффект от кольматации можно разбить на три этапа: кратковременный эффект от геолого-технического мероприятия; снижение дебита нефти ниже базового варианта на более долговременных интервалах и увеличение коэффициента нефтеотдачи за счет повышения охвата пласта заводнением на заключительных этапах разработки.

Установлено, что мониторинг развития трещин автоГРП является актуальным, так как своевременная кольматация трещин позволяет не только увеличить добычу нефти после проведения мероприятия, но и повысить коэффициент нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением.

Благодарности

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Аржиловский А.В., Грищенко А.С., Смирнов Д.С., Корниенко С.А., Баисов Р.Р., Овчаров В.В., Зиазев Р.Р. (2021). Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых отложений. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 74–76. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-74-76

Гильманов А.Я., Федоров К.М., Шевелев А.П. (2022). Задача о блокировании техногенной трещины в пласте суспензионной смесью. *Известия РАН. Механика жидкости и газа*, (6), с. 26–33.

Давлетова А.Р., Бикбулатова Г.Р., Федоров А.И., Давлетбаев А.Я. (2014). Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов. *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*, (1), с. 40–43.

Изотов А.А., Афонин Д.Г. (2020). О взаимосвязи факторов, влияющих на эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов с применением заводнения. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 106–109. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-12-106-109

Мосунов А.Ю., Сонич В.П., Черемисин Н.А. (2004). Условия успешного применения форсированного отбора жидкости на месторождениях Западной Сибири. *Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Тр. Междунар. технол. симпозиума*, М.: Ин-т нефтегазового бизнеса, с. 24–48.

Уразов Р.Р., Давлетбаев А.Я., Синицкий А.И., Нуриев А.Х., Торопов К.В., Сергейчев А.В., Филев М.О. (2020). Анализ добычи и давления по горизонтальным скважинам с многостадийным гидроразрывом пласта. *Нефтяное хозяйство*, (10). с. 62–67. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-10-62-67

Шель Е.В., Кабанова П.К., Ткаченко Д.Р., Базыров И.Ш., Логвинюк А.В. (2020). Моделирование инициации и распространения трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения. *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, (2), с. 36–42.

Balin D.V., Alekhin I.G., Brovko V.I., Naimyshin A.G. (2020). Application of 3D Geomechanics Modeling to Enhance Reservoir Simulation Model Forecast in Terrigenous Fractured Reservoir. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-201977-MS. https://doi.org/10.2118/201977-MS

Corey A.T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 19(1), pp. 38–41.

Economides M., Oligney R., Valkó P. (2002). Unified Fracture Design: Bridging the gap between theory and practice. Alvin: Orsa Press, 262 p.

Feng N., Chang Y., Wang Z., Liang T., Guo X., Zhu Y., Hu L., Wan Y. (2021). Comprehensive evaluation of waterflooding performance with induced fractures in tight reservoir: A field case. *Geofluids*, 2021, 6617211. https://doi.org/10.1155/2021/6617211

Ridel A.A., Margarit A.S., Garifoullina R.A, Mazhar V.A, Almukhametov M.A., Petrov I.A. (2012). Improving the efficiency of oil and gas field development by optimizing the operation of injection wells. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, SPE-162057-MS. https://doi.org/10.2118/162057-MS

Willhite G.P. (1986). Waterflooding. Richardson: Soc. Petr. Eng., 326 p. https://doi.org/10.2118/9781555630058

Сведения об авторах

Константин Михайлович Федоров – доктор физ.-мат. наук, профессор, научный руководитель, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет

Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6

Иван Владимирович Выдыш – аспирант кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет

Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6

e-mail: vydysh3d@gmail.com

Александр Вячеславович Кобяшев – кандидат тех. наук, главный менеджер, Тюменский нефтяной научный центр

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

Никита Васильевич Михайлов – специалист, Тюменский нефтяной научный центр

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

Александр Сергеевич Гаврись – кандидат тех. наук, начальник отдела, Тюменский нефтяной научный центр

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

Статья поступила в редакцию 14.03.2023;
Принята к публикации 13.07.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Clogging of induced fracture to increase waterflood sweep efficiency

K.M. Fedorov[1], I.V. Vydysh[1], A.V. Kobyashev[2], N.V. Mikhailov[2], A.S. Gavris'[2]*
[1]Tyumen State University, Tyumen, Russian Federation
[2]Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation
[*]Corresponding author: Ivan V. Vydysh, e-mail: vydysh3d@gmail.com

Abstract. Waterflooding of low-permeable reservoirs with high pressure is often accompanied by formation of induced fracture. The positive side of this process is an injectivity increase and oil production rise. However, when these fractures approach producing wells, an early water breakthrough occurs, and high productivity channels are formed between the injection and producing wells.

The technology of fracture clogging, for example, by suspension composition injection into an injection well, allows reducing the length of the fracture. The paper considers the problem of the fracture size reducing process on the waterflood sweep efficiency. The example of a reverse five–point waterflood pattern was investigated. In the basic calculation run, fracture length was constant during all process. The run with transformable fracture length is compared with the basic one.

The results of calculations showed that the process of waterflooding after fracture impact could be divided into the following stages. The first one, which follows immediately after the fracture clogging, demonstrates a water cut decrease and an oil production rate increase. The second, in which the oil production declines below the base variant. On the third stage, there is a low, but long-term increase in oil production due to increased waterflood sweep efficiency. The authors established that monitoring of induced fractures length is relevant, since timely fractures clogging allows to increase oil production after the well treatment and to incline the oil recovery coefficient through increasing waterflood sweep efficiency.

Keywords: waterflooding, induced fracturing of formation, fracture, clogging, integration, sector reservoir simulation model of waterflooding, incremental oil production

Recommended citation: Fedorov K.M., Vydysh I.V., Kobyashev A.V., Mikhailov N.V., Gavris' A.S. (2023). Clogging of induced fracture to increase waterflood sweep efficiency. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 146–150. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.18

Acknowledgements

The authors express their gratitude to anonymous reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

Arzhilovskiy A.V., Grishchenko A.S., Smirnov D.S., Kornienko S.A., Baisov R.R., Ovcharov V.V., Ziazev R.R. (2021). A case study of drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeable reservoirs of the Tyumen formation at the fields of RN-Uvatneftegas. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, (2), pp. 74–76. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-74-76

Balin D.V., Alekhin I.G., Brovko V.I., Naimyshin A.G. (2020). Application of 3D Geomechanics Modeling to Enhance Reservoir Simulation Model Forecast in Terrigenous Fractured Reservoir. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-201977-MS. https://doi.org/10.2118/201977-MS

Corey A.T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 19(1), pp. 38–41.

Davletova A.R., Baykov V.A., Fedorov A.I., Davletbaev A.Ya. (2014). Geomechanical modeling of the direction and trajectory of hydraulic fractures in the development of low-permeability reservoirs. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik "NK "Rosneft'"*, 1(34). pp. 40–43. (In Russ)

Economides M., Oligney R., Valkó P. (2002). Unified Fracture Design: Bridging the gap between theory and practice. Alvin: Orsa Press, 262 p.

Feng N., Chang Y., Wang Z., Liang T., Guo X., Zhu Y., Hu L., Wan Y. (2021). Comprehensive evaluation of waterflooding performance with induced fractures in tight reservoir: A field case. *Geofluids*, 2021, 6617211. https://doi.org/10.1155/2021/6617211

Gil'manov, A.Y., Fedorov, K.M. & Shevelev, A.P. (2022). Problem of Blocking a Technogenic Fracture in the Reservoir Using a Suspension Mixture. *Fluid Dyn*, (57), pp. 720–728. https://doi.org/10.1134/S0015462822600936

Izotov A.A., Afonin D.G. (2020). The collection of factors affecting the efficiency of low-permeable reservoirs development using flooding. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 106–109. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-12-106-109

Mosunov A.Yu., Sonich V.P., Cheremisin N.A. i dr. (2004). Conditions for the successful application of forced fluid extraction in the fields of Western Siberia. *New technologies for the development of oil and gas fields: Proc. Int. Techn. Symp.*, Moscow, pp. 24–48. (In Russ.)

Ridel A.A., Margarit A.S., Garifoullina R.A, Mazhar V.A, Almukhametov M.A., Petrov I.A. (2012). Improving the efficiency of oil and gas field development by optimizing the operation of injection wells. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, SPE-162057-MS. https://doi.org/10.2118/162057-MS

Shel' E.V., Kabanova P.K., Tkachenko D.R., Bazyrov I.Sh., Logvinyuk A.V. (2020). Modeling of initiation and propagation of hydraulic fracturing fractures at an injection well for non-fractured terrigenous rocks on the example of the Priobskoye field. *PRONEFT'. Professional'no o nefti*, 2(16), pp. 36–42. (In Russ)

Urazov R.R., Davletbaev A.Ya., Sinitskiy A.I., Nuriev A.Kh., Toropov K.V., Sergeychev A.V., Filev M.O. (2020). Rate transient analysis of fractured horizontal wells. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, (10), pp. 62–67. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-10-62-67

Willhite G.P. (1986). Waterflooding. Richardson: Soc. Petr. Eng., 326 p. https://doi.org/10.2118/9781555630058

About the Authors

Konstantin M. Fedorov – Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Scientific Advisor, Institute of Physics and Technology, Tyumen State University

6 Volodarskogo st., Tyumen, 625003, Russian Federation

Ivan V. Vydysh – Postgraduate Student, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, Institute of Physics and Technology, Tyumen State University

6 Volodarskogo st., Tyumen, 625003, Russian Federation

e-mail: vydysh3d@gmail.com

Alexander V. Kobyashev – Cand. Sci. (Tech.), General manager, Tyumen Petroleum Research Center

79/1 Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

Nikita V. Mikhailov – Specialist, Tyumen Petroleum Research Center

79/1 Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

Alexander S. Gavris' – Cand. Sci. (Tech.), Head of department, Tyumen Petroleum Research Center

79/1 Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

Manuscript received 14 March 2023;
Accepted 13 July 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.19

УДК 550.832.6:622.234.573

Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах

М.И. Кременецкий[1], В.М. Кричевский[2], В.В. Соловьева[2], А.Н. Никонорова[2]*

[1]Научно-Технический Центр «Газпром нефти», Санкт-Петербург, Россия

[2]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Работа посвящена методике онлайн-мониторинга производительности эксплуатационной скважины по результатам долговременных измерений температуры в стволе вне интервалов работающих пластов. Аналитические зависимости, используемые для определения динамики расхода, основаны на выявленных с помощью моделирования и промысловых исследований закономерностях поведения температуры в интервалах движения жидкости и газа по стволу на удалении от мест поступления флюида в ствол скважины. Градиент температуры в таких интервалах практически не меняется во времени и близок к геотермическому независимо от того, стабильны приток или закачка либо скважина эксплуатируется в нестационарном или циклическом режиме. Это позволяет описать изменения во времени температуры в стволе и плотности теплового потока на его стенке аналитическими соотношениями, а также связать динамику плотности теплового потока с объемным расходом движущегося по стволу флюида.

Дано обоснование применения операции деконволюции нестационарной температуры для определения характера изменения расхода во времени при существенно нестабильном режиме работы скважины. С применением этой операции рассматриваемый способ интерпретации результатов мониторинга температуры может быть использован и для случая, когда расход в стволе меняется во времени не только циклически, но и непрерывно.

Для реализации предлагаемого подхода может использоваться широкий спектр измерительных датчиков, в том числе стационарных, распределенных по длине ствола скважины систем на основе оптоволокна.

Ключевые слова: контроль разработки месторождений углеводородов, эксплуатационные добывающие и нагнетательные скважины, промыслово-геофизические методы исследования скважин, термометрия скважин, долговременный мониторинг температуры, распределенные по стволу датчики на основе оптоволокна

Для цитирования: Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Соловьева В.В., Никонорова А.Н. (2023). Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах. *Георесурсы,* 25(3), с. 151–162. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.19

Введение

Способы оперативного контроля текущей производительности действующих скважин очень разнообразны. Для получения максимально достоверной информации о дебите используются громоздкие и металлоемкие сепарационные установки. Если приоритетным является оперативный долговременный мониторинг эксплуатационных параметров, то применяются более дешевые, но увеличивающие количество объектов исследования экспрессные технологии измерений.

Эффективный мониторинг добычи и закачки предполагает разумное совмещение перечисленных подходов. Так, возможно сочетание непрерывного мониторинга расхода в скважине экспрессными методами с его дискретными оценками с использованием более совершенных и затратных средств измерений (например, устьевых сепараторов).

Спектр используемых при мониторинге методов может быть очень широк. В настоящей работе представлены возможности нестационарной термометрии, которые пока не полностью реализованы на практике.

Рассматривается информативность экспрессной оценки динамики расхода добывающих и нагнетательных скважин на основе анализа характера изменения во времени температуры потока в стволе скважин вне интервалов работающих пластов. Данный метод уступает по точности оценки измерениям на устье. Однако, сохраняя приемлемую информативность, он способен при сравнительно малых затратах повысить охват измерениями эксплуатационного фонда скважин.

Физические основы, анализ информативности и пример практического применения рассматриваемого метода были впервые подробно разобраны в нашей предыдущей работе (Соловьева, Кременецкий, 2022).

В настоящей работе представлены результаты более детального описания закономерностей поведения температуры в действующей скважине в интервалах между эксплуатируемыми пластами. Впервые описан принципиально новый подход к интерпретации результатов термических исследований на основе метода деконволюции нестационарной температуры, который расширяет возможности термометрии при исследовании нестабильно работающих скважин.

* Ответственный автор: Михаил Израилевич Кременецкий
e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Рассматривается возможность практической реализации предложенного способа термических исследований с помощью систем стационарного долговременного мониторинга температуры распределенными по стволу оптоволоконными датчиками.

Материалы и методы

Термический режим действующей скважины вне интервалов работающих пластов

В основе интерпретации термограмм, равно как и результатов любого промыслово-геофизического исследования, лежит модель скважины и пласта. На первый взгляд, чем сложнее модель и больше число учитываемых ею параметров, тем достовернее интерпретация. Но это справедливо далеко не всегда. При одновременном влиянии на измерения нескольких процессов и дефиците дополнительной априорной информации диапазонные экспрессные оценки на основе упрощенных моделей более предпочтительны.

Модель поведения температуры в действующей скважине вне интервалов работающих пластов является классической в теории термометрии (Ramey, 1962; Непримеров и др., 1968; Пудовкин и др., 1977).

В наиболее общей постановке она предполагает совместное численное решение уравнений переноса теплоты в скважине и вмещающей среде с использованием на их контакте так называемых краевых условий «сопряжения», полагающих равенство на границе значений температур и плотностей тепловых потоков в контактирующих средах (Валиуллин и др., 2022; Кременецкий, Ипатов, 2020; Панарина и др., 2015).

Подобную модель принято называть «сопряженной».

Сложившийся экспрессный подход к решению данной задачи (рис. 1) рассматривает скважину как вертикальную круговую цилиндрическую полость, а вмещающий массив горных пород как однородную по тепловым свойствам и неограниченную по простиранию среду.

Температура флюида, движущегося по стволу скважины, усредняется по сечению ствола и является функцией глубины z и времени $t_{раб}$: $T_c(z,t_{раб})$. Температура горных пород зависит от расстояния от оси скважины r, глубины z и времени $t_{раб}$: $T_п(r,z,t_{раб})$. В начальный момент $t_{раб} = 0$ температура среды соответствует геотермической и линейно зависит от глубины. С этого момента с глубины

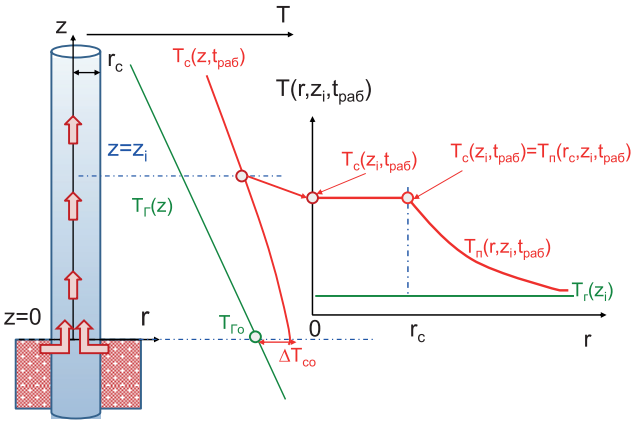


Рис. 1. Модель переноса теплоты в действующей скважине в пределах непроницаемой толщи горных пород при притоке (комментарии и условные обозначения см. в тексте)

$z = 0$ в скважину поступает однокомпонентный однофазный флюид с постоянными объемным расходом и температурой.

Температуры потока в стволе и массива вмещающих горных пород на стенке скважины $r = r_c$ близки (т.е. коэффициент теплоотдачи между потоком и стенкой скважины принимается аномально высоким):

$$T_c(z,t_{раб}) = T_п(r_c,z,t_{раб}) \quad (1)$$

Тогда изменение температуры по длине ствола можно описать приближенным соотношением (Непримеров и др., 1968; Пудовкин и др., 1977; Кременецкий, Ипатов, 2020):

$$T_c(z) = T_{Г0} \mp \Gamma z \pm \Gamma \cdot B \cdot \left(1 - e^{-z/B}\right) + \Delta T_{со} \cdot e^{-z/B} \quad (2)$$

Знак "±" соответствует движению снизу вверх, знак "±" – сверху вниз, значение $z = 0$ – глубине поступления флюида в ствол скважины, величина z увеличивается в направлении движения, $T_{го}$, $\Delta T_{со}$ – геотермическая температура и отличие от нее температуры поступающего в ствол флюида на глубине $z = 0$, Γ – геотермический градиент.

Параметр B (так называемый нормированный коэффициент теплоотдачи) определяется по формуле:

$$B = \frac{C_{оф} Q_c f(t_{раб})}{2\pi\lambda_T} \quad (3)$$

где $C_{оф}$ – объемная теплоемкость флюида в стволе, r_c – радиус скважины, Q_c – объемный расход флюида, λ_T – теплопроводность массива горных пород, $f(t_{раб})$ – функция времени, зависящая от продолжительности работы скважины $t_{раб}$ и тепловых свойств вмещающей среды.

Комплексный параметр $C_Q = C_{оф} Q_c$ косвенно характеризует теплосодержание движущегося по стволу потока смеси.

Экспрессная и сопряженная модели описывают поведение температуры в стволе действующей скважины сходным образом.

Температура при фиксированном времени меняется с глубиной по экспоненциальному закону, а ее градиент по мере удаления от отдающего пласта стабилизируется, приближаясь к геотермическому.

На удалении от пласта наклоны термограммы и геотермограммы становятся практически неотличимыми друг от друга. С ростом дебита это происходит на большем расстоянии от пласта. Чем дольше и стабильнее работает скважина, тем точнее расчеты на основе экспрессной модели (рис. 2).

Нормированный коэффициент теплоотдачи как один из базовых инвариантов термометрии скважин

Выражение (2) для оценки температуры в скважине существенно упрощает расчеты. Его главным преимуществом является выделение на фоне прочих базового информативного эффекта – теплообмена движущегося в стволе флюида с вмещающей толщей горных пород, что позволяет связать изменение температуры по стволу скважины с инвариантным параметром B. Прямая зависимость этого параметра от объемного расхода флюида является основой для оценки расхода по термограмме вне интервалов работающих пластов.

Влияние на величину B тепловых свойств массива вмещающей среды (горных пород, элементов конструкции скважины) существенно снижает точность определения

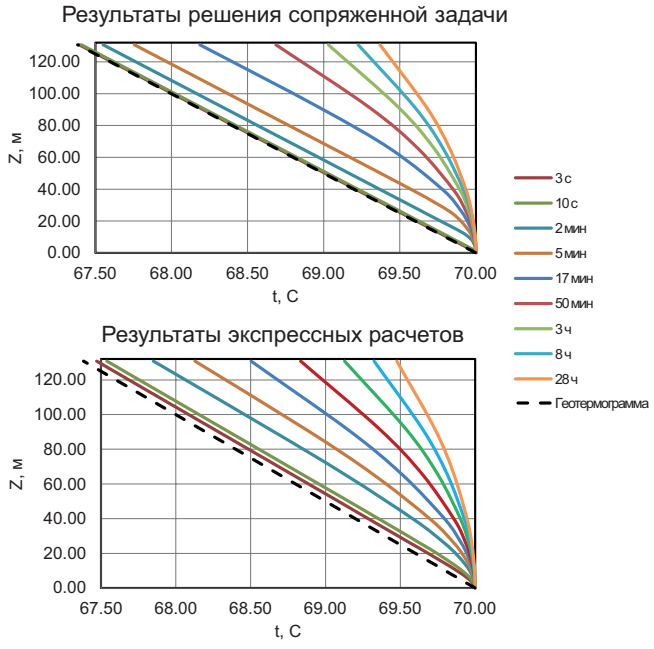


Рис. 2. Сопоставление профилей изменения температуры в стволе добывающей скважины вне интервалов работающих пластов; профиля рассчитаны на основе сопряженной (верхний фрагмент) и экспрессной (нижний фрагмент) моделей, влияние эффекта дросселирования в стволе пренебрежимо мало

расхода по данным термометрии. Априорную информацию об изменении этих параметров для конкретной исследуемой скважины получить сложно. Поэтому расчеты носят оценочный характер: определяется диапазон возможных дебитов при максимально возможных изменениях тепловых свойств в условиях скважины. Однако при долговременном мониторинге динамики дебита во времени, когда актуален анализ относительных изменений данного параметра, отсутствие информации о тепловых свойствах уже не имеет решающего значения.

Такой упрощенный подход может применяться для приблизительной оценки объемного расхода движущейся по стволу скважины многокомпонентной смеси.

В этом случае по результатам термометрии приближенно оценивается инвариантный параметр – так называемое *эквивалентное теплосодержание потока смеси* $C_{Q\Sigma}$. Для определения этого параметра для каждой компоненты рассчитывается произведение ее расхода на объемную теплоемкость, затем полученные результаты суммируются (Панарина и др., 2015; Соловьева, Кременецкий, 2022):

$$C_{Q\Sigma} = C_{ов}Q_{в} + C_{он}Q_{н} + C_{ог}Q_{г} \quad (4)$$

где $C_{оф}$ – объемная теплоемкость движущейся в стволе смеси флюидов, $C_{ов}$, $C_{он}$, $C_{ог}$ – объемные теплоемкости его компонент (воды, нефти и газа).

Повысить эффективность мониторинга позволяет периодическая коррекция результатов расчетов по дискретным контрольным измерениям температуры на устье (Соловьева, Кременецкий, 2022).

Распределение температуры по стволу циклически и нестабильно работающих скважин

На рис. 2 хорошо видна особенность поведения температуры по глубине. При длительной работе скважины с ростом удаления глубины измерения температуры от места поступления флюида в ствол градиент температуры в стволе приближается к естественному, а разница между термограммой и геотермограммой на фиксированной глубине стремится к величине $\left|\lim_{z\to\infty}(T_c - T_г)\right| = ГВ$. Такая закономерность присуща как восходящему потоку флюида (рис. 3, а), так и нисходящему (рис. 3, б) вне зависимости от температуры, поступающей в ствол газожидкостной смеси.

Результаты численных экспериментов и термических исследований скважин при различных условиях проведения измерений показывают, что базовые закономерности поведения температуры по глубине и во времени сохраняются и для более сложных и близких к реальным условий проведения исследований (таких, как радиальная неоднородность вмещающей среды, циклическая работа скважины, непрерывное изменение во времени дебита, температуры и направления движения флюида, многокомпонентный приток и др.) (Кременецкий, Ипатов, 2020; Валиуллин и др., 2022; Панарина и др., 2015; Соловьева, Кременецкий, 2022). Это подтверждается исследованиями по скважине механизированного фонда, оснащенной электроцентробежным насосом (ЭЦН) (рис. 4). Оборудование скважины байпасной системой Y-tool позволило выполнить циклические измерения геофизических параметров в интервале ниже приема насоса.

Первый цикл измерений осуществлялся в период длительной остановки скважины. За это время под воздействием внутриколонного межпластового перетока сверху вниз в стволе сформировался температурный профиль, наглядно повторяющий описываемое моделью поведение температуры (рис. 3, б), типичное для нисходящего движения жидкости.

Последующий цикл измерений выполнен в период запуска скважины на технологический режим отбора. Результаты термометрии отражают совместное влияние двух протекающих одновременно нестационарных переходных процессов. Первый связан с релаксацией влияния перетока, второй – с усилением воздействия восходящего движения жидкости, связанного с началом притока из отдающего пласта. В итоге после длительной работы скважины в стволе формируется температурный профиль, характерный для движения жидкости снизу вверх – к устью скважины, аналогичный представленному на рис. 3, а.

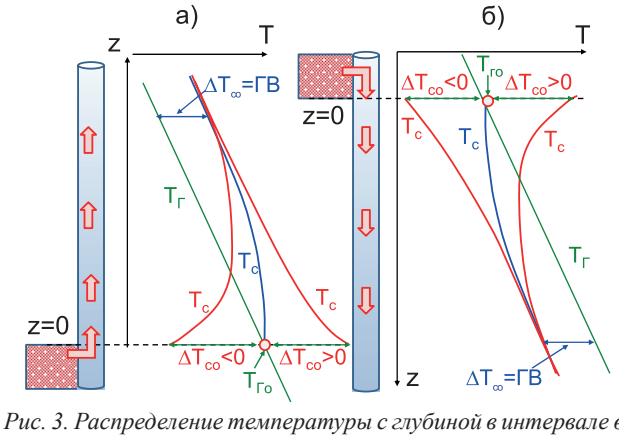


Рис. 3. Распределение температуры с глубиной в интервале вне интервала работающего пласта при температуре поступающего в ствол скважины флюида, существенно отличающейся от первоначальной: а) восходящий поток; б) нисходящий поток (условные обозначения аналогичны принятым в тексте)

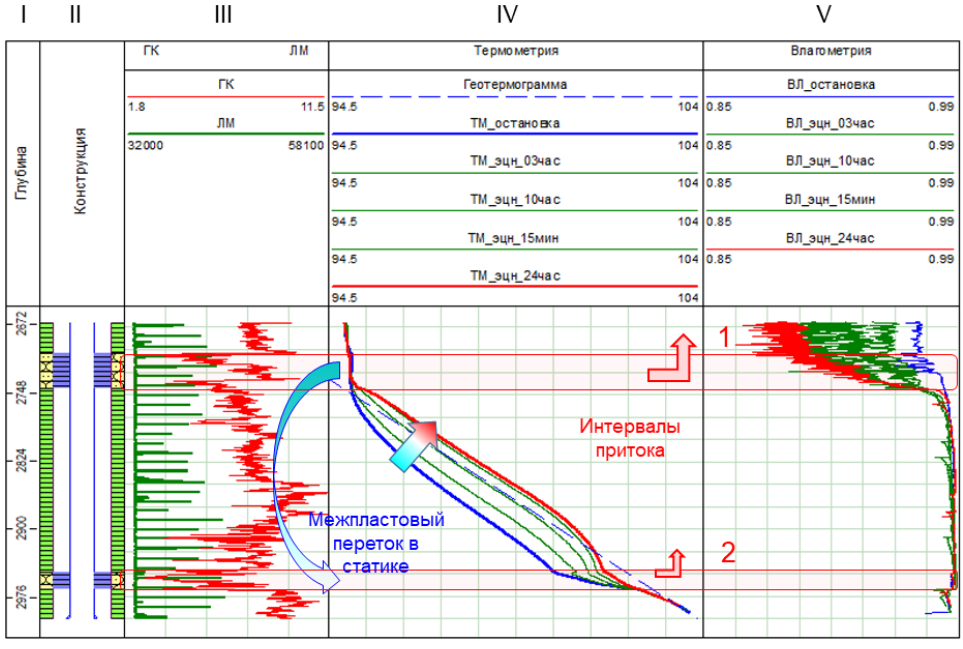


Рис. 4. Результаты промыслово-геофизических исследований в стабильно работающей скважине механизированного фонда (ЭЦН), выполненных с помощью байпасного оборудований Y-tool. В окнах планшета слева направо: I – колонка глубин; II – конструкция скважины; III – результаты ГК и локатора муфт; IV – результаты термометрии при работе насоса и в остановленной скважине; V – результаты влагометрии

Несмотря на нестабильный режим работы скважины, для обоих циклов характерно рельефное, отвечающее теоретическим представлениям экспоненциальное изменение температуры по глубине. Градиент температуры в стволе приближается к естественному по мере удаления от места поступления пластового флюида в ствол.

Зависимость температуры в стволе скважины от расхода, отражающая аналогию процессов тепло- и массопереноса

Итак, при работе скважины как с монотонным, так и циклически меняющимся расходом на значительном расстоянии от места поступления флюида в скважины профиль температуры по глубине перестает зависеть от того, с какой температурой он поступает в ствол. При этом градиент температуры стабилизируется во времени, приближаясь к естественному (геотермическому).

В подобных условиях характер изменения температуры во времени соответствует изменению плотности теплового потока на стенке скважины, которое, в свою очередь, связано с дебитом. Данное соответствие отражает идентичность поведения полей температуры и давления.

Базовые соответствия характеризующих эти поля физических параметров и аналитических соотношений подробно рассмотрены нами в работе (Соловьева, Кременецкий, 2022).

В сокращенном виде они приведены в табл. 1, где кроме упомянутых в тексте используются следующие условные обозначения: μ – вязкость флюида, k – проницаемость пласта, Q_{h_i} – дебит притока в циклах на единицу толщины пласта λ_T, a_T – теплопроводность и температуропроводность вмещающих горных пород, $C_{оф}$ – объемная теплоемкость флюида в стволе, Q_{Th_i} – плотность теплового потока на стенке скважины в циклах на единицу ее длины.

Подчеркнем, что данная аналогия условна, поскольку сравниваются друг с другом существенно различные физические закономерности. Изменение давления со временем связано с массопереносом в пористой среде коллектора, а температуры – с кондуктивным переносом теплоты по простиранию за пределами работающих пластов без перемещения вещества.

Воспроизведение истории работы скважины по динамике температуры в стволе во времени

Остановимся подробнее на обосновании описанной выше зависимости между температурой в действующей скважине на удалении от глубины поступления флюида в ствол и дебитом. В ее основу положен баланс тепловых потоков в интервале ствола, удаленном от работающего интервала, на расстоянии, достаточном для того, чтобы термограмма и геотермограмма стали практически параллельными друг другу (рис. 5).

Применительно к этому случаю соотношение, описывающее баланс тепловых потоков для участка ствола скважины длины Δz в интервале движения газожидкостной смеси вне интервалов работающих пластов, будет выглядеть следующим образом (Соловьева, Кременецкий, 2022):

$$C_{оф} \cdot Q_c \cdot \Delta T = Q_{тh} \Delta z \qquad (5)$$

Левая часть уравнения (5) характеризует потери тепловой мощности потока смеси в стволе после пересечения им рассматриваемого участка. Правая часть выражает мощность, которую поток отдает массиву вмещающих горных пород.

Из соотношения (5) следует

$$Q_{тh} = C_{оф} \cdot Q_c \cdot \Delta T / \Delta z = C_{оф} \cdot Q_c \cdot \Gamma \qquad (6)$$

Условные обозначения в формулах (5) и (6) аналогичны принятым в соотношениях (2) и (3) и на рис. 5.

	Поле давлений (барометрия скважин, ГДИС)			Поле температур (термометрия скважин))		
1	Объем флюида	G	м^3	Количество теплоты	G_T	Дж
2	Дебит	$Q = \frac{dG}{d\tau}$	м^3/с	Тепловой поток	$Q_T = \frac{dG_T}{d\tau}$	Вт
3	Скорость	$w = \frac{Q}{S} = \frac{dQ}{S \cdot d\tau}$	м/с	Плотность теплового потока	$q_T = \frac{Q_T}{S} = \frac{dG_T}{S \cdot d\tau}$	Вт/м^2
5	Дебит на единицу толщины пласта h	$Q_h = \frac{Q}{h} = \frac{dG}{d\tau \cdot h}$	м^2/с	Тепловой поток, на единицу длины ствола h	$Q_{Th} = \frac{Q_T}{h} = \frac{dG_T}{d\tau \cdot h}$	Вт/м
6	Сжимаемость	β	1/Па	Объемная теплоемкость	C_o, $C_{оф}$	Дж/м^3 · К
7	Подвижность	k/μ	[м^2/Па · с]	Теплопроводность	λ_T	Вт/м · К
8	Пьезопроводность	$\chi = \frac{k}{\mu} \cdot \beta$	м^2/с	Температуро-проводность	$a_T = \frac{\lambda_T}{C_\gamma}$	м^2/с
9	Давление	P, ΔP	МПа	Температура	T, ΔT	К
10	Закон Дарси	$w = -\frac{k}{\mu} \cdot \mathrm{grad}\, P$	м/с	Закон Фурье	$q_T = -\lambda_T \cdot \mathrm{grad}\, T$	Вт/м^2
11	Уравнение пьезопроводности	$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{1}{\chi}\frac{\partial P}{\partial t}$	Па/м^2	Уравнение теплопроводности	$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = \frac{1}{a_T}\frac{\partial T}{\partial t}$	К/м^2
12	Изменение давления при циклической работе скважины			Изменение температуры при циклической работе скважины		
	$\Delta P = \frac{\mu}{4\pi k}\left\{\sum_{i=1}^{n-1} Q_{hi}\left[E_1\left(\frac{r_c^2}{4\chi(t_n - t_{i-1})}\right) - E_1\left(\frac{r_c^2}{4\chi(t_n - t_i)}\right)\right] + Q_{hn} \cdot E_1\left(\frac{r_c^2}{4\chi(t_n - t_{n-1})}\right)\right\}$			$\Delta T = \frac{1}{4\pi\lambda_T}\left\{\sum_{i=1}^{n-1} Q_{Th_i}\left[E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{i-1})}\right) - E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_i)}\right)\right] + Q_{Th_n} \cdot E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{n-1})}\right)\right\}$		

где t_i, $i = 1, n$, – границы циклов, $n > 1$, r_c – радиус скважины, циклы нумеруются от 1 до n, а границы – от 0 до n, Узел с индексом i имеет левую границу с индексом $i - 1$ и правую границу с индексом i.

Табл. 1 Описание переноса теплоты в действующей в скважине на основе аналогии в поведении полей температуры и давления (Соловьева, Кременецкий, 2022)

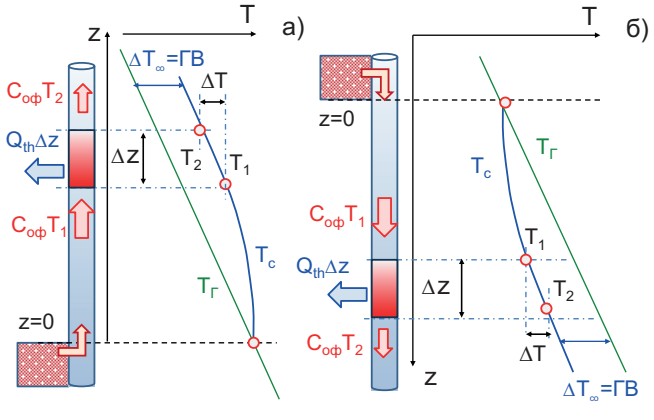


Рис. 5. К оценке взаимосвязи дебита скважины и интенсивности теплообмена потока флюида в стволе с вмещающим массивом горных пород при восходящем (а) и нисходящем движении по стволу газожидкостной смеси. $T_г$ – фоновое (геотермическое) распределение температуры по длине ствола, T_c – изменение температуры по стволу действующей скважины, $\Delta T = |T_1 - T_2|$ приращение температуры T_c в интервале глубин Δz (выделен красной заливкой), T_1, T_2 – отсчеты по термограмме T_c на границах интервала, $C_{оф}T_1$, $C_{оф}T_2$ – тепловые мощности потока флюида при входе в интервал Δz и на выходе из него, $Q_{th}\Delta z$ тепловая мощность, передаваемая скважиной массиву горных пород в пределах интервала Δz, Γ – геотермический градиент

Оценка динамики расхода по результатам долговременного мониторинга температуры в стволе вне интервалов работающих пластов при циклической работе скважины

Практическая реализация данной технологии предполагает широкое использование технических и методических средств долговременного стационарного мониторинга геофизических параметров, среди которых температура является одним из приоритетных (Гуляев и др., 2012а; Мартынов и др., 2014).

Обработка результатов мониторинга температуры предполагает определение циклически меняющегося расхода Q по аномалии температуры ΔT с применением рекуррентной аналитической формулы, которая следует из соотношения, приведенного в п. 12 табл. 1 для поля температуры, с учетом (6) (Соловьева, Кременецкий, 2022):

$$C_{Q1} = C_{оф}Q_1 = \frac{4\pi\lambda_T}{\Gamma}\frac{\Delta T_1}{E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T \cdot (t_1 - t_0)}\right)}, \text{ если n = 1.} \quad (7)$$

$$C_{Qn} = C_{оф}Q_n = \frac{\Delta T_n \frac{4\pi\lambda_T}{C_{оф} \cdot \Gamma} - \sum_{i=1}^{n-1} Q_i\left(E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{i-1})}\right) - E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_i)}\right)\right)}{E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{n-1})}\right)}$$

если n > 1. (8)

Расчеты с помощью указанных соотношений проводятся в следующей последовательности.

- По характеру поведения температуры во времени с учетом других параметров режима работы скважины (в первую очередь давления в стволе и на устье)

выделяются границы циклов, существенно отличающиеся дебитом.
- Рассчитываются приращения температуры ΔT_i на границах циклов.
- С помощью соотношения (7) рассчитывается расход для первого из циклов.
- С помощью уравнения (8) определяются расходы для последующих циклов.
- Для расчетов по формулам (7) и (8) необходима оценка геотермической температуры на глубине измерения $T_г$.

Используемые для расчетов аналитические формулы получены при существенных допущениях, получаемые на их основе расходы являются оценочными.

Но дальнейшее усложнение расчетных соотношений с увеличением числа учитываемых параметров (дифференциации массива горных пород по тепловым свойствам, конструктивных особенностей ствола скважины и подземного оборудования и др.), по нашему мнению, вряд ли имеет смысл, поскольку достоверных данных о большинстве параметров нет. В этих условиях более сложные и громоздкие расчеты могут оказаться не просто бесполезными, но наоборот снизить точность количественных оценок по результатам термических исследований.

Нам представляется наиболее рациональным введение с помощью метода интерполяции поправок в результаты расчетов на основе периодических контрольных измерений расходов на устье с определением дебита за пределами опорных точек. Такой подход может быть применен при работе скважины многокомпонентной продукцией. Подход к интерпретации результатов в этом случае аналогичен вышеописанному. Вместо соотношений для полей давления и температуры, приведенных в п. 12 табл. 1, используются их аналоги, в левой части которых роль комплексного параметра C_Q выполняет эквивалентное теплосодержание потока смеси $C_{Q\Sigma}$, определяемое соотношением (4).

Результаты

Пример экспрессной оценки дебита/ приемистости циклически работающей скважины

Предлагаемая методика была опробована на нескольких добывающих и нагнетательных объектах и показала хорошие результаты. Успешное первичное испытание было проведено в циклически работающей добывающей скважине с многокомпонентным притоком (Соловьева, Кременецкий, 2022).

В дальнейшем эффективность методики была подтверждена более полным анализом полученных материалов. На рис. 6 приведен пример оценки, согласно результатам термометрии, компонентных дебитов в скважине, работающей газонефтяной продукцией.

Следующим этапом апробации методики стало восстановление по данным термометрии приемистости нагнетательной скважины. Для количественного анализа нам были дополнительно предоставлены данные, измеренные с помощью стационарных манометра и расходомера (рис. 7, а). Однако результативность расходометрии при увеличении интенсивности нагнетания существенно падает (рис. 7, б).

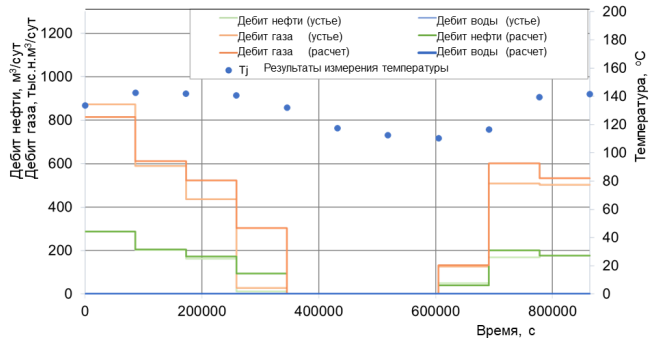


Рис. 6. Сравнение дебитов компонент водогазонефтяной смеси, рассчитанных по данным термометрии, с результатами измерений на устье скважины

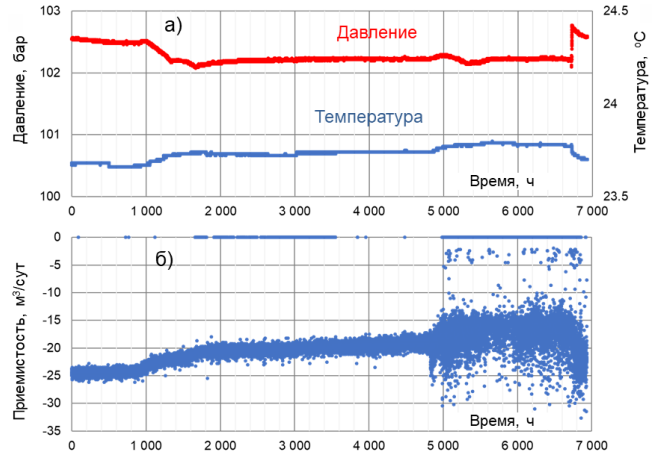


Рис. 7. Результаты долговременного мониторинга температуры, давления (а) и приемистости (б) в нагнетательной скважине

В этом случае оценка расхода по результатам термометрии представляется более предпочтительной. На рис. 8 показаны результаты определения расхода перечисленными методами.

Цифровая обработка результатов термометрии с применением алгоритма деконволюции

При нестабильной работе скважины, когда дебит является произвольной функцией времени $Q_c(t)$, соотношение (8) по аналогии с формулой, описывающей приращение давления, можно преобразовать следующим образом:

$$\Delta T(t) = \lim_{\min \Delta\tau \to 0} \frac{C_{оф}\,\Gamma}{4\pi\lambda_T}\left\{Q_c(\tau)\sum_1^n\left[E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t-\tau+\Delta\tau)}\right) - E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t-\tau)}\right)\right]\right\} \quad (9)$$

где $0 < \tau < t$.

Обозначив

$$\frac{C_{оф}\,\Gamma}{4\pi\lambda_T}E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T\theta}\right) = \Omega(\theta)$$

получим:

$$\Delta T(t) = \lim_{\min \Delta\tau \to 0}\left\{Q_c(\tau)\sum_1^n[\Omega(t-\tau+\Delta\tau) - \Omega(t-\tau)]\right\} = \int_0^t Q_c(\tau)\frac{\partial\Omega(t-\tau)}{\partial(t-\tau)}d\tau \quad (10)$$

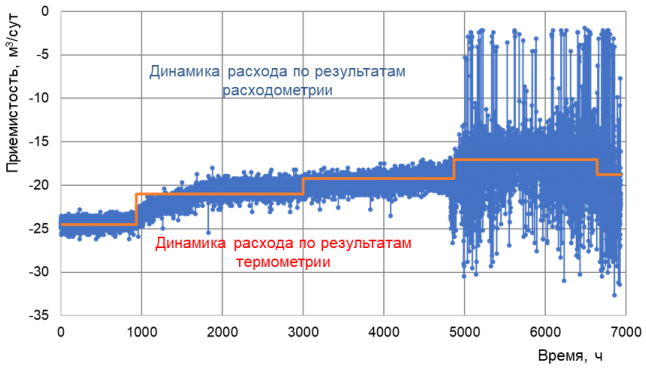


Рис. 8. Результаты количественной оценки расхода по термометрии и механической расходометрии

Или, обозначив $u = t - \tau$, окончательно имеем:

$$\Delta T(t) = \int_t^0 Q_c(t-u)\frac{\partial \Omega(u)}{\partial u} d(-u) = \int_0^t Q_c(t-u)\frac{\partial \Omega(u)}{\partial u} du \quad (11)$$

Таким образом, приращение температуры $\Delta T(t)$ (аналогично приращению давления) при произвольно меняющемся во времени дебите $Q_c(t)$ может быть представлено в виде классического интеграла Дюамеля (свертки). Это представление может быть использовано для определения дебита $Q_c(t)$ как функции времени по приращению температуры $\Delta T(t)$ с применением операции деконволюции (Коваленко и др., 2018; Gringarten, 2008; Aibazarov et al., 2019).

Ядром деконволюции становится введенная ранее функция $\Omega(\theta)$, описывающая поведение температуры во времени для рассматриваемой геометрии задачи после запуска скважины в эксплуатацию с единичным расходом.

Задачу в данной постановке легко обобщить на случай более сложных условий теплообмена потока газожидкостной смеси в стволе с вмещающей средой, например с учетом более сложных закономерностей теплоотдачи на стенке скважины, неоднородности среды по тепловым свойствам и др., соответственно модифицировав функцию $\Omega(\theta)$.

Пример и границы применимости подхода деконволюции

Рассмотрим пример расчета с помощью деконволюционного метода расхода в нагнетательной скважине, в которой в процессе циклически меняющегося расхода проводился мониторинг температуры. Исходными данными для расчета расхода являлись измеренные температуры во времени стационарным датчиком, который был расположен в насосно-компрессорных трубках (НКТ) на существенном удалении от принимающих пластов.

Для решения задачи мы воспользовались лабораторной версией солвера деконволюции по давлению в программном комплексе PolyGon (разработка ООО «Поликод»).

Остановим на особенностях осуществления процедуры деконволюции в практических расчетах.

В качестве входных параметров для этой процедуры выбраны временные зависимости как температуры, так и расхода.

Если присвоить расходу максимальный весовой коэффициент, то процедура оставит его неизменным и рассчитает так называемую функцию влияния $\Omega(\theta)$, определяющую тесноту связи между зависимостями изменения во времени температуры и расхода.

Снизив весовой коэффициент, мы предоставляем деконволюционной процедуре дополнительную возможность исправить данные о расходе, чтобы они наилучшим образом соответствовали характеру изменения во времени исходной температуры.

Чтобы проверить надежность и проиллюстрировать наглядность этой процедуры, мы изначально подавали на ее вход в качестве начальной ступенчатую кривую расхода, значения которого для всех циклов работы скважины были приняты одинаковыми. Исключения составляли циклы статики, где начальные расходы были приняты равными нулю.

Результаты расчета представлены на рис. 9, а, где они сопоставлены с истинными значениями расхода скважины, измеренными непосредственно на скважинном отводе с помощью ультразвукового счетчика СВУ. На рис. 9, б сопоставлены измеренные и определенные на основе вычисленных значений расхода температуры.

Из рисунка видно, что расход восстановлен с достаточно высокой точностью в широком диапазоне изменения дебита. На рис. 10 приведена log-log-характеристика функции $\Omega(\tau)$, восстановленной во время расчета.

Отметим уменьшение производной на поздних временах, которое по аналогии с анализом производной давления свидетельствует о наличии источника поддержки температуры, которым является пласт.

Качество решения можно проконтролировать по результатам совмещения измеренной и рассчитанной в ходе деконволюции температур, приведенных на рис. 9, б.

Границы применимости описанного подхода требуют более глубокого анализа, который выходит за рамки настоящей статьи.

Дело в том, что формальная сходимость результатов измерений и расчетов – это необходимый, но не достаточный критерий успешности расчетов. Поиск ядра свертки

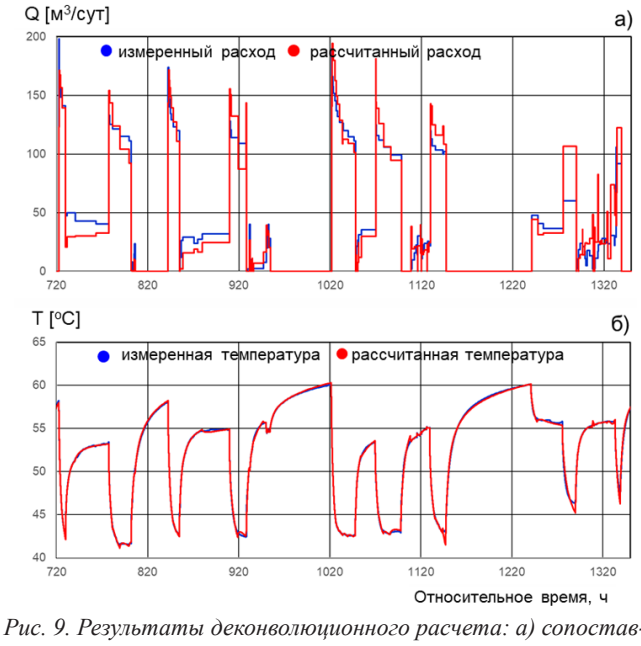


Рис. 9. Результаты деконволюционного расчета: а) сопоставление измеренного расхода с восстановленным по данным температурного мониторинга; б) контроль качества мониторинга по совмещению температуры

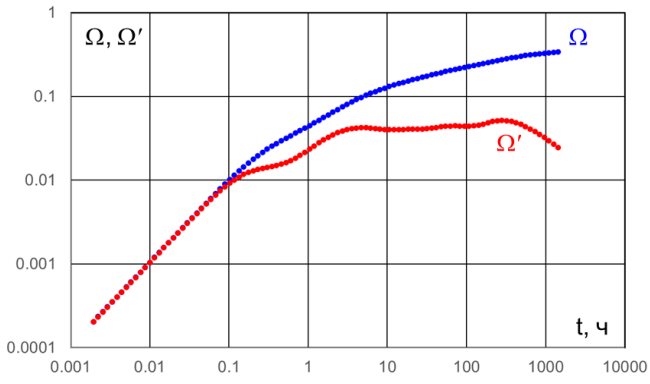


Рис. 10. Функция влияния Ω(t) *и ее логарифмическая производная*

является некорректной обратной задачей и в общем случае может приводить к различным результатам при небольших колебаниях настроечных весов.

Однако существуют методы проверки решения на устойчивость, включающие в себя, например:

- старт с контрастно разных начальных приближений по дебиту;
- оценку стабильности решения при зашумлении исходных данных;
- оценку стабильности решения при изменении настроечных весов (веса на кривизну, веса на дебит и т.д.);
- кросс-валидацию решения, в ходе которой контролируется качество воспроизведения фактических данных на валидационном интервале, изначально скрытом от алгоритма.

Для снижения рисков неоднозначности интерпретации мы предлагаем в дальнейшем применять все перечисленные методы.

Для независимого контроля достоверности количественной интерпретации результатов непрерывного мониторинга температуры предполагается также широко использовать результаты дискретных контрольных измерений дебита на устье; см. соотношение (16).

Мы уже отмечали, что использование данного элемента технологии при мониторинге хотя и необязательно, но крайне желательно, поскольку позволяет существенно снизить негативное влияние на результаты систематических погрешностей, прежде всего связанных с низкой достоверностью информации о тепловых свойствах вмещающей среды.

Деконволюционный подход как средство расширения границ применимости термометрии

Отметим, что использование алгоритма деконволюции для решения рассматриваемой задачи существенно расширяет границы применимости нестационарной термометрии. В этом случае тепловая мощность, которой поток газожидкостной смеси обменивается с массивом горных пород, уже может меняться не только циклически, но и непрерывно. Следовательно, принятые ранее жесткие ограничения на выбор глубины мониторинга изменения температуры в стволе скважины становятся лишними.

Глубину измерения теперь необязательно выбирать в пределах интервала, где термограмма в действующей скважине параллельна фоновой (геотермограмме), достаточно того, чтобы температура, как и в случае циклического притока, измерялась в интервалах вне работающих пластов.

В этом случае напрямую воспользоваться формулой (6) для расчетов уже не удастся, поскольку градиент температуры в скважине не будет близок к геотермическому. Его величина будет меняться в зависимости от глубины регистрации температуры и подлежит непосредственному измерению, а соотношение (6) примет вид

$$Q_{\text{тн}} = C_{\text{оф}}\, Q\, \frac{\partial T}{\partial z} \qquad (12)$$

Практическое применение этой формулы возможно, если контролируется не изменение температуры в заданной точке, а ее динамика в заданном интервале глубин. Для этого нужны принципиально другие средства измерения, как минимум одновременное использование нескольких стационарных датчиков, разнесенных по глубине. Такими приборами могут стать распределенные по длине ствола температурные датчики на основе оптоволокна.

Обсуждение

Очевидно, что использование данных температурного мониторинга для независимой оценки динамики дебита и приемистости может существенно улучшить промысловый контроль.

Предлагаемая методология и способы анализа результатов мониторинга термических исследований имеют практическое значение для достаточно широкого спектра условий измерений. Скважины могут быть добывающими или нагнетательными, могут работать со стабильным или монотонно меняющимся расходом, могут эксплуатироваться в циклическом режиме, включая периоды статики разной продолжительности.

Результаты измерения температуры могут быть использованы для уточнения параметров режима работы скважины по материалам промыслово-технологических или промыслово-геофизических исследований (Ипатов, Кременецкий, 2012; Мартынов и др. 2014; Кременецкий, Ипатов, 2020; Валиуллин и др., 2022).

Традиционными методами определения дебита (приемистости) эксплуатационных скважин являются механическая и термокондуктивная расходометрия. Но в усложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин результаты измерений расходомером далеко не всегда обладают должной информативностью. Это особенно касается скважин, вскрывающих продуктивные пласты с трудноизвлекаемыми запасами, для которых характерны низкие дебиты, сложные состав и структура притока, нестабильное поведение во времени.

Термометрия в данном случае нередко становится альтернативой расходометрии. Наиболее благоприятными для проведения термических исследований являются скважины с преимущественно однокомпонентным, однофазным заполнением ствола, прежде всего нагнетательные.

Возможности термических исследований добывающих скважин, особенно при сложных составе и структуре притока, существенно ограничены. Тем не менее этот метод даже в таком сложном случае сохраняет информативный потенциал при определении интегральных объемных расходов многофазного многокомпонентного притока и позволяет в этом случае определить инвариантный параметр – эквивалентное теплосодержание потока смеси

(см. соотношение (4)) (Соловьева, Кременецкий, 2022; Кременецкий, Ипатов, 2020).

На рис. 11, как пример, представлены результаты мониторинга геофизических параметров в работающей в циклическом режиме скважине, вскрывающей совместно три продуктивных пласта, состав которого представлен нефтегазоводяной продукцией. В кровле каждого из них размещен дистанционный геофизический прибор, включающий датчики расхода (а), водосодержания (б), давления (в) и температуры (г).

На показания расходомера (рис. 11, а) сильно влияет состав заполнителя ствола. Они подлежат количественной интерпретации только при высоком содержании воды в стволе (рис. 11, б).

Данные термометрии (рис. 11, г) более корректно отражают режим работы скважины. Они хорошо коррелируются с одной из базовых характеристик режима – с измеренными давлениями (рис. 11, в).

Очевидной альтернативой рассматриваемого подхода являются измерения расходных характеристик потока на устье, но такие исследования сложно выполнять в режиме постоянного мониторинга. Чаще всего они выполняются дискретно. Оптимальным является сочетание в равной мере непрерывных замеров температуры на глубине и дискретных измерений расхода на устье.

Получаемые с помощью описанного способа результаты являются наиболее корректными, если в газожидкостном потоке преобладает содержание какой-либо одной из компонент. Это могут быть нагнетательные скважины, добывающие скважины с высокой обводненностью, эксплуатационные газовые скважины на начальном этапе обводнения.

Точность подобных оценок при притоке в ствол сложных нефтегазоводяных смесей значительно снижается прежде всего из-за существенного отличия скоростей перемещения по стволу компонент смеси. Отметим также, что даже вне интервалов работающих пластов из-за зависимости свойств компонент от температуры и давления в стволе объемные содержания компонент меняются и по глубине.

В качестве одной из наиболее серьезных помех при измерениях является переход в свободную фазу растворенного в нефти газа при давлении ниже давления насыщения.

Перечисленные факторы полностью не исключают приближенную оценку фазовых расходов, но ставят ее точность в зависимость от конкретных условий проведения термических исследований: компонентных долей в притоке воды, нефти и газа, газового фактора для нефти, характеристик растворимости газа в нефти, режима работы скважины и пр.

Негативное влияние этой помехи может значимо снизить, а иногда и полностью исключить пересчет объемов и расходов фаз с одной глубины на другую, а также корректировку результаты мониторинга динамики производительности скважины по результатам измерений на устье.

Подобная корректировка, если она все же допустима, должна выполняться обязательно с учетом PVT-модели, описывающей текущее состояние нефтегазоводяной смеси и динамику фазовых переходов. Очевидно, одним из следующих этапов настоящей работы станет детальный анализ границ применимости и информативности термометрии с учетом данной помехи.

Наиболее широкой и значимой областью использования рассматриваемого подхода работы с результатами термометрии, по нашему мнению, является анализ результатов измерения температуры, полученных с помощью систем стационарного мониторинга геофизических параметров.

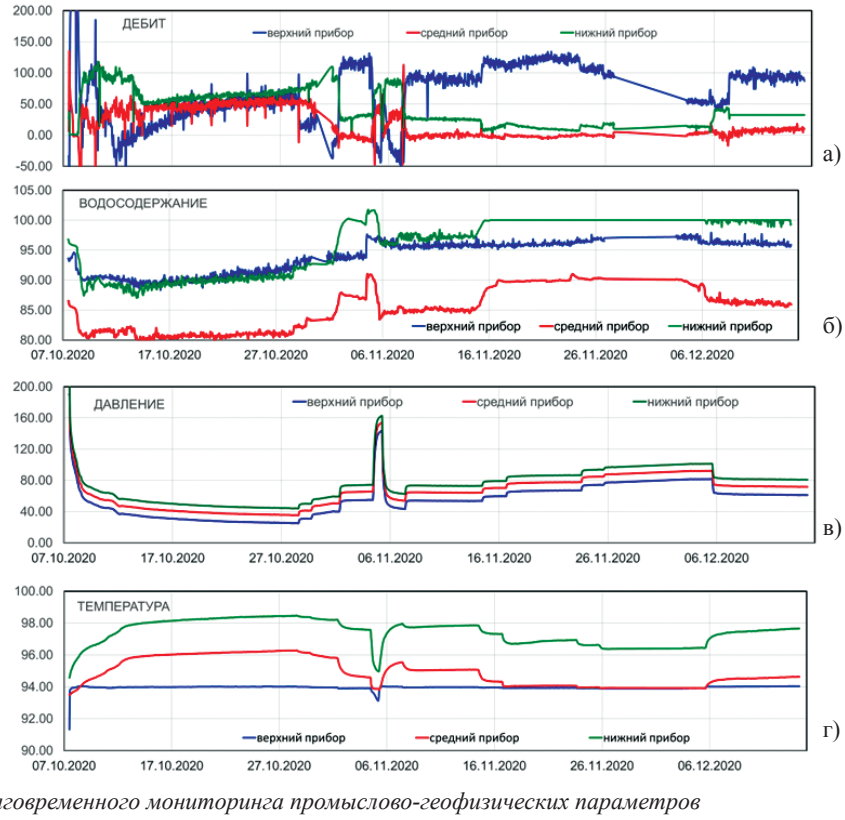


Рис. 11. Результаты долговременного мониторинга промыслово-геофизических параметров

Данная область промыслово-геофизического контроля в настоящее время активно развивается, на практике апробируются разнообразные технические решения: дистанционные и автономные датчики, размещаемые в стволах фонтанирующих скважин или под приемом насоса в скважинах механизированного фонда: см. рис. 11 (Гуляев и др., 2012б; Соловьева, Кременецкий, 2020; Якин и др., 2016; Молчанов, Абрамов, 2004).

Наибольшие перспективы рассматриваемого способа определения производительности скважин мы связываем с дальнейшим развитием распределенных по стволу измерительных систем на основе оптоволокна (Кременецкий и др., 2012; Ипатов и др., 2012; 2016; 2022; Ipatov et al., 2017; Мартынов и др., 2014; Браун, Рогачев, 2005; Malanya et al., 2016; Bao, Chen, 2012; Hartog, 2017).

Наряду с анализом результатов долговременных исследований рассматриваемый способ предоставляет возможность мониторинга быстропротекающих процессов, при которых проявляются характерные закономерности поведения температуры, отмеченные в настоящей работе.

На рис. 12 показан один из возможных вариантов графического представления результатов измерений оптоволоконным датчиком в удобном для последующего анализа виде. На рис. 12, а приведена так называемая тепловая карта, где значение измеренной температуры отображено на информативном поле, координатами которого являются время проведения измерений и удаление точки измерений от устья скважины. На рис. 12, б представлены диаграммы изменения температуры во времени на выбранных для анализа отметках ствола.

В случае диагностики аномального поведения температуры в режиме реального времени на основе результатов измерений можно оперативно провести более детальный качественный и количественный анализ изменения параметров как по глубине, так и по времени. Представленный алгоритм ориентирован на уменьшение трудозатрат специалистов и более эффективный мониторинг температуры

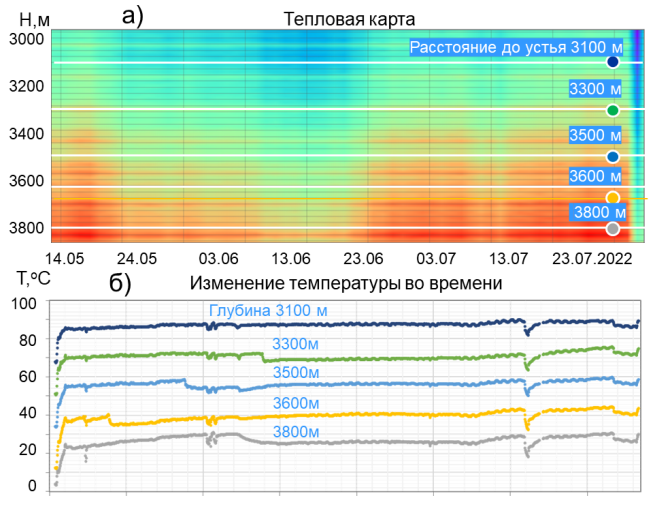


Рис. 12. Схема использования тепловой карты для интерпретации результатов измерений температуры распределенным датчиком на основе оптоволокна (пояснения в тексте). На основе предварительного экспрессного анализа изменения температуры по глубине и времени (а) возможен выбор отметок ствола для более детального анализа и получения для каждой из них непрерывной зависимости изменения температуры во времени (б)

с целью подготовки результатов измерений к оперативной оценке динамики производительности скважины в онлайн-режиме.

Заключение

Предложенная методика долговременного мониторинга температуры позволяет оценить изменения производительности скважины при нестабильной или циклической работе скважины, а также с помощью минимального набора данных провести достаточно информативный анализ изменения дебита скважины, что позволит в дальнейшем судить о работе всего месторождения.

Кроме того, с помощью этой методики возможно восстановление режимов работы нагнетательных скважин, что крайне важно для дальнейших гидродинамических исследований и оптимизации системы поддержания пластового давления.

Рассмотренная методика имеет достаточно обширный спектр использования за счет небольшого количества требуемой входной информации. Так, например, при ее модернизации или увеличении входной информации (такой, как единичные фактические замеры дебита) можно перейти к количественной интерпретации с организацией постоянного мониторинга изменения дебита скважин.

В будущем, как нам видится, данная методика может стать одной из основных применяемых для анализа мониторинга работы добывающих и нагнетательных скважин, а ее результаты могут стать одними из постоянных маркеров, используемых для выявления нарушений и оптимизации работы скважин в режиме реального времени.

Финансирование/Благодарности

Авторы выражают большую благодарность ПАО «Газпром нефть» за предоставленные материалы.

Работа выполнена в рамках программы прикладных научных исследований РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, финансируемой Министерством науки и высшего образования РФ.

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Браун Дж., Рогачев Д. (2005). Распределенные системы контроля температуры на базе современных волоконно-оптических датчиков. *Технологии ТЭК*, (1), с. 5–11.

Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Закиров М.Ф., Шарафутдинов Р.Ф., Яруллин Р.К. (2022). Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований. *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 7(1), с. 99–109.

Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мельников С.И., Михайленко Е.Е. (2012а). Управление разработкой на основе долговременного гидродинамического мониторинга на примере Западно-Салымского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 36–39.

Гуляев Д.Н., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.Н., Мельников С.И. (2012б). Анализ взаимовлияния скважин по результатам стационарного глубинного мониторинга на основе секторного моделирования. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 82–85.

Ипатов А.И., Кременецкий М.И. (2012). Долговременный мониторинг промысловых параметров, как знаковое направление современных ГДИС. *Инженерная практика*, (9), с. 4–8.

Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Андриановский А.В., Трусов А.В., Гуляев Д.Н., Соловьева В.В. (2022). Цифровые решения в области инструментального контроля разработки месторождений на основе

распределенных оптоволоконных измерительных систем. *Нефтяное хозяйство*, (3), с. 54–60. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-54-60

Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Буянов А.В. (2016). Промыслово-геофизический контроль эксплуатации горизонтальных скважин с помощью распределенных оптоволоконных стационарных измерительных систем. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 69–71.

Коваленко И.В., Немирович Г.М., Ильясов И.Р., Буянов А.В., Гуляев Д.Н. (2018). Применение технологии импульсно-кодового гидропрослушивания при заводнении в сложных геологических условиях. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 102–107. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-102-106

Кременецкий М.И., Ипатов А.И. (2020). Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2: Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 756 с.

Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. (2012). Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 894 с.

Мартынов В.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Кокурина В.В., Мельников С.И. (2014). Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти. *Нефтяное хозяйство*, (3), с. 106–109.

Молчанов А.А., Абрамов Г.С. (2004). Бескабельные измерительные системы для исследования нефтегазовых скважин (теория и практика). М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 516 с.

Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А., Марков А.И. (1968). Особенности теплового поля нефтяного месторождения. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 164 с.

Панарина Е.П., Мельников С.И., Кременецкий М.И. (2015). Промыслово-геофизический мониторинг многопластовых скважин, оборудованных насосами (ЭЦН) и байпасными системами Y-tool. *Каротажник*, (9), с. 14–24.

Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. (1977). Температурные процессы в действующих скважинах. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 168 с.

Соловьева В.В., Кременецкий М.И. (2022). Контроль динамики производительности эксплуатационной скважины по результатам долговременного мониторинга температуры в стволе. *Научный журнал Российского газового общества*, (4), с. 38–50.

Якин М.В., Сафиуллин И.Р., Коровин В.М., Адиев И.Я. (2016). Определение индивидуальных гидродинамических характеристик пластов по результатам долговременного мониторинга работы скважин геофизическим комплексом «Спрут». *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, (12), с. 4–9.

Aibazarov M., Kaliyev B., Mutaliyev G., Vignati E., Gulyaev D., Krichevsky V., Buyanov A. (2019). Well Spacing Verification At Gas Condensate Field Using Deconvolution Driven Long-Term Pressure and Rate Analysis. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers, SPE-196925-MS. https://doi.org/10.2118/196925-MS

Bao X., Chen L. (2012). Recent Progress in Distributed Fiber Optic Sensors. *Sensors*, 12(7), pp. 8601–8639. https://doi.org/10.3390/s120708601

Gringarten A.C. (2008). From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(01), pp. 41–62. https://doi.org/10.2118/102079-PA

Hartog A.H. (2017). An introduction to distributed optical fiber sensors. Boca Raton: CRC Press, 472 p. https://doi.org/10.1201/9781315119014

Ipatov A.I., Kaeshkov I.S., Krementskiy M.I., Bazhenov D.U., Buyanov A.V., Panarina E.P., Figura E.V., Klishin I.A., Nukhaev M.T. (2017). Complex Distributed Permanent Monitoring System for Horizontal Wells. Noviy-Port Field Case Study. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Society of Petroleum Engineers, SPE-187769-MS. https://doi.org/10.2118/187769-MS

Malanya G., Butula K., Burdin K., Khaziev M., Kuzmin S., Kaeshkov I., Kremenetskiy M. (2016). Successful Experience of Estimating Injection Flow Profile in Horizontal Wells Completed with Multistage Fracs in Conventional Reservoirs Using CT Conveyed Distributed Temperature Sensing. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, SPE-182086-MS. https://doi.org/10.2118/182086-MS

Ramey H.J. (1962). Wellbore Heat Transmission. *Journal of Petroleum Technology*, 14, pp. 427–435. https://doi.org/10.2118/96-PA

Сведения об авторах

Михаил Израилевич Кременецкий – доктор тех. наук, эксперт, Научно-Технический Центр «Газпром нефти»; профессор кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д

e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Владимир Маркович Кричевский – ассистент кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1

Виктория Витальевна Соловьева – аспирант кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1

Анастасия Николаевна Никонорова – аспирант кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1

Статья поступила в редакцию 17.02.2023;
Принята к публикации 22.06.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells

M.I. Kremenetskiy[1], V.M. Krichevskiy[2], V.V. Solov'eva[2], A.N. Nikonorova[2]*
[1]Gazpromneft Scientific and Technical Center, St. Petersburg, Russian Federation
[2]National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russian Federation
Corresponding author: Mikhail I. Kremenetskiy, e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Abstract. A technique for monitoring of a production well rate dynamics based on the results of long-term temperature measurements in the wellbore at a certain depth which is significantly higher than the productive formation in real time is presented. The proposed analytical approaches for the well rate evaluation are based on the classical temperature behavior in the intervals of liquid and gas movement along the wellbore at a relatively far from the target formations. The temperature gradient in such intervals practically does not change with time and is close to geothermal, regardless of whether the inflow or injection is stable over time, or the well is in an unstable and cyclic production. It makes possible to find a relationship between the temperature change and heat flux density on the wellbore with simple and clear analytical approach, and to associate the heat flux density dynamics with the flow rate of the fluid moving along the wellbore. The main novelty of

the presented publication is the justification of temperature deconvolution application for well rate changes vs time evaluation on a substantially non-stationary well production or injection conditions. The presented approach of permanent temperature monitoring interpretation is applicable not only for cases of step well rate changes, but also for cases of gradual well rate changes vs time. A wide range of measuring sensors can be used for presented approach implementation, including permanent fiber-based distributed along the length of the wellbore systems.

Keywords: reservoir surveillance of oil and gas fields, production and injection wells, production logging, temperature logging, stationary monitoring of temperature

Acknowledgments

The authors are grateful to Gazprom Neft for the data provided.

The work was carried out within the framework of the applied scientific research program of the Gubkin University, funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

The authors are grateful to the reviewers for their valuable comments and suggestions that improved the work.

Recommended citation: Kremenetskiy M.I., Krichevskiy V.M., Solov'eva V.V., Nikonorova A.N. (2023). The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 151–162. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.19

References

Aibazarov M., Kaliyev B., Mutaliyev G., Vignati E., Gulyaev D., Krichevsky V., Buyanov A. (2019). Well Spacing Verification At Gas Condensate Field Using Deconvolution Driven Long-Term Pressure and Rate Analysis. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers, SPE-196925-MS. https://doi.org/10.2118/196925-MS

Bao X., Chen L. (2012). Recent Progress in Distributed Fiber Optic Sensors. *Sensors*, 12(7), p. 8601–8639. https://doi.org/10.3390/s120708601

Braun J., Rogachev D. (2005). Distributed temperature control systems based on modern fiber-optic sensors. *Tekhnologii TEK*, (1), pp. 5–11. (In Russ.)

Gulyaev D.N., Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. et al. (2012a). Wells interference determination by permanent down-hole monitoring on base of sector modeling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 36–39. (In Russ.)

Gulyaev D.N., Kokurina V.V., Kremenetsky M.I. et al. (2012b). Analysis of Well Mutual Influence Based on the Results of Stationary Deep Monitoring Based on Sector Modeling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (5), pp. 82–85. (In Russ.)

Gringarten A.C. (2008). From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(01), pp. 41–62. https://doi.org/10.2118/102079-PA

Hartog A.H. (2017). An introduction to distributed optical fiber sensors. Boca Raton: CRC Press, 472 p. https://doi.org/10.1201/9781315119014

Ipatov A.I., Kaeshkov I.S., Krementskiy M.I., Bazhenov D.U., Buyanov A.V., Panarina E.P., Figura E.V., Klishin I.A., Nukhaev M.T. (2017). Complex Distributed Permanent Monitoring System for Horizontal Wells. Noviy-Port Field Case Study. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Society of Petroleum Engineers, SPE-187769-MS. https://doi.org/10.2118/187769-MS

Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. (2012). Long-term monitoring of field parameters as a landmark direction of modern well test. *Inzhenernaya praktika*, (9), pp. 4–8. (In Russ.)

Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I.S., Buyanov A.V. (2016). Horizontal well production monitoring with distributed temperature sensor. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 69–71. (In Russ.)

Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Andrianovskiy A.V., Trusov A.V., Gulyaev D.N., Solov'eva V.V. (2022). Digital solutions for field development surveillance based on permanent distributed fiber-optic systems. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (3), pp. 54–60. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-54-60

Kovalenko I.V., Nemirovich G.M., Ilyasov I.R. et al. (2018). The usage of impulse-code interference technology during water flooding in difficult geological conditions. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (6), pp. 102–107. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-102-106

Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. (2020). Application of field and geophysical control to optimize the development of oil and gas fields. Vol. II. The role of hydrodynamic and geophysical monitoring in development management. Moscow, Izhevsk, 756 p. (In Russ.)

Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. (2012). Information support and technologies for hydrodynamic modeling of oil and gas deposits. Moscow, Izhevsk, 894 p. (In Russ.)

Malanya G., Butula K., Burdin K., Khaziev M., Kuzmin S., Kaeshkov I., Kremenetskiy M. (2016). Successful Experience of Estimating Injection Flow Profile in Horizontal Wells Completed with Multistage Fracs in Conventional Reservoirs Using CT Conveyed Distributed Temperature Sensing. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, SPE-182086-MS https://doi.org/10.2118/182086-MS

Martynov V.G., Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. et al. (2014). Permanent reservoir monitoring by logging gages at the stage of tight oil recovery. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (3), pp. 106–109. (In Russ.)

Molchanov A. A., Abramov G. S. (2004). Cableless measuring systems for the study of oil and gas wells (theory and practice). Moscow: VNIIOENG, 516 p. (In Russ.)

Neprimerov N.N., Pudovkin M.A., Markov A.I. (1968). Features of the thermal field of an oil field. Kazan: KSU, 164 p. (In Russ.)

Panarina E.P., Melnikov S.I., Kremenetsky M.I. (2015). Production log monitoring of multiformation wells equipped with electric submersible pumps and bypass y-tools. *Karotazhnik*, (9), pp. 14–24. (In Russ.)

Pudovkin M.A., Salamatin A.N., Chugunov V.A. (1977). Temperature processes in operating wells. Kazan: KSU, 168 p. (In Russ.)

Ramey H.J. (1962). Wellbore Heat Transmission. *Journal of Petroleum Technology*, 14, p. 427–435. https://doi.org/10.2118/96-PA

Solov'eva V.V., Kremenetskiy M.I. (2022). Gas well productivity monitoring based on the results of permanent temperature monitoring in the wellbore. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva*, 4(36), pp. 38–50. (In Russ).

Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A. et al. (2022). Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies, *PRONEFT,* 7(1), pp. 99–109. (In Russ.)

Yakin M.V., Safiullin I.R., Korovin V.M., and I. Ya. (2016). Use of "sprut" geophysical complex to determine formations' individual hydrodynamic characteristics by the results of wells' long-term monitoring. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, (12), pp. 5–10. (In Russ.)

About the Authors

Mikhail I. Kremenetskiy – Dr. Sci. (Engineering), Expert, Gazpromneft Scientific and Technical Center; Professor of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

75–79, lit. D, Moyka river emb., St.Petersburg, 190000, Russian Federation

Vladimir M. Krichevsky –Assistant of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 190991, Russian Federation

Viktoria V. Solovieva – Postgraduate student of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 190991, Russian Federation

Anastasia N. Nikonorova – Postgraduate student of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 190991, Russian Federation

Manuscript received 17 February 2023;
Accepted 22 June 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.10

УДК 549.514.81:553.411.3(234.88)

Псевдорутил-лейкоксен-кварцевые руды Тимана – новый генетический вид титанового сырья: перспективы промышленного освоения

А.Б. Макеев[1], С.Г. Скублов[2,3], О.Л. Галанкина[2], Е.А. Васильев[3], А.О. Красоткина[2]*

[1]Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

[2]Институт геологии и геохронологии докембрия Российской академии наук, Санкт-Петербург, Россия

[3]Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Два крупнейших месторождения России – Ярегское и Пижемское – относятся к одному генетическому типу: гидротермально-метаморфические коренные месторождения. Они расположены в одной тиманской структуре на расстоянии не более 230 км друг от друга. По суммарным утвержденным запасам и прогнозным ресурсам диоксида титана ресурсы этих месторождений приближаются к 70% от общероссийских и составят в недалеком будущем основу используемого в России промышленного титанового сырья. В интересах технологической минералогии детально изучены морфологические особенности, внутреннее строение, химический состав зерен двух главных титановых минеральных фаз – лейкоксена и псевдорутила, полиморфы TiO_2, а также состав минеральных микровключений в этих фазах. В Институте геологии и геохронологии докембрия РАН методом SEM-EDS проанализированы составы всех минеральных фаз в полированных препаратах лейкоксена и псевдорутила, получено 147 химических анализов в точке (диаметр зонда – 2–3 мкм) и сканированием по площади (20×20 мкм) множество изображений полированных зерен анатаза, лейкоксена и псевдорутила. В самих зернах лейкоксена в виде включений диагностировано и охарактеризовано 12 минеральных фаз: псевдорутил, рутил, анатаз, кварц, гидромусковит-иллит, каолинит, сидерит, циркон, ксенотим, пирит, флоренсит, монацит и куларит. Полиморфы TiO_2 заверены рамановской спектроскопией и рентгенодифракционным анализом. Получены новые подтверждения того, что превращение ильменита в лейкоксен происходит гидротермальным путем через промежуточные фазы – Fe-рутил и псевдорутил; показано укрупнение кристалликов рутила в самом зерне лейкоксена; нахождение вторичных кристаллов сидерита, флоренсита и других внутри изученных зерен.

Ключевые слова: Пижемское месторождение, Ярегское месторождение, гидротермально-метаморфогенный генезис, лейкоксен, псевдорутил, рутил, анатаз

Для цитирования: Макеев А.Б., Скублов С.Г., Галанкина О.Л., Васильев Е.А., Красоткина А.О. (2023). Псевдорутил-лейкоксен-кварцевые руды Тимана – новый генетический вид титанового сырья: перспективы промышленного освоения. *Георесурсы,* 25(3), с. 163–174. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.10

Введение

В структуре общероссийских запасов доля двух тиманских собственно титановых месторождений – Ярегского нефтетитанового (Южный Тиман) и Пижемского титанового (Средний Тиман) – приближается к 70%. В Ярегском месторождении Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) утверждены запасы 66,8 млн т TiO_2 по категориям A+B+C, а запасы Пижемского месторождения на ~10% его площади – в 12,8 млн т TiO_2 по категориям C_1+C_2. Прогнозные ресурсы титановых руд Пижемского месторождения оценены по категории P_1 – 2,5 млрд т (на лицензионной площади 35 км^2 АО «РУСТИТАН») и по категории P_2 – 7 млрд т всего месторождения на площади 90 км^2 (Макеев, 2021). Ярегское и Пижемское титановые месторождения расположены в единой тиманской структуре (рис. 1) на расстоянии ~230 км друг от друга, обладают близким геологическим строением (Первушин и др., 2012; Макеев, 2016, 2021; Скублов и др., 2022а), залегают на рифейских глинистых сланцах (PR_3lv) фундамента и перекрыты вулканогенно-осадочной толщей средне-верхнего девона ($D_{2–3}$). Новые данные, появившиеся после 2020 г., а именно утверждение ГКЗ запасов Пижемского месторождения, дополняют и актуализируют анализ обеспеченности российской промышленности титановым сырьем (Быховский, Ремизова, 2021). Недавнее полное решение технологических вопросов переработки псевдорутил-лейкоксен-кварцевых руд в Институте металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН (ИМЕТ РАН) (Садыхов и др., 2022) с получением товарных продуктов (пористого рутила, псевдорутила и волластонита), а также ожидаемое решение логистических вопросов (утверждение правительством РФ проекта строительства железнодорожной магистрали Сосногорск – Индига, которая пройдет в непосредственной близости от Пижемского месторождения) смещают центр внимания в Тиманский регион.

Институты Российской академии наук (Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии (ИГЕМ), Институт геологии и геохронологии докембрия (ИГГД), Геологический институт (ГИН),

* Ответственный автор: Александр Борисович Макеев
e-mail: abmakeev@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

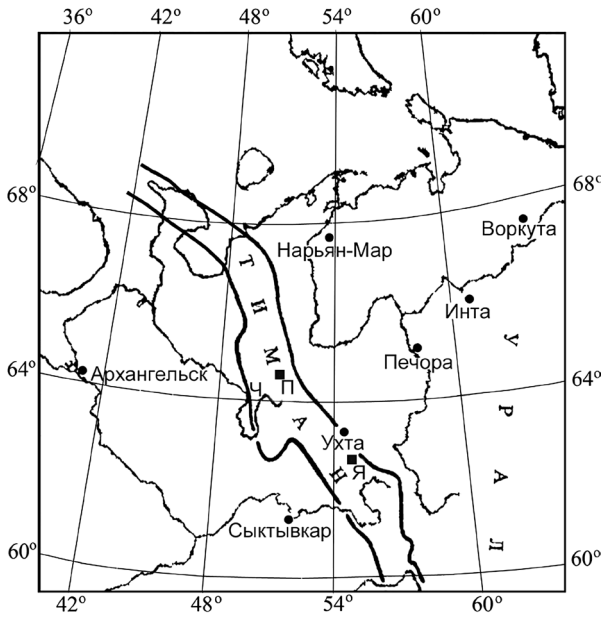


Рис. 1. Географическая схема северо-восточной части Европейской России с расположением в пределах Тимана двух крупнейших титановых месторождений: П – Пижемское, Я – Ярегское

ИМЕТ и др.) деятельно включились в исполнение поручений Президента России (28.06.2022 № Пр-1130, п. 3 а)–в)) «по определению приоритетов развития минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых в увязке с прогнозом научно-технологического развития Российской Федерации в целях создания перспективной высокотехнологичной продукции и материалов на долгосрочную перспективу».

Ввод в эксплуатацию в ближайшее время этих двух тиманских месторождений является актуальной задачей, решение которой на сотни лет закроет необходимость в поисках сырья и покроет все потребности России в металлическом титане, белых и цветных пигментах на основе TiO_2. Особый промышленный интерес представляют также вышележащие вскрышные породы – кварцевые песчаники стекольного качества (с 97–99 SiO_2 и 0,01–0,30 мас. % FeO). Пижемское месторождение отличается от Ярегского экономически более выгодным способом добычи (карьерным, а не шахтным), отсутствием нефти, но более сложным полиминеральным составом (Макеев, 2016, 2021). Главные титановые фазы в Пижемском месторождении – это псевдорутил и лейкоксен, а в Ярегском – только лейкоксен.

Лейкоксен – это композитная фаза $2TiO_2 \cdot SiO_2$, сложенная сагенитовой решеткой рутила (анатаза) с имрегнированным в нее кварцем (15–40%). Псевдорутил тоже является композитной фазой, состоящей из минерала псевдорутила $(Fe^{3+}_{x}Fe^{2+}_{y}Mn^{2+}_{z})_2Ti_3O_9$, также с большим количеством микровключений кварца (10–22%).

По классификации специалистов Всероссийского научно-исследовательского института минерального сырья им. Н.М. Федоровского (Тигунов и др., 2005), метаморфогенные собственно титановые месторождения с основной титановой фазой лейкоксеном (одно из которых – Ярегское нефтетитановое, а второе – Пижемское титановое) относятся к лейкоксен-кварцевым (по преобладающим минеральным формам) коренным месторождениям. Оба месторождения уникальны по запасам. Пижемское месторождение уникально и по минеральному составу руд (Макеев, 2016), в нем имеются главные титановые фазы – псевдорутил и лейкоксен. Подобных месторождений больше нет ни в России и ни в мире. Мы предлагаем в классификацию титановорудных месторождений среди метаморфогенных месторождений включить новый генетический подтип – псевдорутил-лейкоксен-кварцевый (Макеев, 2021; Sadyhov et al., 2021).

Известно, что реликтовый ильменит и псевдорутил (гидротермально-метаморфогенный минерал) присутствуют в небольшом количестве (до 6% от суммарного содержания титановых фаз) в глубоких горизонтах Ярегского месторождения в водонасыщенных сортах рудных песчаников (Швецова, 1975). В Пижемском месторождении, по данным настоящего исследования, наибольшее распространение получил рутиловый лейкоксен. Отметим только, что при изучении под бинокуляром на поверхности плоских зерен желтого лейкоксена часто наблюдаются вторичные выделения мелких кристаллов голубого анатаза размером до нескольких микрон в виде своеобразных венчиков. В полированных препаратах методом рамановской спектроскопии нами анатаз не обнаружен.

Первое исследование по диагностике и соотношению полиморфов TiO_2 (рутила, анатаза и брукита) в подстилающих рифейских сланцах и титаноносных песчаниках Ярегского месторождения проведено И.В. Швецовой (1975). По морфологическим признакам в полированных препаратах (при больших увеличениях) с применением рентгенофазового анализа она установила, что в крупной фракции (0,52–0,32 мм) ярегского лейкоксена превалирует рутиловый полиморф TiO_2 (~ 80%), в средней фракции увеличивается доля рутил-анализового лейкоксена, а в мелкой фракции (0,08–0,03 мм) преобладает анатазовый лейкоксен (~ 60%). В этом же направлении увеличивается доля TiO_2 и уменьшается содержание SiO_2 в лейкоксене. Рассчитано среднее соотношение полиморфов TiO_2 во флотационных технологических пробах рудного лейкоксена – рутиловый (70%) : рутил-анатазовый (20%) : анатазовый (10%). В то же время ею было сделано предположение о том, что в гипергенных условиях прямо в породе могут происходить полиморфные превращения TiO_2, а именно: метастабильный анатаз превращается в рутил (Швецова, 1975). Это предположение опровергается современными экспериментальными рентгеноструктурными данными, которые свидетельствуют о высокотемпературных условиях полиморфного перехода анатаз → рутил при температурах порядка 850–920 °C (Белая и др., 2018).

Актуальной задачей остается установление и доказательство гипотезы коренного гидротермально-метаморфогенного генезиса собственно титановых месторождений в связи с установлением практических поисковых признаков для обнаружения новых подобных месторождений как на Тимане, так и в других регионах России (Макеев, Брянчанинова, Красоткина, 2022).

Цель настоящей работы – детально рассмотреть морфологию, химический состав лейкоксена и псевдорутила, всех минералов, входящих в их состав в виде включений, соотношение полиморфных модификаций рутила и анатаза, выявить и обсудить новые аргументы в пользу

гидротермально-метаморфогенной гипотезы генезиса тиманских титановых месторождений.

Объект исследования

Для сравнительного исследования состава лейкоксена отобраны пять рудных концентратов двух месторождений: из Ярегского – проба МЯР (флотационный концентрат), из Пижемского три пробы лейкоксена – МПЛ-1, МПЛ-2, ПЖ-45 (отличающиеся по способу выделения: флотационный, гравитационный (концентрационный стол), разделение в тяжелых жидкостях соответственно) и магнитный концентрат – проба псевдорутила МПИ-2. Представительные выборки зерен титанового концентрата всех пяти проб были запрессованы в одну шайбу (полированный препарат с пятью дорожками), на котором проводили микрозондовые и исследования с помощью рамановской спектроскопии. Изучение распространения, взаимоотношений и состава полиморфных разновидностей диоксида титана (рутила и анатаза) в Ярегском месторождении проведено на двух фракциях лейкоксена (отличающихся по размерности), полученных из одной крупной технологической пробы: 1) мелко- и среднезернистая фракция лейкоксена (0,25–1,0 мм) из флотоконцентрата крупной технологической пробы; 2) микрозернистая (< 0,1 мм) фракция, которая была отмыта в бромоформе, тем самым получен концентрат минералов с плотностью > 4,0 г/см^3. Из этой фракции ранее были выделены зерна акцессорных рудных минералов и исследованы их состав и изотопный возраст: монацита (Макеев и др., 2020), рутила (Скублов и др., 2022а), циркона (Красоткина и др., 2020; Скублов и др., 2022б). На рис. 2 показаны характерные новообразованные дипирамидальные кристаллы анатаза и срастание зерен рутила и анатаза из микрозернистой фракции. Химический рентгенофлуоресцентный анализ всех пяти рудных концентратов на главные оксиды и микрокомпоненты (табл. 1, 2) позволил выявить основные

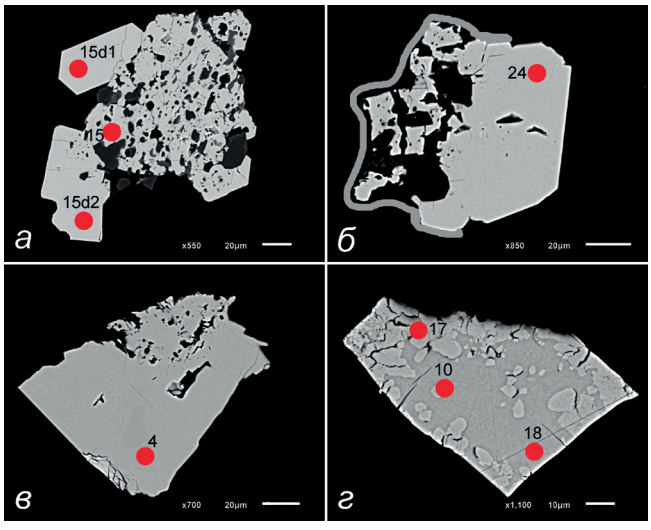


Рис. 2. Изображения (режим BSE) типичных мелких кристаллов анатаза из Ярегского месторождения: а, б – нарастание новообразованных кристаллов анатаза на зерна анатазового лейкоксена (15 и 24), черные включения – кварц; в – отдельный кристалл анатаза (4); г – фрагмент сростка (17) рутила и анатаза (белый). Красные точки – расположение зонда рамановской спектроскопии и номера спектров

Образец	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MnO	CaO	MgO	K_2O	Na_2O
МЯР	28,30	64,35	3,46	1,86	0,009	0,08	0,19	0,79	0,08
МПЛ-1	21,68	69,71	2,95	1,84	0,056	0,17	0,18	0,98	0,06
МПЛ-2	21,95	68,87	3,12	2,11	0,062	0,19	0,19	0,97	0,06
ПЖ-45	33,18	61,89	2,00	1,26	0,010	0,01	0,16	0,95	0,05
МПИ-2	13,96	56,18	2,35	22,88	1,242	0,06	0,14	0,74	0,05

Табл. 1. Химический состав, мас. %, титановых концентратов Ярегского и Пижемского месторождений (редкие элементы – ppm), аналитик А.И. Якушев

Образец	P_2O_5	ZrO_2	ППП	Сумма	Cr	Sr	Th	Y	Nb
МЯР	0,12	0,159	0,36	99,76	100	103	44	120	530
МПЛ-1	0,32	0,283	1,40	99,63	160	568	48	90	620
МПЛ-2	0,37	0,449	1,19	99,53	220	630	50	160	710
ПЖ-45	0,11	0,070	0,14	99,83	14	179	34	76	184
МПИ-2	0,23	0,041	1,78	99,65	440	587	66	120	450

Продолжение табл. 1

Образец	*Qzt*	*Ilt*	*Kln*	*Sid*	*Chl*	*Apt*	*Zrn*	*Lec*	*PsRt*	Сумма
МЯР	23,67	7,18	1,44	0,00	0,90	0,14	0,237	66,43	0,00	100,00
МПЛ-1	15,34	8,91	0,00	2,22	0,86	0,30	0,422	71,96	0,00	100,00
МПЛ-2	16,49	8,82	0,00	1,69	0,90	0,33	0,670	71,09	0,00	100,00
ПЖ-45	2,87	8,64	0,00	0,00	0,76	0,02	0,104	87,62	0,00	100,01
МПИ-2	1,30	6,73	0,00	3,48	0,67	0,11	0,061	15,59	72,14	100,06

Табл. 2. Нормативный пересчет химических анализов концентратов на минеральный состав (%). Примечание. Проба МЯР – флотационный концентрат из Ярегского месторождения; три пробы лейкоксена МПЛ-1, МПЛ-2, ПЖ-45 из Пижемского месторождения – флотационный, гравитационный (концентрационный стол) и разделение в тяжелых жидкостях; проба МПИ-2 – магнитный концентрат псевдорутила. Qzt – кварц, Ilt – иллит, Kln – каолинит, Sid – сидерит, Chl – хлорит, Apt – апатит, Zrn – циркон, Lec – лейкоксен, Rt – рутил, PsRt – псевдорутил, Ant – анатаз, Ilm – ильменит. Кварц рассчитан как свободный минерал в отличие от SiO_2, входящего в состав силикатов и в виде включений в титановых фазах лейкоксене и псевдорутиле

различия в составе исследуемых титановых концентратов. Рентгенодифракционный анализ позволил установить фазовый минеральный состав титановых концентратов (рис. 3, табл. 3). Диагностика полиморфов TiO_2 анатаза и рутила мелкой фракции Ярегского месторождения проведена с помощью рамановской спектроскопии (рис. 4). Как оказалось, большая часть мелких (40–80 мкм) зерен и кристалликов TiO_2 представлена именно анатазом. Более крупные зерна ярегского лейкоксена (0,2–0,5 мм), так же как и все пижемские, по данным рамановской спектроскопии, сложены преимущественно рутилом (рис. 5). Ренгенодифракционный анализ позволил уточнить, что все концентраты песчаной (псаммитовой) фракции в минимальном количестве содержат анатаз от 0,8% до 5%, максимальное количество анатаза оказалось в ярегском концентрате, минимальное – в псевдорутиловом.

Материалы и методы

Полный химический анализ всех пяти рудных титановых концентратов проведен с помощью волнового рентгенофлуоресцентного спектрометра MagiXPRO («Philips Analytical B.V.», Нидерланды) в ИГЕМ РАН (аналитик А.И. Якушев). Главные оксиды определяли в плавленых с тетраборатом лития таблетках, отдельно устанавливали потери после прокаливания (ППП), микрокомпоненты анализировали в прессованных таблетках (табл. 1) согласно методике НСАМ № 439-РС.

Химический состав зерен лейкоксена и минералов-включений на уровне главных элементов определен методом SEM-EDS в ИГГД РАН (аналитик О.Л. Галанкина) на сканирующем электронном микроскопе JSM-6510LA (JEOL, Япония) с энергодисперсионным спектрометром JED-2200 (JEOL, Япония). Шайбы с зернами лейкокена и полиморфов TiO_2 напыляли углеродом. Анализ проводили в точке размером 2–3 мкм сканированием по площади квадрата со стороной около 20 мкм с ускоряющим напряжением 20 кВ и током 1 нА. Время накопления каждого спектра составляло 35 с, в качестве стандартов использовали природные минералы, чистые оксиды и металлы. Для коррекции матричных эффектов применяли алгоритм ZAF. Изображение объектов снимали в режимах SE и BSE при разных увеличениях.

Для диагностики полиморфов TiO_2 и других минералов применена рамановская спектроскопия. В СПбГУ измерения проводили на спектрометре Renishaw inVia (международная компания Renishaw) (аналитик Е.А. Васильев),

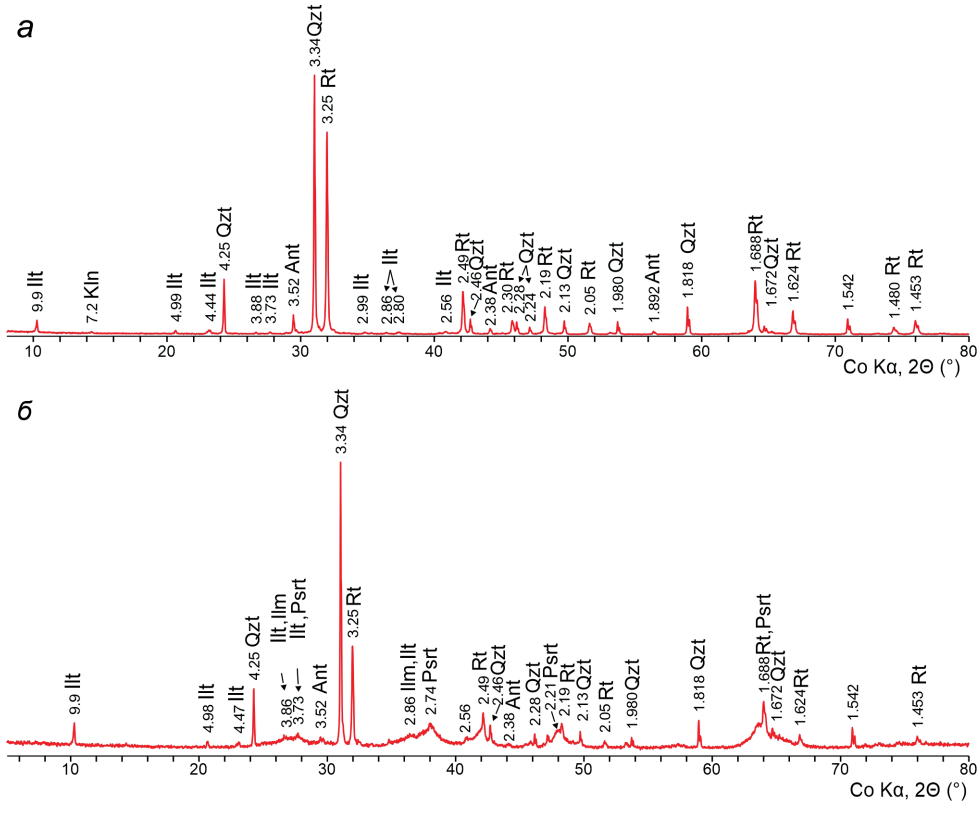


Рис. 3. Рентгенограммы образцов: а – МПЛ-2, концентрат пижемского лейкоксена, б – МПИ-2, концентрат пижемского псевдорутила

Образец	*Qzt*	*Ilt*	*Kln*	*Rt*	*PsRt*	*Ilm*	*Ant*	*Rt/Ant*
МЯР	60,2	–	–	34,7	–	–	5,1	6,80/1
МПЛ-1	32,6	8,8	1,1	52,7	1,3	–	3,5	15,06/1
МПЛ-2	36,4	9,0	2,1	49,5	–	–	3,0	16,50/1
ПЖ-45	22,1	10,6	1,5	56,7	7,5	–	1,6	35,44/1
МПИ-2	17,1	5,8	–	9,1	56,3	10,9	0,8	11,37/1

Табл. 3. Минеральный состав титановых концентратов Ярегского и Пижемского месторождений (%) по данным рентгенодифракционного анализа, аналитик В.В. Крупская. Примечание. Кварц определен рентгенодифракционным анализом суммарно как свободный минерал, а также в виде микровключений в титановых фазах лейкоксене и псевдорутиле

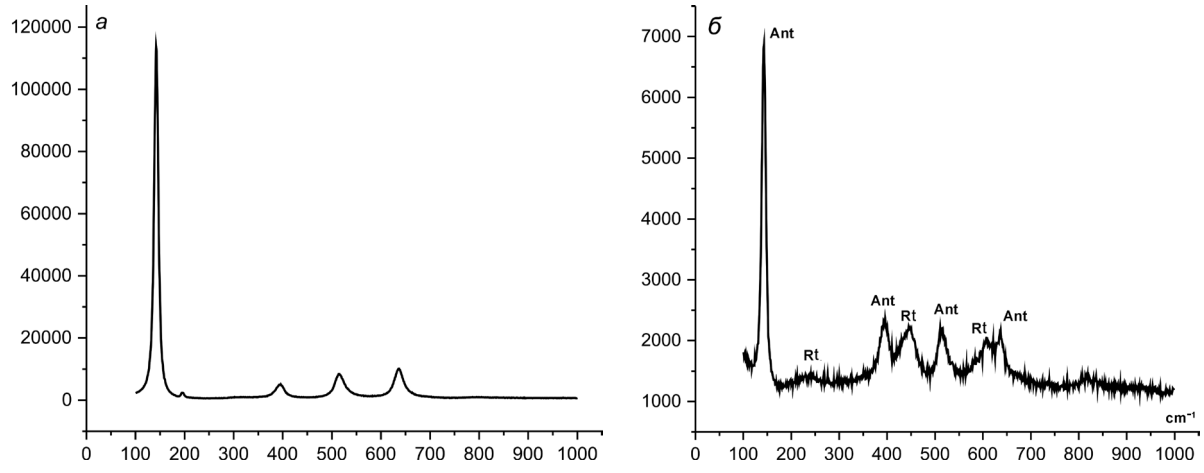


Рис. 4. Рамановские спектры: а – кристалла анатаза (15d1) из Ярегского месторождения с характерными пиками: 145, 195, 395, 520, 635 см$^{-1}$; б – смеси выделений рутила (Rt) и анатаза (Ant) в зерне № 17 из Ярегского месторождения (см. рис. 1) с характерными пиками: анатаз – 145, 395, 520, 635 см$^{-1}$, рутил – 240, 450, 610 см$^{-1}$

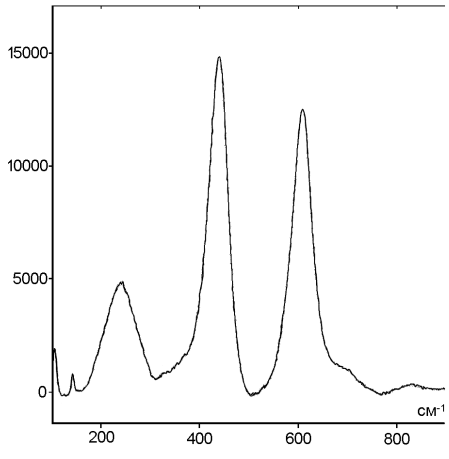


Рис. 5. Типичный рамановский спектр рутила. Перекристаллизованные кристаллы рутила размером 50–150 мкм из зерна пижемского лейкоксена с пиками – 240, 450, 610 см$^{-1}$

в ГИН РАН использовали спектрометр ИнСпектр R532 (EnSpectr, Россия) (аналитик А.С. Новикова), ширина зонда 20 мкм.

Рентгенодифракционный анализ порошковых препаратов проводился в лаборатории кристаллохимии минералов им. Н.В. Белова (ИГЕМ РАН) при помощи рентгеновского дифрактометра Proto AXRD (Proto, Канада). Рабочий режим – 30 кВ, 20 мА, кобальтовое излучение, диапазон измерений угла 2θ – 5–80°, шаг по углу сканирования 2θ – 0,02°, экспозиция – 15 с, фиксированная система фокусировочных щелей, кремниевый точечный детектор SPD-A (Proto, Канада). Диагностику минерального состава проводили методом сопоставления экспериментального и эталонных спектров из базы данных PDF-2 в программном пакете Jade 6.5 компании MDI (Gates-Rector, Blanton, 2019). Количественный минеральный анализ концентрата проводили с помощью полнопрофильной обработки рентгеновских картин от неориентированных препаратов по методу Ритвельда (Rietveld, 1969).

Результаты и их обсуждение

Морфологические особенности зерен лейкоксена Ярегского и Пижемского месторождений существенно не отличаются (рис. 5–7). Зерна лейкоксена имеют форму уплощенных и удлиненных объемных эллипсоидов размером от 0,1 до 1 мм (по длинной оси) в Пижемском месторождении и от 0,1 до 3–5 мм в Ярегском месторождении, модальный размер эллипсоидов – 0,3 мм. Встречаются конвертообразные псевдоморфозы лейкоксена по ильмениту. В Пижемском месторождении наряду с лейкоксеном в концентратах руд широко распространена другая титановая фаза – псевдорутил, она легко отделяется от лейкоксена в магнитную фракцию. Внутреннее строение зерен представляет собой сагенитовую решетку из микролитов рутила размером (2–5) × (10–15) мкм, срастающихся под углами 60° и 120°. Диагностика полиморфов диоксида титана в зернах лейкоксена обоих месторождений проведена с помощью рамановской спектроскопии в двух лабораториях. В СПбГУ получено 19 рамановских спектров мелкой фракции ярегского концентрата размерности менее 0,1 мм (рис. 2, 4). Эта мелкая фракция (рис. 2) состоит из перекристаллизованных дипирамидальных кристаллов анатаза, анатазового лейкоксена и редких сростков анатаза и рутила. В ГИН РАН было снято 50 спектров на 22 зернах полированных препаратов лейкоксена Пижемского и Ярегского месторождений (размерности более 0,1 мм), везде оказался только рутил (рис. 5).

Поровое пространство в сагенитовой рутиловой решетке заполнено выделениями кварца, в основной массе бесформенными или округлыми, очень редко ограненными. Объем включений кварца варьирует от 10% до 42%. Кроме кварца обнаружены и по химическому составу диагностированы микровключения псевдорутила, гидромусковита-иллита, сидерита, каолинита, циркона, ксенотима, пирита, флоренсита. В качестве включений наиболее часто встречается иллит, что отражается на химическом составе лейкоксена, в котором присутствуют заметные количества оксидов алюминия и калия. Размер включений кварца, иллита, сидерита достигает 10–30 мкм; ксенотима, пирита, циркона, флоренсита доходит до 3–10 мкм. Внутри зерен как ярегского, так и пижемского лейкоксена обнаружены свидетельства прошедших процессов гидротермальной перекристаллизации: значительное укрупнение кристаллитов рутила до 10–20 мкм в ширину и до 150 мкм в длину (рис. 6, а, б, г, д; 7, а, б, е); наличие вторичных минералов сидерита, флоренсита, метамиктного иттриевого циркона.

Зерна магнитной фракции (проба МПИ-2) титановых минералов (рис. 8) Пижемского месторождения,

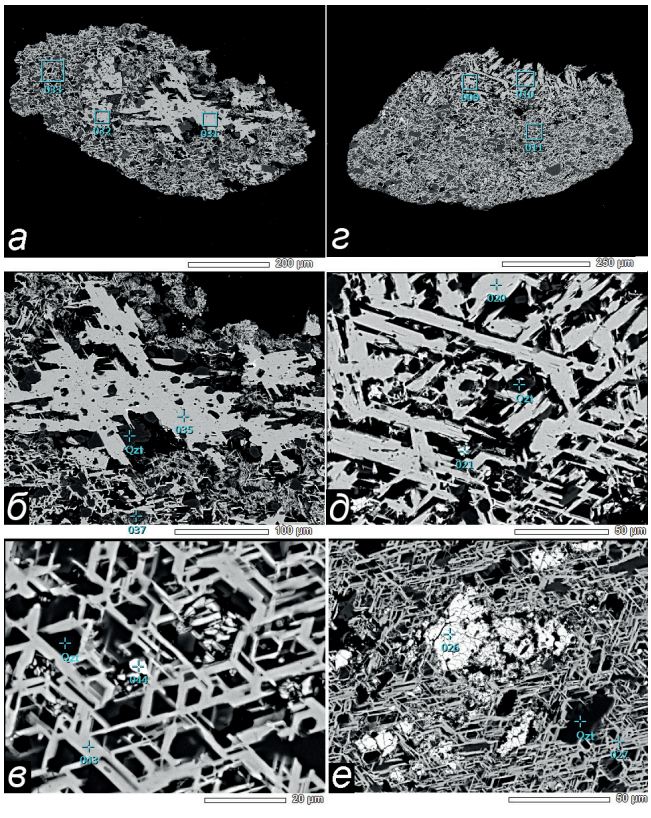


Рис. 6. Изображения (режим BSE) зерен лейкоксена (а – проба МЯР, Ярегское месторождение; г – проба МПЛ-1, Пижемское месторождение) и их увеличенных фрагментов (б, в, д, е). Рамки – места анализов сканированием по площади и расположение зонда рамановской спектроскопии, крест – точечные анализы и их номера. Белые крупные пятна – псевдорутил, Qzt – качественные определения кварца по спектру ЭДС. Номера анализов совпадают с номерами в таблицах химических анализов

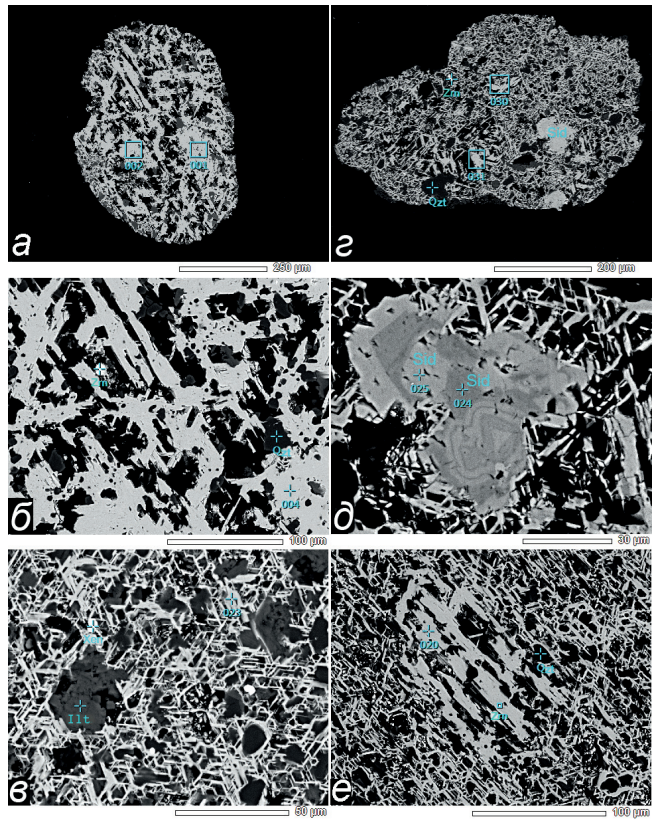


Рис. 7. Изображения (режим BSE) зерен рутилового лейкоксена. а – проба МПЛ-2, г – проба ПЖ-45 (Пижемское месторождение) и их увеличенные фрагменты (б, в, д, е), д – включения зональных кристаллов сидерита и номера их анализов. Рамки – места анализов сканированием по площади и расположение зонда рамановской спектроскопии, крест – точечные анализы и их номера по спектрам ЭДС: Qzt – кварц, Zrn – циркон, Ilt – иллит, Sid – сидерит, Xen – ксенотим

по данным мессбауровской спектроскопии, состоят из псевдорутила, Fe-рутила и ильменита в пропорции 10:3:2 (Макеев, Лютоев, 2015). В полированных препаратах зерен псевдорутила (рис. 8) наблюдается закономерное замещение собственно зерен псевдорутила фазой лейкоксена, высвобождающееся железо переходит в сидерит. Это является прямым доказательством протекания гидротермальной реакции преобразования ильменита в лейкоксен через промежуточные фазы Fe-рутил и псевдорутил по схеме (Макеев, 2016):

$FeTiO_3$ (ильменит) + H_2O + CO_2 → Fe–TiO_2 (Fe-рутил) → $(Fe^{3+}, Fe^{2+})_2Ti_3O_9$ (псевдорутил) → $(2TiO_2)\cdot SiO_2$ (лейкоксен) + TiO_2(рутил) + $FeCO_3$ (сидерит) → Fe_2O_3 (гематит).

Остаточный, до конца не прореагировавший ильменит в количестве 10,9% (табл. 3) в магнитной фракции рудного концентрата сероцветных песчаников (проба МПИ-2) вместе с рутилом и псевдорутилом зафиксирован также и рентгенодифракционным методом.

Вещественный и минералогический состав всех пяти концентратов оказался хорошо изученным благодаря химическому рентгенофлуоресцентному анализу (табл. 1), пересчету его по разработанной нами методике (Макеев, 2016) на минеральный состав (табл. 2) и оценке минералогического состава на основе рентгенодифракционного анализа (табл. 3, рис. 3). Эти два вида анализа взаимно дополняют друг друга, позволяя достоверно представить

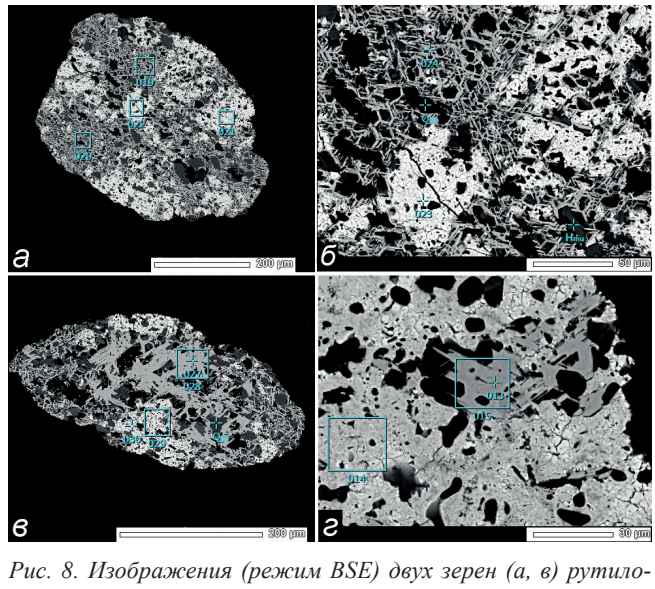


Рис. 8. Изображения (режим BSE) двух зерен (а, в) рутилового лейкоксена в срастании с фрагментами псевдорутила (белое) проба МПИ-2 и их увеличенных фрагментов (б, г), Пижемское месторождение. Рамки – места микрозондовых анализов сканированием по площади, кресты – точечные анализы и их номера

себе валовый минеральный состав концентратов. Удалось количественно определить соотношение рудных фаз лейкоксена и псевдорутила, рутила и анатаза, оценить присутствие первичного минерала ильменита в псевдорутиловом концентрате (оба минерала черного цвета и не поддаются оценке оптическим способом). Показано последовательное уменьшение содержания анатаза в концентратах от ярегского лейкоксенового к пижемскому и далее к псевдорутиловому. Стало возможным оценить количество свободного кварца в концентратах и содержание кварца, иллита, каолинита и хлорита в виде включений в титановых фазах. Определены особенности микрокомпонентного состава концентратов двух месторождений (в ярегском лейкоксене в целом редких элементов меньше, чем в пижемском) и наследование состава Mn, Cr, Nb в псевдорутиле от первичного ильменита.

Химический состав минералов, слагающих лейкоксен, изучен методом SEM-EDS в ИГГД РАН, получено 147 анализов как точечных, так и сканированием по площади. При анализе объекта квадратом со стороной около 20 мкм в область анализа попадало более одного минерала, поэтому в результатах анализов зафиксированы нехарактерные для минерала-хозяина компоненты (табл. 4–7). Наиболее детально изучены составы микрокристаллов рутила (табл. 4, n = 30); также сканированием по площади детально определен состав собственно лейкоксена (табл. 5, n = 56); как сканированием по площади, так и точечными анализами охарактеризован состав псевдорутила (табл. 6, n = 17), в анализах сканированием по площади псевдорутила присутствует разное количество SiO_2 в виде включений кварца и глинистых минералов; впервые охарактеризован состав включений глинистого минерала – иллита (табл. 7, n = 11); получено несколько анализов сидерита, циркона, ксенотима и флоренсита. Все эти минералы присутствуют и в ярегском, и в пижемском лейкоксене. Результаты анализов (n = 23) анатаза и рутила из микрозернистой фракции концентрата лейкоксена Ярегского месторождения опубликованы нами ранее (Скублов и др., 2022а).

Главной изоморфной примесью микронных кристаллитов рутила в лейкоксене является железо, содержание FeO варьирует от 0,03 до 1,84 мас. %, среднее 0,57 мас. % (табл. 4). Максимальное количество железа остается в рутиле из сростков зерен лейкоксеновой фазы с псевдорутилом Пижемского месторождения (проба МПИ-2). По содержанию железа рутил из ярегского и пижемского лейкоксена почти не отличается. Это остаточное железо в микролитах рутила в лейкоксене в дальнейшем было использовано технологами ИМЕТ РАН для концентрирования лейкоксена и отделения его от свободного кварца. Использован способ восстановительного обжига, при этом изоморфное железо в рутиле восстанавливается до металлического железа, затем лейкоксен с микровключениями самородного железа отделяется от основной массы кварца магнитосепарацией (Способ переработки…, 2022; Sadykhov et al., 2021)

Переменный химический состав зерен лейкоксена складывается из переменного количества в его составе трех минералов – рутила, кварца и иллита. В большой степени результат единичного химический анализа зерна лейкоксена будет также зависеть от конкретного расположения квадрата при сканировании по площади.

№ анализа	Фото	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	FeO	Сумма
1-1-2	008	–	98,98	–	0,48	99,46
1-2-2	014	–	99,65	–	0,35	100,00
1-3-2	021	–	99,48	–	0,52	100,00
1-4-2	026	–	99,92	–	0,08	100,00
1-5-2	035	0,22	98,76	0,25	0,77	100,00
1-5-1	031	3,94	94,68	0,73	0,66	100,00
1-6-2	043	–	99,22	–	0,03	99,25
1-7-2	049	0,94	98,22	0,52	0,32	100,00
2-1-1	002	–	99,76	–	0,24	100,00
2-2-1	005	2,36	97,23	–	0,41	100,00
2-3-2	016	0,40	99,33	–	0,27	100,00
2-3-3	020	–	99,20	–	0,80	100,00
2-4-2	027	–	99,30	–	0,42	99,72
2-2-5	031	0,72	98,61	0,22	0,45	100,00
3-1-2	004	–	99,51	–	0,62	100,10
3-2-2	009	–	98,68	–	1,18	99,86
3-3-2	014	–	99,77	–	0,11	99,88
3-4-2	023	0,92	98,98	–	0,10	100,00
3-5-1	026	2,30	96,40	0,66	0,65	100,00
3-5-2	029	–	99,36	–	0,43	99,79
3-1-2	005	–	99,79	–	0,21	100,00
3-2-2	011	1,29	98,52	–	0,19	100,00
3-3-2	017	–	99,03	–	0,92	99,95
3-4-2	020	–	99,11	–	0,70	99,81
3-5-3	034	0,31	98,76	0,14	0,78	99,99
5-2-2	006	0,70	97,70	–	1,60	100,00
5-2-2	010	1,52	96,38	0,32	1,84	100,10
5-2-3	013	0,67	97,76	–	1,58	100,00
5-3-2	018	0,38	98,99	0,48	0,15	100,00
5-5-1	027	–	99,73	–	0,27	100,00
Среднее, n=30		**0,56**	**98,69**	**0,11**	**0,57**	**99,93**

Табл. 4. Химический состав рутила, мас. %, аналитик О.Л. Галанкина. Примечание. В первой колонке зашифрованы: первая цифра – порядковый номер дорожки в полированном препарате и номер пробы (1 –МЯР, 2 – МПЛ-1, 3 – МРЛ-2, 4 – ПЖ-45, 5 – МПИ-2), вторая – номер зерна, третья – порядковый номер изображения. Во второй колонке номера анализов на BSE-изображениях

В результате проведенных исследований выявлено, что ярегский лейкоксен содержит несколько больше кварца, чем пижемский, средняя железистость лейкоксена находится на том же уровне, что и слагающий его рутил (среднее 0,59 мас. % FeO); содержание Al_2O_3 и K_2O в лейкоксене всецело зависит от количества включений в нем иллита и в меньшей степени каолинита. Установлено, что количество глинистых минералов в ярегском лейкоксене несколько больше, чем в пижемском (табл. 5). В лейкоксене из срастаний с псевдорутилом находится минимальное количество глинистых минералов. Полученные нами результаты объясняют выявленные закономерности в ходе технологических экспериментов по автоклавному обескремниванию лейкоксена. В обескремненном продукте – пористом рутиле – остается заметное количество оксидов алюминия и калия из-за остаточных глинистых минералов, которые не удается удалить из лейкоксена, так как это происходит с кварцем, который связывается в реакции с CaO, в результате образуется дополнительный товарный продукт волластонит – $CaSiO_3$ (Способ переработки..., 2022).

№ анализа	Фото	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	FeO	K_2O	Сумма
1-1-1	006	37,46	59,00	2,68	0,41	0,44	99,99
1-1-2	007	20,80	76,79	1,34	0,88	0,19	100,00
1-2-1	012	22,72	74,48	2,25	0,55	–	100,00
1-2-2	013	20,03	75,96	3,27	0,50	0,25	100,01
1-3-1	018	28,91	70,20	0,43	0,46	–	100,00
1-3-2	019	42,21	55,89	0,92	0,82	0,16	100,00
1-4-1	024	36,01	63,31	0,45	0,06	0,17	100,00
1-4-2	025	25,37	73,90	0,45	0,28	–	100,00
1-5-1	032	9,55	86,85	3,07	0,47	0,24	100,18
1-5-2	033	23,69	68,86	6,41	0,37	0,51	99,84
1-6-1	040	5,63	93,23	1,10	0,04	–	100,00
1-6-2	041	11,63	86,65	1,25	0,14	0,32	99,99
1-6-3	042	17,50	80,12	1,94	0,21	0,23	100,00
1-7-1	046	16,67	77,54	4,66	0,30	0,83	100,00
1-7-2	047	11,61	81,77	4,18	0,52	0,64	98,72
1-7-3	048	18,90	74,35	5,63	0,44	0,68	100,00
Среднее Ярега		**21,79**	**74,93**	**2,50**	**0,40**	**0,29**	**99,93**
2-1-1	053	17,78	70,41	6,94	0,36	0,69	96,18
2-1-2	054	28,67	68,07	2,12	0,23	0,25	99,34
2-1-3	055	10,39	86,83	1,89	0,31	0,57	99,99
2-1-4	056	12,30	84,72	1,97	0,49	0,51	99,99
2-2-1	008	10,32	84,23	3,91	0,56	0,98	100,00
2-3-1	009	3,64	92,12	1,86	2,03	0,35	100,00
2-3-2	010	10,85	86,17	1,79	0,89	0,30	100,00
2-3-3	011	29,10	68,56	1,42	0,46	0,46	100,00
2-4-1	024	14,46	82,00	2,38	0,49	0,68	100,01
2-4-2	025	20,48	77,16	1,50	0,44	0,42	100,00
2-5-1	029	7,39	88,23	2,84	0,76	0,79	100,01
2-5-2	030	11,59	85,36	1,92	0,45	0,68	100,00
3-1-1	001	6,28	92,42	0,71	0,36	0,25	100,02
3-1-2	002	4,35	93,20	1,44	0,67	0,35	100,01
3-2-1	007	13,38	84,53	1,23	0,86	–	100,00
3-2-2	008	11,95	83,71	2,50	1,20	0,64	100,00
3-3-1	012	21,99	77,46	0,34	0,22	–	100,01
3-3-2	013	17,91	80,53	1,00	0,32	0,25	100,01
3-4-1	018	29,76	65,37	3,34	0,50	1,04	100,01
3-4-2	019	20,08	74,41	4,15	0,37	0,99	100,00
3-5-1	027	19,12	77,86	2,23	0,21	0,58	100,00
4-1-1	001	24,06	69,49	4,67	0,54	1,25	100,01
4-1-2	002	26,64	68,49	3,51	0,36	0,99	99,99
4-2-1	009	20,93	73,86	2,96	0,33	0,69	98,77
4-2-2	010	20,09	74,87	3,66	0,33	1,05	100,00
4-3-1	013	22,13	75,97	1,11	0,63	0,16	100,00
4-3-2	014	26,29	68,12	3,85	0,35	0,24	98,85
4-4-1	018	28,73	69,28	1,21	0,53	0,25	100,00
4-4-2	019	34,96	60,35	3,28	0,38	1,03	100,00
4-5-1	030	9,28	87,96	1,38	1,38	–	100,00
4-5-2	031	7,65	91,74	0,25	0,36	–	100,00
5-2-1	015	16,73	81,26	0,45	1,56	–	100,00
5-3-1	016	24,88	74,31	0,54	0,24	–	99,97
5-3-2	017	27,43	70,30	0,45	0,20	–	98,38
5-4-1	019	22,57	74,92	0,83	1,68	–	100,00
5-4-2	020	24,51	70,88	1,61	2,67	–	99,67
5-4-3	024	5,44	94,15	0,52	0,29	–	100,40
5-5-1	028	11,99	85,56	1,39	0,72	0,21	99,87
5-6-1	032	16,95	78,49	2,65	0,85	0,61	99,55
5-6-2	033	17,75	78,40	2,30	0,98	0,57	100,00
Среднее Пижма		**17,77**	**78,79**	**2,10**	**0,66**	**0,47**	**99,81**
Среднее, $n = 56$		**18,92**	**77,69**	**2,22**	**0,59**	**0,42**	**99,82**

Табл. 5. Химический состав лейкоксена (сканирование по площади), мас. %, аналитик О.Л. Галанкина

Состав псевдорутила установлен с помощью точечных анализов и сканированием по площади (табл. 6). Пижемский псевдорутил в среднем содержит (мас. %): 60,96 TiO_2, 33,51 Fe_2O_3, 2,47 MnO. Кроме того, в составе псевдорутила содержатся (мас. %): 2,40 SiO_2, 0,56 Al_2O_3, 0,10 K_2O, присутствие которых обязано включениям кварца и глинистых минералов. Марганец в псевдорутиле (так же как V, Nb, Cr, Ni) наследуются из первичного ильменита (Макеев, 2016). С помощью мессбауровской спектроскопии установлено (Лютоев, Макеев, 2019), что в состав псевдорутила входит как двух- так и трехвалентное железо $(Fe^{3+}_{1,66}Fe^{2+}_{0,11}Mn^{2+}_{0,11})_2Ti_{3,12}O_9$. По своему составу пижемский псевдорутил весьма похож на аризонит из Вольногорского месторождения (Украина), последний длительное время был главным сырьем для производства металлического титана на российском предприятии ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА».

Проанализированы мелкие включения мусковита и глинистых минералов, которые в большинстве случаев близки по составу к иллиту (табл. 7). Небольшая примесь титана в нем может быть отнесена за счет влияния на анализ матрицы рутила, или это наследование состава титанистого биотита, по которому, скорее всего, образовался этот минерал. В одном случае нами проанализировано небольшое включение каолинита, соответствующее стандартному алюмосиликатному составу.

В зерне лейкоксена из концентрата пробы ПЖ-45 впервые обнаружены и проанализированы (рис. 7, г, д) зональные кристаллы сидерита, содержащие изоморфные примеси (мас. %): в темной зоне (анализ 024) – 48,63 FeO, 4,59 MnO и 4,22 MgO; в светлой зоне (анализ 025) – 56,91 FeO, 1,57 MnO и 0,05 MgO. Эта находка подтверждает высказанное нами предположение (Sadykhov et al., 2021) о том, что реакция гидротермального преобразования ильменита в лейкоксен проходит при участии углекислотного флюида с выносом железа и образованием сидерита.

Часто в зернах как ярегского, так и пижемского лейкоксена находятся мелкие выделения вторичного минерала редкоземельно-стронциевого-алюмофосфата – флоренсита, два из них проанализированы. Ярегский флоренсит (анализ 028) содержит (мас. %): 36,18 Al_2O_3, 32,33 P_2O_5, 2,01 FeO, 5,96 SrO, 12,27 La_2O_3, 7,68 Ce_2O_3, 1,55 Nd_2O_3, 0,22 Sm_2O_3. Пижемский флоренсит (анализ 001) содержит (мас. %): 39,51 Al_2O_3, 35,36 P_2O_5, 1,68 FeO, 1,87 SrO, 4,37 La_2O_3, 8,86 Ce_2O_3, 3,90 Nd_2O_3. Как видно, составы флоренсита из двух месторождений кардинально отличаются, ярегский в большей степени обогащен стронцием и редкими землями. Флоренсит – это вторичный минерал, образующийся по куларите. Подобные включения флоренсита мы непосредственно наблюдали в виде включений в зернах пижемского куларита (Макеев и др., 2020), а также в виде оболочек на зернах монацита проявления Ичетью (Makeyev, Makeyev, 2011).

Микровключения циркона часто встречаются в лейкоксене обоих месторождений (рис. 7, б, г, е), одно из них из Ярегского месторождения (анализ 027) удалось проанализировать (мас. %): 63,84 ZrO_2; 25,12 SiO_2; 1,62 Al_2O_3; 0,72 FeO; 1,81 CaO; 4,28 Y_2O_3; 1,34 HfO_2; 1,23 UO_2. Состав минерала явно свидетельствует о том, что это гидротермально измененный метамиктный циркон, который довольно часто встречается в Пижемском

№ Анализа	Фото	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MnO	K_2O	Сумма
2-3-1	017	–	60,74	–	36,97	2,27	–	99,98
2-3-2	021	6,14	59,50	0,29	31,73	2,34	–	100,00
2-4-1	023	–	61,30	–	35,69	3,00	–	99,99
2-4-2	026	0,42	60,93	0,23	35,82	2,60	–	100,00
3-2-1	010	–	62,02	–	35,31	2,66	–	100,00
3-5-1	030	–	62,43	–	34,90	2,67	–	100,00
5-1-1	004	–	61,12	–	36,28	2,60	–	100,00
5-2-1	007	0,35	66,37	–	32,53	0,76	–	100,00
5-2-2	008	–	60,88	–	36,62	2,47	–	99,98
5-2-3	009	3,74	60,44	0,56	33,43	1,82	–	100,00
5-2-4	014	0,83	64,44	0,64	32,80	1,28	–	99,98
5-4-1	021	2,64	60,10	0,97	33,35	2,70	0,25	100,00
5-4-2	022	12,29	53,67	1,37	29,72	2,61	0,34	100,00
5-4-3	023	–	61,02	–	35,56	3,51	–	99,97
5-5-1	029	12,62	54,77	4,04	25,55	2,24	0,77	100,00
5-5-2	030	–	62,18	–	33,77	3,99	–	99,94
5-6-1	034	1,840	64,34	1,35	29,58	2,51	0,37	100,00
Среднее, n = 17		**2,40**	**60,96**	**0,56**	**33,51**	**2,47**	**0,10**	**99,99**

Табл. 6. Химический состав псевдорутила, мас. %, аналитик О.Л. Галанкина

№ Анализа	Фото	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	FeO	MgO	Na_2O	K_2O	Сумма
1-1-3	010	48,82	1,38	33,31	1,56	0,46	0,09	8,47	94,09
1-4-1	029	50,19	1,31	33,72	1,01	1,21	0,71	9,84	97,99
1-5-1	037	49,44	1,14	33,64	1,98	1,02	0,74	7,66	95,62
1-7-1	051	50,64	1,36	34,18	0,72	1,10	0,80	8,19	96,99
2-2-1	006	51,74	1,82	33,24	1,47	1,04	0,22	8,41	97,94
2-3-1	018	49,49	1,31	32,49	1,67	1,06	0,19	9,79	96,00
2-5-1	032	47,60	1,47	33,36	1,66	0,81	0,30	10,25	95,45
3-4-1	020	47,74	1,02	31,19	1,77	1,55	0,31	11,40	94,98
4-1-1	003	49,51	0,77	31,24	1,03	1,11	–	10,53	94,19
4-3-1	015	48,09	1,28	31,72	1,75	1,50	–	10,58	94,92
5-2-1	011	47,99	1,30	34,97	1,57	0,19	0,17	10,72	96,91
Среднее, n = 11		**49,20**	**1,29**	**33,01**	**1,47**	**1,00**	**0,32**	**9,62**	**95,92**

Табл. 7. Химический состав иллита, мас. %, аналитик О.Л. Галанкина

месторождении (от 10% до 25% случаев) среди массы обычного циркона из магматических пород (Красоткина и др., 2020; Макеев и др., 2016; Makeyev, Skublov, 2016; Скублов и др., 2022б). Примечательно, что такой циркон обнаружен непосредственно в лейкоксене Ярегского месторождения. Это является доказательством того, что оба месторождения имеют один и тот же гидротермально-метаморфогенный генезис.

Ксенотим также часто встречается в виде мелких включений в лейкоксене (рис. 6, с), его состав из Ярегского месторождения (анализ 044) показывает традиционное обогащение тяжелыми редкими землями (мас. %): 45,93 Y_2O_3; 38,39 P_2O_5; 3,21 Gd_2O_3; 5,13 Dy_2O_3; 4,34 Er_2O_3; 3,00 Yb_2O_3. Ксенотим из Пижемского месторождения по составу близок к ярегскому, но его выделения в зернах лейкоксена могут достигать 40 мкм (Макеев, 2016).

Два других минерала, встречающиеся в виде включений в лейкоксене: пирит и куларит – охарактеризованы нами ранее (Макеев, 2016). Все эти полученные нами сведения о видовом и химическом составах минералов-включений в лейкоксене важны для технологов и имеют практическое значение, так как после обескремнивания лейкоксена с получением пористого рутила последний может перерабатываться уже известным в промышленности способом. Хлорирование пористого рутила с получением тетрахлорида титана будет происходить в десятки и сотни раз легче и быстрее за счет в сотни раз большей площади его активной поверхности. Содержащиеся в пористом рутиле редкие и редкоземельные металлы (в виде описанных выше минералов-включений) легко извлекаются по известной в промышленности технологии хлорирования в кипящем слое. Таким образом, будут получены не только товарные продукты переработки природных фаз титана, но и целый ряд редких и редкоземельных металлов, которые по стоимости могут составить существенную прибавку (до 30–50%) к основной продукции.

Заключение

Изучены мелкая и крупная фракции ярегского лейкоксена и пижемские титановые концентраты (лейкоксен и псевдорутил). Во всех концентратах лейкоксена (размерности более 0,1 мм) главной рудной фазой оказался рутил, и только в одном зерне ярегского лейкоксена с помощью рамановской спектроскопии была обнаружена полиморфная разновидность (TiO_2) – анатаз. В мелкой фракции ярегского лейкоксена (менее 0,1 мм) присутствует преимущественно анатаз. Методом SEM-EDS проанализированы составы всех минеральных фаз в полированных препаратах лейкоксена и псевдорутила. В самих зернах лейкоксена диагностировано 12 минеральных

фаз: псевдорутил, рутил, анатаз, кварц, иллит, каолинит, сидерит, циркон, ксенотим, пирит, куларит, флоренсит.

Практическое значение проведенных исследований заключается в том, что рамановская спектроскопия и микрозондовый анализ на представительном материале подтвердили, что пижемский лейкоксен и основная масса ярегского концентрата состоят только из одной полиморфной фазы TiO_2 – рутила. Это обстоятельство важно для технологов, оно означает, что не потребуется вносить изменения в уже отработанную на использование рутила технологию. Кроме того, в процессе этих исследований выявлено, что в самих зернах лейкоксена в малых количествах присутствуют другие включения минералов: кроме кварца, это иллит, каолинит, флоренсит, ксенотим, монацит, циркон с повышенным содержанием Y, U и HREE, сидерит, псевдорутил. Редкие и редкоземельные металлы будут извлечены из рутила в процессе его хлорирования. Становится понятно, почему в обескремненном лейкоксене после автоклавного выщелачивания с помощью известкового молока (в пористом рутиле) остается много Al_2O_3 и K_2O. Алюминий и калий в пористом рутиле находятся в форме слюды (иллита и реже каолинита), их невозможно извлечь в автоклавном процессе. Определен средний химический состав иллита, а также средний состав псевдорутила (без включений кварца). Полученные результаты имеют большое значение для технологов, поскольку позволяют ориентироваться в составе первичного сырья и получаемой продукции, а также принимать правильные решения для совершенствования технологических задач.

По электронно-микроскопическим изображениям полированных препаратов лейкоксена удалось установить, что внутри зерен происходит перекристаллизация кристаллов рутила от мелких кристаллитов (2 × 15 мкм) до более крупных (20 × 150 мкм). Получены новые доказательства того, что превращение ильменита в лейкоксен происходит именно гидротермальным путем: 1) укрупнение кристалликов рутила в самом зерне лейкоксена: 2) нахождение вторичных кристаллов сидерита, циркона, флоренсита, псевдорутила и других внутри зерен лейкоксена.

Разработанная в ИМЕТ РАН в содружестве с ИГЕМ РАН эффективная, экологически чистая, безотходная технология переработки псевдорутил-лейкоксен-кварцевых руд позволит на сотни лет обеспечить российскую промышленность сырьем из Ярегского и Пижемкого месторождений для производства пигментного диоксида титана, металлического титана и другой товарной продукции.

Благодарность/Финансирование

Авторы признательны В.В. Крупской, А.С. Новиковой, А.И. Якушеву за помощь в проведении аналитических исследований.

Настоящее исследование выполнено в рамках тем НИР ИГЕМ РАН (№ FMMN-2021-0005) и ИГГД РАН (№ FMUW-2022-0005), аналитические работы были поддержаны РФФИ (проект 19-35-60001).

Литература

Белая Е.А., Викторов В.В., Жеребцов Д.А., Колмогорцев А.М. (2018). Влияние оксидов d-элементов на фазовое превращение анатаз-рутил. *Вестник ЮУрГУ. Серия «Химия»*, 10(1), с. 5–16. https://doi.org/10.14529/chem180101

Быховский Л.З., Ремизова Л.И. (2021). Возможности обеспечения российской промышленности титановым сырьем. *Титан*, (1), с. 4–13.

Красоткина А.О., Скублов С.Г., Кузнецов А.Б., Макеев А.Б., Астафьев Б.Ю., Воинова О.А. (2020). Первые данные о возрасте (U–Pb, SHRIMP-II) и составе циркона из уникального Ярегского нефтетитанового месторождения (Южный Тиман). *Докл. Рос. Акад. наук. Науки о Земле*, 495(2), с. 9–17. https://doi.org/10.31857/S2686739720120063

Лютоев В.П., Макеев А.Б. (2019). Оценка качества магнитных концентратов титановых руд Пижемского месторождения с позиции технологической минералогии. *Известия вузов. Геология и разведка,* (3), с. 31–41. https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-3-31-42

Макеев А.Б. (2016). Типоморфные особенности минералов титановых руд Пижемского месторождения. *Минералогия,* (1), с. 24–49.

Макеев А.Б. (2021). Пижемское титановое месторождение новый объект ближайшего освоения в Арктической зоне России. *Арктика: экология и экономика,* 11(4), с. 541–556. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2021-4-541-556.

Макеев А.Б., Борисовский С.Е., Красоткина А.О. (2020). Химический состав и возраст монацита и куларита из титановых руд Пижемского и Ярегского месторождений (Средний и Южный Тиман). *Георесурсы,* 22(1), с. 22–31. https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.22-31

Макеев А.Б., Брянчанинова Н.И., Красоткина А.О. (2022). Уникальные титановые месторождения Тимана: проблемы генезиса и возраста. *Записки Горного института,* 255, с. 275–289. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.32

Макеев А.Б., Красоткина А.О., Скублов С.Г. (2016). Геохимия и U-Pb-возраст циркона Пижемского титанового месторождения (Средний Тиман). *Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН,* (5), с. 38–52. https://doi.org/10.19110/2221-1381-2016-5-38-52

Макеев А.Б. Лютоев В.П. (2015). Спектроскопия в технологической минералогии. Минеральный состав концентратов титановых руд Пижемского месторождения (Средний Тиман). *Обогащение руд,* (5), с. 33–41. https://doi.org/10.17580/or.2015.05.06

Первушин Н.Г., Корюков В.Н., Миронов С.Е., Пегушин А.А., Сторожев М.В., Банщикова Н.А. (2012). О перспективном комплексном освоении Ярегского нефтетитанового месторождения. *Инновации в материаловедении и металлургии: Материалы I Междунар. интерактив. науч.-практ. конф*. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, Ч. 2, с. 133–139.

Способ переработки кварц-лейкоксеновых концентратов с получением искусственного пористого рутила, синтетического игольчатого волластонита и прокаленного кварцевого песка. Садыхов Г.Б., Анисонян К.Г., Заблоцкая Ю.В., Олюнина Т.В., Копьёв Д.Ю., Балмаев Б.Г., Макеев А.Б. Патент на изобретение 2779624 C1, 12.09.2022. Заявка № 2021134186 от 23.11.2021.

Скублов С.Г., Красоткина А.О., Макеев А.Б., Галанкина О.Л. (2022а). Редкоэлементный состав титановых фаз лейкоксен-кварцевых руд Ярегского нефтетитанового месторождения, Южный Тиман. *Записки РМО*, 151(2), с. 36–52. DOI: 10.31857/S0869605522020058

Скублов С.Г., Макеев А.Б., Красоткина А.О., Борисовский С.Е., Ли С.-Х., Ли Ч.-Л. (2022б). Изотопно-геохимические особенности циркона из Пижемского титанового месторождения (Средний Тиман) как отражение гидротермальных процессов. *Геохимия*, 67(9), с. 807–829. DOI: 10.31857/S0016752522090060

Тигунов Л.П., Быховский Л.З., Зубков Л.Б. (2005). Титановые руды России: состояние и перспективы освоения. М.: РИЦ ВИМС, 104 с.

Швецова И.В. (1975). Минералогия лейкоксена Ярегского месторождения. Л.: Наука, 127 с.

Gates-Rector S., Blanton T. (2019). The Powder Diffraction File: A Quality Materials Characterization Database. *Powder Diffr.,* 34(4), pp. 352–360. https://doi.org/10.1017/S0885715619000812

Makeyev B.A., Makeyev A.B. (2011). Rare earth and strontium aluminophosphates from the Vol-Vym ridge of the Middle Timan. *Geology of Ore Deposits*, 53(7), pp. 657–662. DOI: 10.1134/S1075701511070129

Makeyev A.B., Skublov S.G. (2016). Y–REE-Rich zircons of the Timan region: Geochemistry and economic significance. *Geochemistry International,* 54(9), pp. 788–794. https://doi.org/10.1134/S0016702916080073

Rietveld H.M. (1969). A profile refinement method for nuclear and magnetic structures. *Journal of Applied Crystallography,* 2, pp. 65–71. https://doi.org/10.1107/S0021889869006558

Sadykhov G.B., Kopyev D.Y., Anisonyan K.G., Zablotskaya Ju.V., Olyunina T.V., Balmaev B.G., Makeyev A.B. (2021). Mineralogical and technological features of the titanium-bearing sandstones of the Pizhemskoye deposit. *Russian Metallurgy (Metally)*, (9), pp. 1143–1154. https://doi.org/10.1134/S0036029521090147

Сведения об авторах

Александр Борисович Макеев – доктор геол.-минерал. наук, профессор, ведущий научный сотрудник Лаборатории геологии рудных месторождений, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН

Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., д. 35

e-mail: abmakeev@mail.ru

Сергей Геннадьевич Скублов – доктор геол.-минерал. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт геологии и геохронологии докембрия РАН

Россия, 199034, Санкт-Петербург, наб. Макарова, д. 2

Ольга Леонидовна Галанкина – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Институт геологии и геохронологии докембрия РАН

Россия, 199034, Санкт-Петербург, наб. Макарова, д. 2

Евгений Алексеевич Васильев – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Санкт-Петербургский горный университет

Россия, 199106, Санкт-Петербург, 21 линия, 2

Анна Олеговна Красоткина – кандидат геол.-минерал. наук, руководитель проекта, Институт геологии и геохронологии докембрия РАН

Россия, 199034, Санкт-Петербург, наб. Макарова, д. 2

Статья поступила в редакцию 18.11.2022;
Принята к публикации 24.03.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Pseudorutile-leucoxene-quartz ores of Timan – a new genetic type of titanium raw materials: prospects for industrial development

A.B. Makeyev[1], S.G. Skublov[2,3], O.L. Galankina[2], E.A. Vasiliev[3], A.O. Krasotkina[2]*

[1]Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[2]Institute of Geology and Geochronology of the Precambrian of the Russian Academy of Sciences, St. Petersburg, Russian Federation
[3]Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation
[*]Corresponding author: Alexander B. Makeyev, e-mail: abmakeev@mail.ru

Abstract. The two largest deposits of Russia – Yaregskoye and Pizhemskoye belong to the same genetic type; hydrothermal-metamorphic indigenous deposits. They are located in the same Timan structure at a distance of no more than 230 km from each other. According to the total approved reserves and forecast resources of titanium dioxide, they are approaching 60% of the all-Russian and will form the basis of industrial titanium raw materials used in Russia in the near future. In the interests of technological mineralogy, morphological features, internal structure, chemical composition of grains of the two main titanium mineral phases – leucoxene and pseudorutile, TiO_2 polymorphs, as well as the composition of mineral microinclusions in these phases have been studied in detail. The compositions of all mineral phases in polished preparations of leucoxene and pseudorutile were analyzed by SEM-EDS method at the Institute of Geology and Geochronology of the Precambrian of the RAS, 147 chemical analyses were obtained at the point (3 μk) and many images of polished grains of anatase, leucoxene and pseudorutile were scanned over the area (20×20 μk). In the leucoxene grains themselves, 12 mineral phases were diagnosed and characterized in the form of inclusions: pseudorutile, rutile, anatase, quartz, hydromuscovite-illite, kaolinite, siderite, zircon, xenotime, pyrite, florencite, monazite and kularite. TiO_2 polymorphs are verified by Raman spectroscopy and X-ray diffraction analysis. New evidence has been obtained that the transformation of ilmenite into leucoxene occurs hydrothermally through intermediate phases – Fe-rutile and pseudorutile; the enlargement of rutile crystals in the leucoxene grain itself is shown; the presence of secondary crystals of siderite, florencite and others inside the studied grains.

Keywords: Pizhemskoye deposit, Yaregskoye deposit, hydrothermal metamorphogenic genesis, leucoxene, pseudorutile, rutile, anatase

Acknowledgements

The authors are grateful to V.V. Krupskaya, A.S. Novikova, A.I. Yakushev for their assistance in conducting analytical research.

This study was carried out within the framework of the research topics of IGEM RAS (no. FMMN-2021-0005) and IGG RAS (No. FMUW-2022-0005), analytical work was supported by RFBR (grant 19-35-60001). The reported study was funded by RFBR, project number 19-35-60001.

Recommended citation: Makeyev A.B., Skublov S.G., Galankina O.L., Vasiliev E.A., Krasotkina A.O. (2023). Pseudorutile-leucoxene-quartz ores of Timan – a new genetic type of titanium raw materials, prospects for industrial development. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 163–174. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.10

References

Belaya E.A., Viktorov V.V., Zherebtsov D.A., Kolmogortsev A.M. (2018). Effect of d-element oxides on the anatase – rutile phase transformation. *Vestnik YuUrGU. Seriya "Khimiya" = Bulletin of South Ural State University. Ser. "Chemistry"*, 10(1), pp. 5–16. (In Russ.) https://doi.org/10.14529/chem180101

Byhovsky L.Z., Remizova L.I. (2021). Possibilities for providing Russian industry with titanium raw materials. *Titan*, (1), pp. 4–13. (In Russ.)

Gates-Rector S., Blanton T. (2019). The Powder Diffraction File: A Quality Materials Characterization Database. *Powder Diffr.,* 34(4), pp. 352–360. https://doi.org/10.1017/S0885715619000812

Krasotkina A.O., Skublov S.G., Kuznetsov A.B., Makeyev A.B., Astafjev B.Yu., Voinova O.A. (2020). First data on the age (U-Pb, SHRIMP-II) and composition of zircon from the unique Yarega oil–titanium deposit, South

Timan. *Doklady Earth Sci.*, 495(2), pp. 872–879. https://doi.org/10.31857/S2686739720120063

Lyutoev V.P., Makeyev A.B. (2019). Assessment of the quality of the magnetic concentrates of the titanium ores at Pizhemskoye deposit from the point of view of the technological mineralogy. *Izvestiya vuzov. Geologiya i razvedka = Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, (3), pp. 31–41. (In Russ.) https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-3-31-42

Makeyev A.B. (2016). Typomorphic features of minerals of titanium ores of the Pizhemskoye deposit. *Mineralogiya = Mineralogy,* (1), pp. 24–49. (In Russ.)

Makeyev A.B. (2021). The Pizhemskoe titanium deposit is a new object of the nearest development in the Arctic zone of Russia. *Arktika: ekologiya i ekonomika = Arctic: Ecology and Economy*, 11(4), pp. 541–556. (In Russ.) https://doi.org/10.25283/2223-4594-2021-4-541-556

Makeyev A.B., Borisovsky S.E., Krasotkina A.O. (2020). The chemical composition and age of monazite and kularite from titanium ore of Pizhemskoye and Yarega deposits (Middle and Southern Timan). *Georesursy = Georesource*s, 22(1), pp. 22–31. https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.22-31

Makeyev A.B., Bryanchaninova N.I., Krasotkina A.O. (2022). Unique titanium Deposits of Timan: genesis and age issues. *Journal of Mining Institute*, (255), pp. 275–289. https://doi.org/10.19110/2221-1381-2016-5-38-52

Makeyev A.B., Krasotkina A.O., Skublov S.G. (2016). Geochemistry and U-Pb-age of zircon from Pizhemskoe titanium deposit (Middle Timan). *Vestnik IG Komi SC UB RAS = Vestnik of Geosciences*, (5), pp. 38–52. (In Russ.) https://doi.org/10.19110/2221-1381-2016-5-38-52

Makeyev A.B., Lyutoev V.P. (2015). Spectroscopy in technological mineralogy. Mineral composition of titanium ore concentrates of the Pizhma deposit (Middle Timan). *Obogashchenie Rud,* (5), pp. 33–41. (In Russ.) https://doi.org/10.17580/or.2015.05.06

Makeyev B.A., Makeyev A.B. (2011). Rare earth and strontium aluminophosphates from the Vol-Vym ridge of the Middle Timan. *Geology of Ore Deposits*, 53(7), pp. 657–662. https://doi.org/10.1134/S1075701511070129

Makeyev A.B., Skublov S.G. (2016). Y–REE-Rich zircons of the Timan region: Geochemistry and economic significance. *Geochemistry International,* 54(9), pp. 788–794. https://doi.org/10.1134/S0016702916080073

Method for processing quartz-leucoxene concentrates to produce artificial porous rutile, synthetic needle wollastonite and calcined quartz sand (2022). Sadykhov G.B., Anisonian K.G., Zablotskaia I.V., Oliunina T.V., Kopev D.I., Balmaev B.G., Makeyev A.B. Patent 2779624 C1. Registration date: 12.09.2022. (In Russ.)

Pervushin N.G., Koryukov V.N., Mironov S.E., Pegushin A.A., Storozhev M.V., Banshchikova N.A. (2012). On the prospective comprehensive development of the Yarega oil-titanium deposit. *Proc. 1st Int. Interactive Sci.-Pract. Conf.: Innovations in Material Science and Metallurgy.* Yekaterinburg: Ural Federal University, Part 2, pp. 133–139. (In Russ.)

Rietveld H.M. (1969). A profile refinement method for nuclear and magnetic structures. *Journal of Applied Crystallography,* 2, pp. 65–71. https://doi.org/10.1107/S0021889869006558

Sadykhov G.B., Kopyev D.Y., Anisonyan K.G., Zablotskaya Ju.V., Olyunina T.V., Balmaev B.G., Makeyev A.B. (2021). Mineralogical and technological features of the titanium-bearing sandstones of the Pizhemskoye deposit. *Russian Metallurgy (Metally)*, (9), pp. 1143–1154. https://doi.org/10.1134/S0036029521090147

Shvetsova I.V. (1975). Mineralogy of leucoxene of the Yareg deposit. Leningrad: Nauka, 127 p. (In Russ.)

Skublov S.G., Krasotkina A.O., Makeyev A.B., Galankina O.L. (2022a). Trace element composition of titanium phases of leucoxene-quartz ores from the Yarega oil–titanium deposit, South Timan. *Zapiski RMO = Proc. Russian Miner. Soc.,* 151(2), pp. 36–52. (In Russ.) DOI: 10.31857/S0869605522020058

Skublov S.G., Makeyev A.B., Krasotkina A.O., Borisovskiy S.E., Li X.H., Li Q.L. (2022b). Isotopic and Geochemical Features of Zircon from the Pizhemskoye Titanium Deposit (Middle Timan) as a Reflection of Hydrothermal Processes. *Geochem. Int.,* (60), pp. 809–829. https://doi.org/10.1134/S0016702922090063

Tigunov L.P., Bykhovskiy L.Z., Zubkov L.B. (2005). Titanium ores of Russia: state and development prospects. Mineral Raw Materials: Geological-Economic Series. Moscow: Izd. VIMS, no. 17, 104 p. (In Russ.)

About the Authors

Alexander B. Makeyev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Leading Researcher, Laboratory of Ore Deposits Geology, Institute of Ore Geology, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35, Staromonetny Lane, Moscow, 119017, Russian Federation

e-mail: abmakeev@igem.ru

Sergey G. Skublov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Chief Researcher, Institute of Geology and Geochronology of the Precambrian Russian Academy of Sciences

2, Makarova nab., St. Petersburg, 199034, Russian Federation

Olga L. Galankina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Institute of Geology and Geochronology of the Precambrian Russian Academy of Sciences

2, Makarova nab., St. Petersburg, 199034, Russian Federation

Evgeny A. Vasiliev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Saint Petersburg Mining University

21 line, 2, St. Petersburg, 199106, Russian Federation

Anna O. Krasotkina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Project Manager, Institute of Geology and Geochronology of the Precambrian Russian Academy of Sciences

2, Makarova nab., St. Petersburg, 199034, Russian Federation

Manuscript received 18 November 2022;
Accepted 24 March 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.21

УДК 553.2

Модели формирования Ti-Fe-оксидной минерализации постостроводужных габброидных комплексов северной части Западно-Магнитогорской зоны (Южный Урал)

И.Р. Рахимов[1], А.В. Вишневский[2]*

[1]Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия

[2]Институт геологии и минералогии СО РАН, Новосибирск, Россия

Проведены детальные минералого-геохимические исследования Ti-Fe-оксидов из габброидов наурузовского и утлыкташского постостроводужных комплексов Западно-Магнитогорской зоны Южного Урала. Установлена полигенная природа Ti-Fe-минерализации в породах Наурузовского силла, Утлыкташского расслоенного лополита и Уразовской интрузии. В Наурузовском массиве преобладает титаномагнетит, кристаллизовавшийся как из Ti-Fe-оксидной жидкости на раннемагматической стадии, так и из остаточного Ti-Fe-обогащённого силикатного расплава на промежуточной и позднемагматической стадиях (~970–800 °C). Наиболее богата Ti-Fe-оксидами ($Fe_2O_3^*$ – до 20.1 мас. %, TiO_2 – до 1.6 мас. %, V – до 430 г/т) средняя зона силла, связанная с внедрением магмы, богатой вкрапленниками ортопироксена. В Утлыкташском лополите широко развиты и титаномагнетит, и ильменит, образующие наиболее богатые скопления в нижней части массива ($Fe_2O_3^*$ – до 18.1 мас. %, TiO_2 – до 2.9 мас. %, V – до 545 г/т) благодаря гравитационному осаждению кристаллизующихся фаз. Габброиды Уразовской интрузии схожи по минеральному и химическому составу, но отличаются от Утлыкташского лополита закономерностями формирования Ti-Fe-минерализации, что требует отдельного изучения. В целом геологические условия формирования Наурузовского силла и Утлыкташского лополита достаточно благоприятны для формирования кондиционных Fe-Ti-руд.

Ключевые слова: геология, петрохимия, расплав, кристаллизация, титаномагнетит, ильменит, термометрия, оксибарометрия

Для цитирования: Рахимов И.Р., Вишневский А.В. (2023). Модели формирования Ti-Fe-оксидной минерализации постостроводужных габброидных комплексов северной части Западно-Магнитогорской зоны (Южный Урал). *Георесурсы,* 25(3), с. 175–190. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.21

1.Введение

В Западно-Магнитогорской зоне (ЗМЗ) Южного Урала широко развиты девонские вулканогенно-осадочные комплексы, традиционно относимые к продуктам островодужной геодинамической стадии (Серавкин и др., 1992; Пучков, 2000). Они вмещают многочисленные рудные месторождения и проявления, среди которых особой известностью пользуются колчеданно-полиметаллические и золотоносные (Прокин, 1976; Знаменский, 2009). Кроме того, в ЗМЗ распространены многочисленные мелкие и средние по размерам интрузии постостроводужной стадии (D_3–C_2), характеризующиеся разнообразным вещественным составом и металлогенической специализацией (Fe, Fe-Ti, PGE-Cu-Ni, Au) (Салихов и др., 2019). На севере ЗМЗ выделяются наурузовский габброноритовый, утлыкташский габбро-диоритовый и улугуртауский лампрофир-долеритовый комплексы. Первые два характеризуются наличием довольно крупных конформных тел габброидов, относительно богатых Fe-Ti-оксидами, а последний включает многочисленные маломощные дайки, секущие более ранние интрузии. С Утлыкташским массивом связано мелкое Канакайское скарново-магнетитовое месторождение (Рахимов и др., 2023), отрабатывавшееся на рубеже XIX–XX вв. и в 2014–2020 гг.

Согласно общим представлениям генезис Ti-Fe-оксидной минерализации в габброидах связан либо с кристаллизацией ферробазальтовой магмы, либо несмесимого высокожелезистого расплава (Hurai et al., 1998; Zhou et al., 2013; Шарков и др., 2018). Реже происхождение Ti-Fe-оксидов связывается с гидротермальными процессами (Zeng et al., 2022). Для обоснования моделей формирования Ti-Fe-минерализации подробно изучаются типы парагенетических минеральных ассоциаций, морфология выделений, особенности их распределения внутри интрузии, а также геохимические характеристики руд и отдельных минералов (Abdel-Karim, 2009; Howarth et al., 2013; Tan et al., 2016; Козлов и др., 2022). Нередко в одних и тех же породных ассоциациях выделяют несколько генераций Ti-Fe-оксидов, связанных с различными процессами, такими как степень дифференциации, дегазации или контаминации расплава (Hurai et al., 1998; Clynne, 1999; Ryabchikov et al., 2012; Liu et al., 2014). Иногда при уточнении условий формирования Ti-Fe-оксидной минерализации особое значение придают изучению степени разнообразия минеральных фаз в структурах распада первичных Ti-Fe-оксидов, величине

* Ответственный автор: Ильдар Рашитович Рахимов
e-mail: rigel92@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

соотношения одной фазы к другой, особенностям их метасоматических изменений (Turner et al., 2008; Xu et al., 2022; Шабашев, 2022).

На Урале известны крупные титаномагнетитовые и титаномагнетит-ильменитовые месторождения (Качканарская группа, Кусинско-Копанская группа, Первоуральское) рифейского и палеозойского возраста (Иванов, 1997; Холоднов, 2006; Бузмаков, Володина, 2022), приуроченные к рифтогенным расслоенным и концентрически-зональным массивам. В Магнитогорской мегазоне известно крупное месторождение Малый Куйбас, включающее как метасоматические скарново-магнетитовые, так и магматические титаномагнетитовые руды, и связанное с рифтогенной габбро-гранитной интрузией (Холоднов, 2006). Примеры Ti-Fe месторождений, связанных с постсубдукционной перестройкой геологических структур на Урале, авторам неизвестны. В настоящей статье впервые рассматриваются особенности происхождения Ti-Fe-оксидной минерализации в двух постостроводужных габброидных комплексах северной части Западно-Магнитогорской зоны – наурузовском и утлыкташском. На основе минералого-геохимических исследований обсуждаются модель её формирования и перспективы.

2. Геологическое строение и петрографическая характеристика постостроводужных габброидов Западно-Магнитогорской зоны

Наурузовский комплекс представлен несколькими варьирующими по мощности силлами, приуроченными к западному крылу Верхнеуральской синклинали (рис. 1а). По геологическим данным его возраст принят за D_3fm. Всего насчитывается не менее трёх силлов, расположенных в направлении с востока на запад. Крупнейшим является Наурузовский массив, который раньше интерпретировался как лакколит (Рахимов, 2017). Он пересечён р. Урал и, по нашим новым наблюдениям, представляет собой силл протяжённостью 9–10 км по азимуту СВ 30° с мощностью 0.3–0.5 км (рис. 1а). Силл размещается в кремнистых отложениях бугулыгырской свиты (D_2) между толщами туфов карамалыташсой свиты (D_2) (с запада) и алевропесчаников улутауской свиты (D_{2-3}) (с востока). Восточный контакт силла с алевропесчаниками чёткий, угол его падения 57°, падение юго-восточное.

Основной объём Наурузовского силла выполнен порфировидными норитами и габброноритами (рис. 2б) с мелко-среднезернистой габбровой, реже долеритовой структурой (рис. 2а). Долериты развиты вблизи контактов массива с вмещающими породами, а нориты встречены только на вершине холма у с. Науруз в западной части силла. Также в средней части массива в обнажении у дороги в с. Науруз встречено жилообразное тело рогово-обманковых долеритов мощностью около 15 м, которое, судя по его вещественному составу, может быть интрузией более молодого басаевского комплекса (Рахимов, 2017). Главными минералами пород Наурузовского силла являются плагиоклаз (до 80–85 об. %, обычно 70–75%) и ортопироксен (до 60–65 об. %, обычно 15–20%). Количество клинопироксена редко превышает 5 %, а титаномагнетита

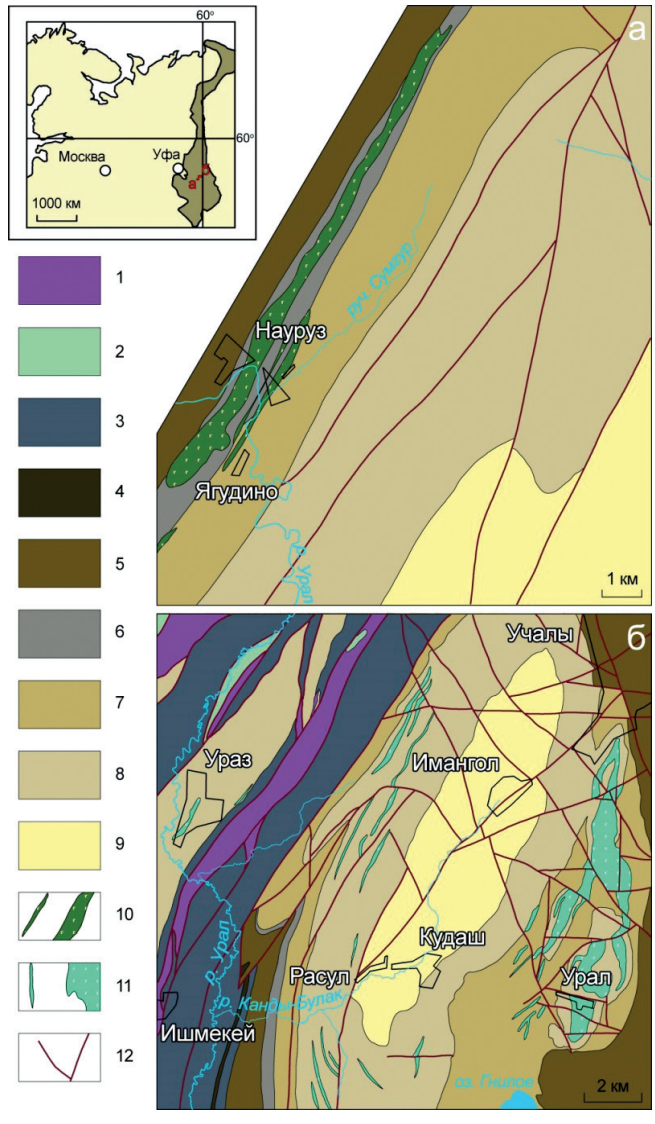


Рис. 1. Геологические карты ареалов распространения наурузовского (а) и утлыкташского (б) комплексов Западно-Магнитогорской зоны по (Анисимов и др., 1978; Кац и др., 1980): 1 – раннепалеозойские офиолиты; 2 – вулканогенно-осадочные комплексы ордовика–силура; 3–9 – вулканогенно-осадочные комплексы девона: 3 – ирендыкская свита (D_{1-2}), 4 – уразовскся толща (D_2), 5 – карамалыташская свита (D_2), 6 – бугулыгырская толща (D_2), 7 – улутауская свита (D_{2-3}), 8 – мукасовская свита (D_3), 9 – зилаирская свита (D_3); 10 – наурузовский габброидный комплекс (D_3), 11 – утлыкташский габброидный комплекс (C_1), 12 – разрывные нарушения

варьирует от 1 до 10 об. %, в среднем ~3%. Породы подвержены метасоматизации, выраженной альбитизацией и соссюритизацией плагиоклаза, а также частичным или полным замещением ортопироксена серпентином (реже амфиболом), клинопироксена – хлоритом, титаномагнетита – лейкоксеном.

Утлыкташский комплекс представлен несколькими (не менее семи) субпластовыми интрузиями, локализованными в бортах Имангуловской мульды (рис. 1б). Предположительный возраст комплекса по геологическим данным C_1t. Крупнейшим массивом является Утлыкташский лополит, вытянутый вдоль Восточно-Утлыкташского разлома, срезающего восточное крыло Имангуловской мульды, на 11 км при мощности не менее 0.2 км. Наиболее доступная для изучения южная часть

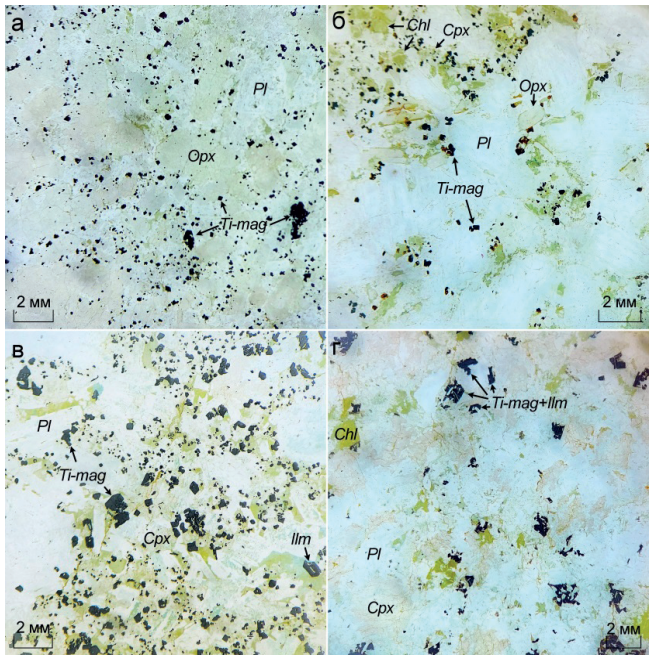


Рис. 2. Микрофотографии Ti-Fe-минерализованных пород наурузовского (а, б) и утлыкташского (в, г) комплексов: а – норит, б – габбронорит, в–г – габбро. Chl = хлорит, Cpx = клинопироксен, Ilm = ильменит, Opx = ортопироксен, Pl = плагиоклаз, Ti-mag = титаномагнетит

массива выражена холмом с абсолютной отметкой 737 м. Лополит слабо дифференцирован: нижняя часть массива относительно богата клинопироксеном и рудными минералами, а кверху их количество убывает и в привершинной части развиты существенно плагиоклазовые разности. Вмещающими породами интрузий утлыкташского комплекса являются в основном кремнистые и глинистые сланцы мукасовской свиты (D_3), а также алевропесчаники и туфопесчаники улутауской свиты ($D_{2–3}$).

В нижней части Утлыкташского лополита развиты «классические» среднезернистые габбро с идиоморфным плагиоклазом (60–70 об. %), субидиоморфным клинопироксеном (15–25 об. %) и ксеноморфным рудным минералом (5–15 об. %). Большая часть массива выполнена мезократовыми габбро с габброофитовой структурой. В вершинной части развиты лейкократовые породы (плагиоклаза до 90 об. %) с офитовой структурой. Маломощные интрузии (силлы?), локализованные в западном борту Имангуловской мульды (Уразовская, Имангуловская группа), довольно однородны и сложены мезократовыми габбро с габброофитовой структурой. Породы комплекса метасоматизированы, что выражено в альбитизации плагиоклаза, хлоритизации клинопироксена и лейкоксенизации рудных минералов.

3. Методика

Геологические маршруты с описанием обнажений и пробоотбором проводились в 2013, 2018 и 2022 гг.

Состав пород определён рентгенофлуоресцентным методом в Институте геологии УФИЦ РАН (Уфа) для 51 пробы при помощи энергодисперсионного спектрометра X-Calibur (Израиль). Пределы обнаружений для петрогенных элементов составляли от 0.01 до 0.02 мас. %, для V, Ni и Cr – в диапазоне 5–10 г/т. Для построения калибровочных графиков использовались аттестованные государственные образцы магматических пород.

Микроскопические исследования проводились с помощью оптического микроскопа Carl Zeiss Axioskop 40 (Германия) и электронного микроскопа Tescan Vega Compact (Чехия) в ИГ УФИЦ РАН. Определение состава минералов выполнено при помощи ЭДС-детектора Xplorer 15 Oxford Instruments (Великобритания). При съёмке использованы следующие установки: ускоряющее напряжение 20 кВ, ток зонда в диапазоне 3–4 нА.

Микрозондовый анализ минералов проводился на приборе JXA–8230 (JEOL, Япония) в Аналитическом центре мультиэлементных и изотопных исследований на базе Института геологии и минералогии СО РАН (Новосибирск). Условия анализа: ток зонда – 50 нА, ускоряющее напряжение – 20 кВ, диаметр пучка 1 μм. Для калибровки в качестве стандартов использовались: чистые металлы, оксиды металлов и синтетические соединения.

4. Результаты

4.1. Химический состав пород

4.1.1. Наурузовский комплекс

В породах Наурузовского силла отмечается выдержанное содержание SiO_2, в то же время существенно вариативны содержания других петрохимических компонентов (в мас. %): TiO_2 – 0.8–1.6; Al_2O_3 – 10.9–21.5; $Fe_2O_3^*$ – 8.4–20.1 (где $Fe_2O_3^* = FeO \times 1.1114 + Fe_2O_3$); MgO – 2.0–8.8; CaO – 3.9–10.0; Na_2O – 1.1–4.3; K_2O – 0.4–2.0. Это обусловлено различными соотношениями между собой главных породообразующих силикатов – плагиоклаза, ортопироксена и клинопироксена, характеризующихся близким содержанием SiO_2, но разным содержанием других элементов. По соотношению SiO_2 и суммы щелочных оксидов ($Na_2O + K_2O$ – 2.0–5.5 мас. %) – это нормально- и умереннощелочные габбро. Коэффициент фракционирования Уэйджера – Дира *f* (где $100 \times (Fe_2O_3 + FeO)/(MgO + Fe_2O_3 + FeO)$) варьирует от 66 до 81 (т.е. достигает значений феррогаббро). Коэффициент титанистости $k^{Ti} = 100 \times TiO_2/(Fe_2O_3 + FeO)$ варьирует от 6.7 до 13.1. Содержание TiO_2 не коррелирует с SiO_2, отрицательно коррелирует с Al_2O_3 (r = –0.79) и CaO (r = –0.74), и положительно коррелирует с $Fe_2O_3^*$ (r = +0.69), слабо положительно – с MgO (r = +0.48). Эти закономерности характеризуют обеднённость в TiO_2 пород, богатых плагиоклазом, и обогащённость – богатых пироксеном, но само количество титана в основном контролируется содержанием Ti-Fe-оксидов. На диаграмме Al_2O_3–TiO_2 (рис. 3а) точки составов образуют один главный тренд и два побочных, резко отклоняющихся от него. В группу наиболее богатых TiO_2 и бедных Al_2O_3 входят нориты с высоким содержанием ортопироксена, они же образуют обособленное поле и на диаграмме $Fe_2O_3^*$–TiO_2 (рис. 3б). Эти породы также содержат самые высокие концентрации V (до 430 г/т), Cr (до 120 г/т), Ni (до 30 г/т) и имеют самые низкие значения k^{Ti} = 6.7–10.9. Химический состав пород представлен в табл. 1.

4.1.2. Утлыкташский комплекс

В породах утлыкташского комплекса вариативны содержания всех петрогенных оксидов (в мас. %): SiO_2 – 45.3–61.8; TiO_2 – 0.8–2.9; Al_2O_3 – 12.2–17.6;

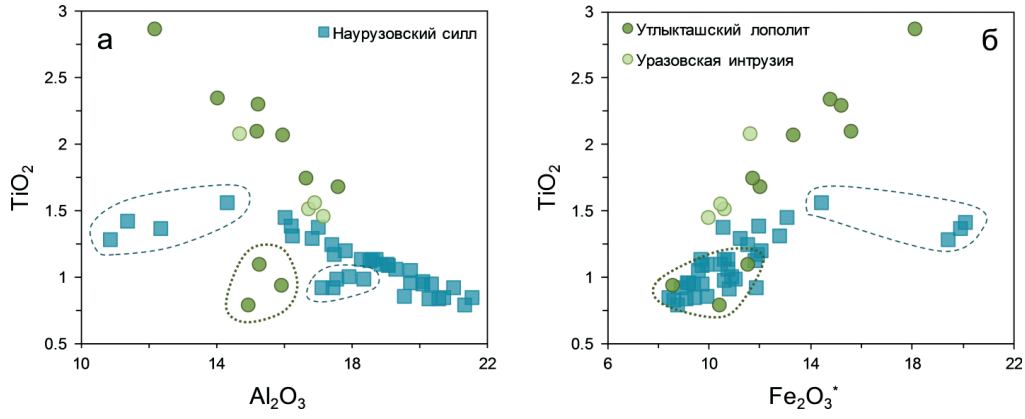


Рис. 3. Диаграммы Al_2O_3–TiO_2 (а) и $Fe_2O_3^*$–TiO_2 (б) для габброидов наурузовского (Наурузовский силл) и утлыкташского (Утлыкташский лополит, Уразовская интрузия) комплексов. Пунктирными линиями показаны точки, отклоняющиеся от общих трендов; $Fe_2O_3^* = FeO \times 1.1114 + Fe_2O_3$

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Элемент	D_2-13	U_{18}-62	U_{18}-98	U_{18}-103	U_{18}-107	D_1-13	D_1-16	U_{18}-8	U_{18}-16	U_{18}-35
SiO_2	51.73	51.67	48.94	51.58	52.38	61.76	47.21	45.27	48.40	54.41
TiO_2	1.29	1.25	0.92	1.57	0.85	0.79	2.87	1.75	2.08	2.08
Al_2O_3	10.87	17.40	17.41	14.29	21.51	14.90	12.15	16.63	15.95	14.67
$Fe_2O_3^*$	19.37	11.49	10.76	14.37	8.39	10.38	18.07	11.67	13.27	11.61
MnO	0.25	0.17	0.18	0.24	0.12	0.24	0.26	0.17	0.24	0.21
MgO	8.79	3.30	5.48	3.36	1.98	0.71	4.29	8.11	4.59	3.53
CaO	5.72	6.98	9.43	7.17	9.42	2.47	8.72	9.27	7.29	5.79
Na_2O	1.12	3.19	2.37	4.28	2.74	4.91	2.77	2.85	4.19	4.58
K_2O	0.86	2.04	0.91	1.25	1.21	0.45	0.96	0.82	1.29	0.46
P_2O_5	0.24	0.28	0.17	0.34	0.28	0.22	0.16	0.38	0.34	0.53
S^*	<0.01	0.01	<0.01	0.01	0.07	0.01	0.02	0.10	0.01	0.08
ППП	0.43	2.61	3.90	2.08	1.34	2.17	1.90	3.73	2.27	2.27
Сумма	100.67	100.39	100.48	100.55	100.29	99.02	99.38	100.74	99.92	100.21
Cr	120	43	69	65	49	0	0	114	52	21
Ni	30	<10	29	<10	<10	<10	<10	101	<10	<10
V	430	197	132	246	110	89	545	234	300	256
Петрохимические индексы										
f	69	78	66	81	81	94	74	59	74	77
k^{Ti}	6.7	10.9	8.6	10.9	10.1	7.7	15.6	15.0	15.6	17.9

Табл. 1. Представительные химические анализы габброидов наурузовского и утлыкташского комплексов в мас. %, микроэлементы в г/т. Примечание: всё железо представлено в виде $Fe_2O_3^*$, вся сера представлена в виде S^*; 1–5 – Наурузовский силл, 6–9 – Утлыкташский лополит, 10 – Уразовская интрузия

$Fe_2O_3^*$ – 8.6–18.1; MgO – 0.7–8.1; CaO – 2.3–10.0; Na_2O – 2.0–5.9; K_2O – 0.3–1.5. Согласно соотношению SiO_2 и суммы $Na_2O + K_2O$ (3.0–7.2 мас. %) они отвечают нормально- и умереннощелочным габбро и диоритам. Коэффициент *f* составляет 59–94, что частично соответствует феррогаббро, а величина k^{Ti} составляет 7.7–17.9. Вариации содержаний петрохимических компонентов в габбро Уразовской интрузии перекрываются диапазоном их содержаний в габброидах Утлыкташского лополита, но коррелятивные отношения между TiO_2 и другими элементами в породах двух массивах сильно разнятся. Содержание TiO_2 в габбро–диоритах Утлыкташского лополита слабо отрицательно коррелирует с Al_2O_3 (r = –0.49) и положительно коррелирует с $Fe_2O_3^*$ (r = +0.93), MgO (r = +0.58) и CaO (r = +0.74). В то же время в габбро Уразовской интрузии содержание TiO_2 чётко отрицательно коррелирует с Al_2O_3 (r = –0.99), MgO (r = –0.87) и CaO (r = –0.99), положительно – с $Fe_2O_3^*$ (r = +0.96). Такие различия связаны с тем, что Fe-Ti-оксиды в Утлыкташском лополите в основном приурочены к донной более мафической части, а в Уразовской интрузии расслоенность не выявлена, и неоднородность содержаний TiO_2 и $Fe_2O_3^*$ зависит от других причин, которые предстоит выяснить. На диаграммах Al_2O_3–TiO_2 и $Fe_2O_3^*$–TiO_2 (рис. 3) точки составов габброидов Утлыкташского лополита и Уразовской интрузии образуют единые тренды, однако наиболее кислые разности из верхней части лополита смещены от этих трендов, образуя обособленные поля. Самые высокие концентрации V (до 545 г/т), Cr (до 126 г/т), Ni (до 101 г/т) отмечаются обычно в высокотитанистых породах с k^{Ti} = 14.6–17.9 и низкими значениями *f* = 59–82.

4.2. Породообразующие минералы

4.2.1. Наурузовский комплекс

Состав пород Наурузовского силла определяется соотношениями плагиоклаза и ортопироксена, в меньшей степени оказывают влияние клинопироксен и титаномагнетит.

Плагиоклаз встречается в виде таблитчатых фенокристов длиной до 10 мм в поперечнике и зёрен основной массы (обычно 0.2–0.6 мм). Также он образует включения с округлыми контурами в ортопироксене. Состав плагиоклаза варьирует от An_{91} в центре зёрен до An_{39} в каймах, большинство анализов отвечают битовниту и лабрадору (рис. 4а). Среди изученных зёрен встречаются обогашённые калием (количество ортоклазового минала 3.2–5.7 мол. %) и обеднённые ($Or_{0–2}$). Первые характеризуются пониженным содержанием FeO (0.58–0.75 мас. %) и повышенным TiO_2 (до 0.2 мас. %), а вторые – наоборот (FeO – до 2.3 мас. %, TiO_2 ≤0.05 мас. %).

Ортопироксен образует призматические кристаллы размером до 6 мм, иногда встречаются ксеноморфные угловатые выделения в интерстициях кристаллов плагиоклаза. Кроме того, ортопироксен выполняет включения размером до 100 мкм в крупных зёрнах титаномагнетита (рис. 5ж). Основное количество анализов ортопироксена на классификационной диаграмме попадают в поле энстатита (рис. 4б). Количество энстатитового минала варьирует в диапазоне 43–64 мол. %, ферросилитового – 31–55 мол. %, а волластонитового не превышает 9 мол. %. Содержание TiO_2 и Al_2O_3 варьирует от 0.1 и 0.3 (в ферросилите) до 1.5 и 2.0 мас. % (в энстатите), соответственно.

Клинопироксен обычно образует субидиоморфные и ксеноморфные зёрна в интерстициях, по составу отвечая авгиту (рис. 3б): ($Wo_{38–43}En_{27–41}Fs_{20–30}$). Содержания TiO_2 и Al_2O_3 в нём варьируют в пределах 0.35–3.13 и 1.48–2.44 мас. %, соответственно.

4.2.2. Утлыкташский комплекс

В породах утлыкташского комплекса первичный плагиоклаз нацело альбитизирован, как в Утлыкташском лополите, так и в Уразовской интрузии. Это совершенно не отразилось на структуре породы, форма бывшего Са-плагиоклаза отчётлива: это таблитчатые зёрна размером 0.3–8 мм, в среднем 1–2 мм. Все анализы минерала попадают в поле альбита, в небольшом количестве развиты анортоклаз и калишпат (рис. 4а). Клинопироксен образует два типа выделений: 1) субидиоморфные и реже идиоморфные короткопризматические кристаллы размером от 0.1 до 5 мм, 2) резко ксеноморфные ойкокристаллы в интерстициях кристаллов плагиоклаза размером 0.5–3 мм. При этом состав клинопироксена очень выдержан ($Wo_{43–48}En_{41–45}Fs_{8–16}$): на треугольной диаграмме точки образуют плотный рой в поле диопсида и на границе диопсида с авгитом (рис. 4б). Примесь TiO_2 в нём варьирует в пределах 0.68–1.77 мас. %, а Al_2O_3 – 1.43–4.08 мас. %.

4.3. Ti-Fe-оксидная минерализация

4.3.1. Наурузовский комплекс

В Наурузовском силле обнаружены следующие рудные минералы: титаномагнетит, ильменит, титанит, борнит, кобальтин, халькопирит. Первые два являются первичными и наиболее распространёнными, а третий – продукт их низкотемпературных изменений. Сульфиды рассеяны в породе в виде микронных зёрен (зёрна борнита иногда достигают 50–100 мкм в поперечнике) в силикатной матрице в ассоциации с вторичными минералами (кварцем, альбитом, пренитом). Борнит часто встречается и в виде включений в титаномагнетите, обычно локализуясь в трещинках.

Титаномагнетит является наиболее распространённым Ti-Fe оксидом Наурузовского силла, который образует три типа выделений: 1) мелкие округлые включения в первичных силикатах – Ti-mag-I, 2) субидиоморфные и реже идиоморфные кристаллы – Ti-mag-II, 3) крупные ксеноморфные зёрна – Ti-mag-III.

1) Ti-mag-I представлен сфероидными и эллипсоидными выделениями размером 10–30 мкм, которые чаще всего тяготеют к каймам кристаллов ортопироксена (рис. 5а–в). В большинстве случаев такие выделения однородны и не затронуты вторичными процессами. Изредка встречаются неоднородные выделения, в которых наблюдаются ламеллиевидные участки (рис. 5а), обогащённые Fe и Zn относительно матрицы. В целом общее количество Ti-mag-I относительно других типов ничтожно мало. Особенностями его химического состава являются умеренная величина Ti/V (6–8) и относительная обогащённость Cr_2O_3, Al_2O_3, ZnO и NiO в сравнении с другими

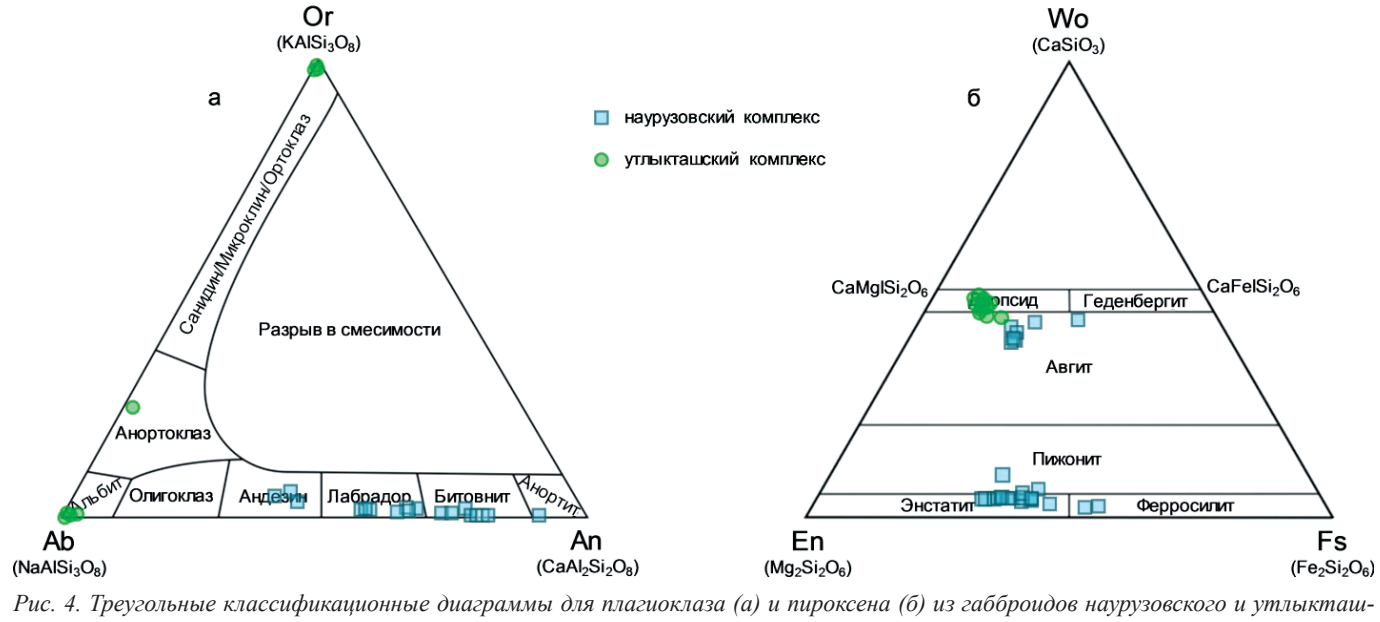


Рис. 4. Треугольные классификационные диаграммы для плагиоклаза (а) и пироксена (б) из габброидов наурузовского и утлыкташского комплексов

типами титаномагнетитов (табл. 2). Содержание TiO_2 варьирует в диапазоне 12.1–18.1 мас. % (в одном анализе 7.9 мас. %). На диаграмме $MnO–V_2O_5$ (рис. 6а) наблюдается чёткая прямая корреляция, не характерная для других типов титаномагнетита. Также прямая корреляция намечается между содержаниями Cr_2O_3 и NiO (рис. 6в).

2) Ti-mag-II образует рассеянную вкрапленность из субидиоморфных и идиоморфных зёрен ромбододекаэдрического облика размером обычно от 50 до 200 мкм и реже скелетных кристаллов, равномерно распределённую в породе между крупными выделениями ортопироксена и плагиоклаза (рис. 2а, б). В количественном отношении это наиболее распространённый тип титаномагнетита. Кристаллы находятся в срастании с мелкими зёрнами плагиоклаза, орто- и клинопироксена (рис. 5б, в, д), иногда образуют включения в последнем, встречаются сростки из 2-3 зёрен титаномагнетита. Нередки включения перечисленных силикатов в Ti-mag-II. Особенностью Ti-mag-II является наличие в зёрнах закономерно ориентированных пластинчатых выделений ильменита (рис. 5в, д). Редко встречаются зёрна без выделений ильменита. Иногда в зёрнах Ti-mag-II по трещинам развита ажурная сеть титанита. В Ti-mag-II содержание TiO_2 варьирует от 7.4 до 19.3 мас. % (в одном анализе 24 мас. %), а величина Ti/V (7–16) вариативнее и выше, чем в Ti-mag-I. Содержания примесей сильно варьируют, что связано с тем, что отдельные зёрна существенно различаются между собой по химическому составу. В частности, на бинарных диаграммах $MnO–V_2O_5$ и Cr_2O_3–NiO (рис. 6а, в) они образуют несколько групп, различающихся пониженными или повышенными концентрациями примесей. Иногда встречаются слабозональные зёрна, в которых кайма обогащена Si, Ca, Ti, но обеднена Al и V относительно ядра. Отметим, что в трёх разных пробах габброидов из разных зон массива состав Ti-mag-II оказался близок.

3) Ti-mag-III обычно слагает более редкие, но крупные ксеноморфные зёрна размером до 2 мм, поэтому в массовом отношении уступает Ti-mag-II не столь значительно. Реже встречаются частично ограненные зёрна, но как правило они мелкие. В этих зёрнах всегда присутствуют разнообразные выделения ильменита, а также многочисленные включения силикатов – ортопироксена, плагиоклаза, клинопироксена, хлорита. В Ti-mag-III широко развиты включения ортопироксена, в которых иногда встречаются включения Ti-mag-I (рис. 5г). Содержание TiO_2 в Ti-mag-III наиболее стабильно (11.4–16.4 мас. %), величина Ti/V (2.0–10.3) варьирует, но в среднем (5.2) самая низкая среди всех типов титаномагнетита. Также ему характерны умеренные (промежуточные между Ti-mag-I и II) содержания многих элементов-примесей (рис. 6а, в).

Ильменит – второй по распространённости Ti-Fe оксид в габброидах Наурузовского силла, который не образует самостоятельных кристаллов, а встречается лишь в составных зёрнах в срастаниях с титаномагнетитом. Выделено два морфологических типа ильменита: 1) пластинчатые ориентированные выделения с ровными границами – Ilm-I и 2) разнообразные по форме хаотично расположенные выделения – Ilm-II.

1) Ilm-I встречается в зёрнах Ti-mag-II, которые традиционно рассматриваются как структуры распада (рис. 5в, д). Изредка Ilm-I представлен более толстыми, чем

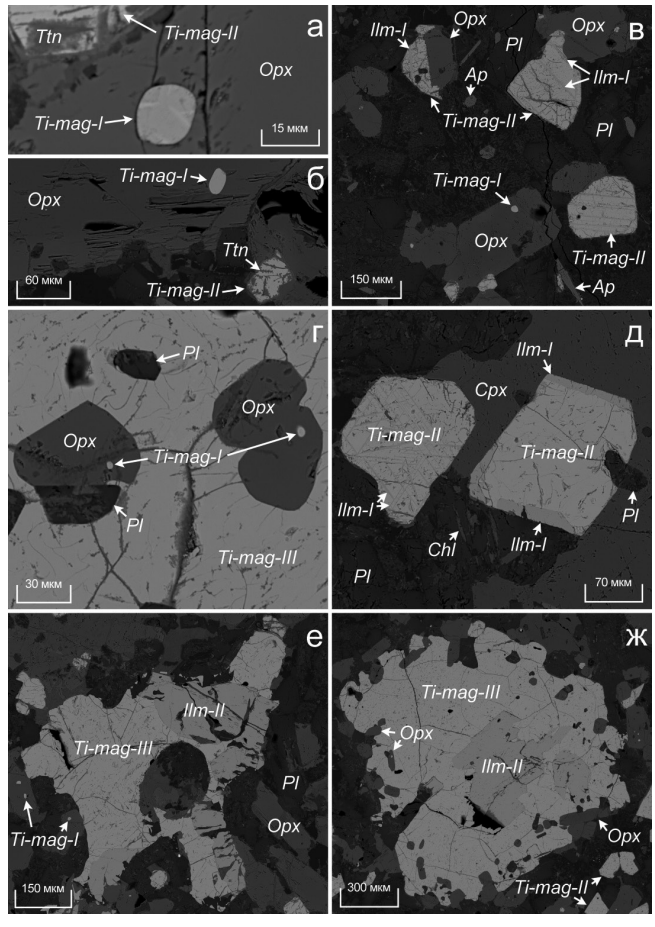


Рис. 5. Микрофотографии (BSE) Ti-Fe-оксидов в габброидах Наурузовского силла: (а) и (б) округлые включения титаномагнетита в ортопироксене, (в) субидиоформные выделения титаномагнетита с ламелями ильменита, (г) округлые включения титаномагнетита во включениях ортопироксена в ксеноморфном титаномагнетите, (д) субидиоморфное и идиоморфное зёрна титаномагнетита с ламелями ильменита, (е) и (ж) ксеноморфные ильменит-титаномагнетитовые срастания. Ap = апатит, Cpx = клинопироксен, Ilm = ильменит, Opx = ортопироксен, Pl = плагиоклаз, Ti-mag = титаномагнетит, Ttn = титаномагнетит

в ориентированных ламелях, субпластинчатыми извилистыми выделениями, распределёнными по краям зёрен Ti-mag-II (рис. 5д).

2) Ilm-II как правило резко ксеноморфен, распределён внутри Ti-mag-III неравномерно, при этом нередко содержит угловатые или округлые включения последнего. Иногда Ilm-II образует округлые и частично ограненные зёрна в титаномагнетите (рис. 5е, ж). В краевых частях зёрен Ti-mag-III ильменит образует эвтектические срастания с силикатами (плагиоклазом, ортопироксеном и др. минералами) (рис. 5е).

По химическому составу Ilm-I и Ilm-II очень близки, на диаграмме $MnO–V_2O_5$ (рис. 6б) они образуют единый тренд, отражающий негативную корреляцию между этими элементами. Существенное их различие обнаружено лишь по содержаниям CaO, определёнными по ЭДС: 0.39 мас. % в Ilm-I и 0.04 мас. % в Ilm-II в среднем соответственно.

4.3.2. Утлыкташский комплекс

В габброидах Утлыкташского лополита и Уразовской интрузии выявлены следующие рудные минералы:

Титаномагнетит												
№	Тип	TiO_2	FeO	Fe_2O_3**	MnO	ZnO	MgO	Al_2O_3	SiO_2	Cr_2O_3	V_2O_5	Total
1	I	12.69	42.18	34.94	0.17	0.47	0.03	2.86	0.61	0.37	1.54	92.37
2	I	14.53	44.12	33.50	0.39	0.06	0.16	3.41	0.14	0.51	1.72	95.22
3	I	14.59	43.49	32.56	0.27	0.18	bdl	2.88	0.07	0.39	1.65	92.82
4*	I	14.41	43.03	30.88	0.51	0.12	0.40	2.72	0.89	0.28	2.06	92.21
5	II	12.33	42.61	37.10	0.03	0.06	bdl	3.54	0.13	0.81	1.61	94.51
6	II	13.25	43.49	34.65	0.05	0.06	0.04	3.89	0.19	0.83	1.62	94.62
7	II	12.88	43.71	35.62	0.06	0.04	0.02	2.02	0.97	0.76	1.38	93.89
8	II	7.38	40.60	40.24	0.06	bdl	bdl	0.22	3.59	0.04	1.33	89.43
9	II	10.70	40.63	44.37	0.03	0.13	bdl	1.46	0.08	0.02	0.86	93.83
10	II	11.43	41.18	43.14	0.03	0.04	bdl	1.01	0.08	0.03	0.90	93.53
11	II	18.76	46.79	29.06	1.46	0.23	bdl	1.41	0.07	0.15	1.09	96.11
12	II	19.29	47.18	27.58	1.32	0.04	bdl	0.99	0.10	0.15	1.10	94.99
13	II	15.20	46.88	24.73	0.15	0.15	0.10	1.24	3.14	0.12	1.10	90.34
14	II	16.47	45.51	32.66	0.44	0.19	0.01	1.27	0.18	0.14	1.07	94.67
15	II	13.13	42.97	39.25	0.08	0.19	bdl	1.44	0.15	0.15	1.28	94.71
16*	II	16.21	44.93	30.91	0.61	bdl	0.02	1.50	0.50	0.15	1.58	93.30
17	III	12.40	41.51	39.90	0.13	0.13	bdl	0.96	0.13	0.14	1.09	92.39
18	III	15.58	44.35	33.70	0.88	0.11	bdl	1.83	0.07	0.29	1.38	94.81
19	III	15.29	44.06	33.91	0.89	0.12	bdl	1.89	0.08	0.38	1.53	94.76
20*	III	12.54	41.92	37.18	0.27	0.02	0.02	1.64	0.27	0.47	2.47	93.07
Ильменит												
21	I	45.52	45.59	0	4.25	0.01	0.03	0.22	1.44	0.06	0.31	97.42
22	I	48.88	46.04	0	3.59	0.01	0.02	0.10	0.09	0.04	0.25	99.02
23*	I	47.16	46.76	0	3.18	bdl	0.01	0.11	0.48	bdl	0.62	98.32
24	II	47.47	48.37	0	3.77	0.02	0.01	0.10	0.01	0.06	0.36	100.16
25	II	45.10	46.00	0	4.41	0.02	0.01	0.11	0.51	0.08	0.28	96.52
26	II	47.29	48.50	0	3.41	0.01	0.05	0.12	bdl	0.07	0.39	99.84
27*	II	47.52	48.08	0	2.84	bdl	0.06	0.09	0.18	bdl	0.92	99.69
Формульные коэффициенты, титаномагнетит (O=4)												
№	Тип	Ti	Fe^{2+}	Fe^{3+}	Mn	Zn	Mg	Al	Si	Cr	V	Total
1	I	0.372	1.375	1.025	0.006	0.013	0.002	0.131	0.024	0.011	0.040	3.000
2	I	0.413	1.395	0.953	0.013	0.002	0.009	0.152	0.005	0.015	0.043	3.000
3	I	0.427	1.416	0.954	0.009	0.005	0	0.132	0.003	0.012	0.042	3.000
4*	I	0.421	1.397	0.902	0.017	0.004	0.023	0.124	0.035	0.009	0.053	2.985
5	II	0.353	1.355	1.062	0.001	0.002	0	0.159	0.005	0.024	0.041	3.000
6	II	0.378	1.380	0.989	0.002	0.002	0.002	0.174	0.007	0.025	0.041	3.000
7	II	0.373	1.406	1.031	0.002	0.001	0.001	0.092	0.037	0.023	0.035	3.000
8	II	0.223	1.366	1.218	0.002	0	0	0.010	0.144	0.001	0.035	3.000
9	II	0.310	1.308	1.286	0.001	0.004	0	0.066	0.003	0.001	0.022	3.000
10	II	0.333	1.334	1.258	0.001	0.001	0	0.046	0.003	0.001	0.023	3.000
11	II	0.535	1.484	0.829	0.047	0.006	0	0.063	0.002	0.005	0.027	3.000
12	II	0.558	1.518	0.798	0.043	0.001	0	0.045	0.004	0.005	0.028	3.000
13	II	0.457	1.567	0.744	0.005	0.004	0.006	0.059	0.126	0.004	0.029	3.000
14	II	0.476	1.463	0.945	0.014	0.005	0.001	0.058	0.007	0.004	0.027	3.000
15	II	0.378	1.376	1.131	0.003	0.005	0	0.065	0.006	0.004	0.032	3.000
16*	II	0.473	1.457	0.902	0.020	0	0.001	0.069	0.019	0.005	0.041	2.986
17	III	0.367	1.364	1.180	0.004	0.004	0	0.045	0.005	0.004	0.028	3.000
18	III	0.449	1.420	0.971	0.029	0.003	0	0.082	0.003	0.009	0.035	3.000
19	III	0.441	1.411	0.977	0.029	0.003	0	0.085	0.003	0.012	0.039	3.000
20*	III	0.368	1.366	1.090	0.009	0	0.001	0.075	0.011	0.014	0.064	2.998
Формульные коэффициенты, ильменит (O=3)												
21	I	0.878	0.978	0	0.092	0	0.001	0.007	0.037	0.001	0.005	1.999
22	I	0.934	0.978	0	0.077	0	0.001	0.003	0.002	0.001	0.004	2.000
23*	I	0.906	0.998	0	0.069	0	0	0.003	0.012	0	0.010	1.998
24	II	0.895	1.014	0	0.080	0	0	0.003	0	0.001	0.006	1.999
25	II	0.881	0.999	0	0.097	0	0	0.003	0.013	0.002	0.005	2.000
26	II	0.894	1.020	0	0.073	0	0.002	0.004	0	0.001	0.006	2.000
27*	II	0.896	1.008	0	0.060	0	0.002	0.003	0.005	0	0.015	1.989

*Табл. 2. Химический состав титаномагнетита и ильменита из габброидов наурузовского комплекса, мас. %. Примечание: *средние содержания по данным ЭДС (4, n = 13; 16, n = 31; 20, n = 18; 23, n = 21; 27, n = 14), остальные – анализы ВДС; ** рассчитано по стехиометрии; bdl – ниже предела обнаружения*

титаномагнетит, ильменит, магнетит, титанит, пирит, халькопирит, пирротин. Первые два являются самыми распространёнными, а вторые два – обычно продуктами их низкотемпературных преобразований. Среди сульфидов резко превалирует пирит, который в одном из образцов достигает 1 об. %, образуя кубоидные зёрна и их сростки размером до 1–2 мм, рассеянные в метасоматизированной силикатной матрице.

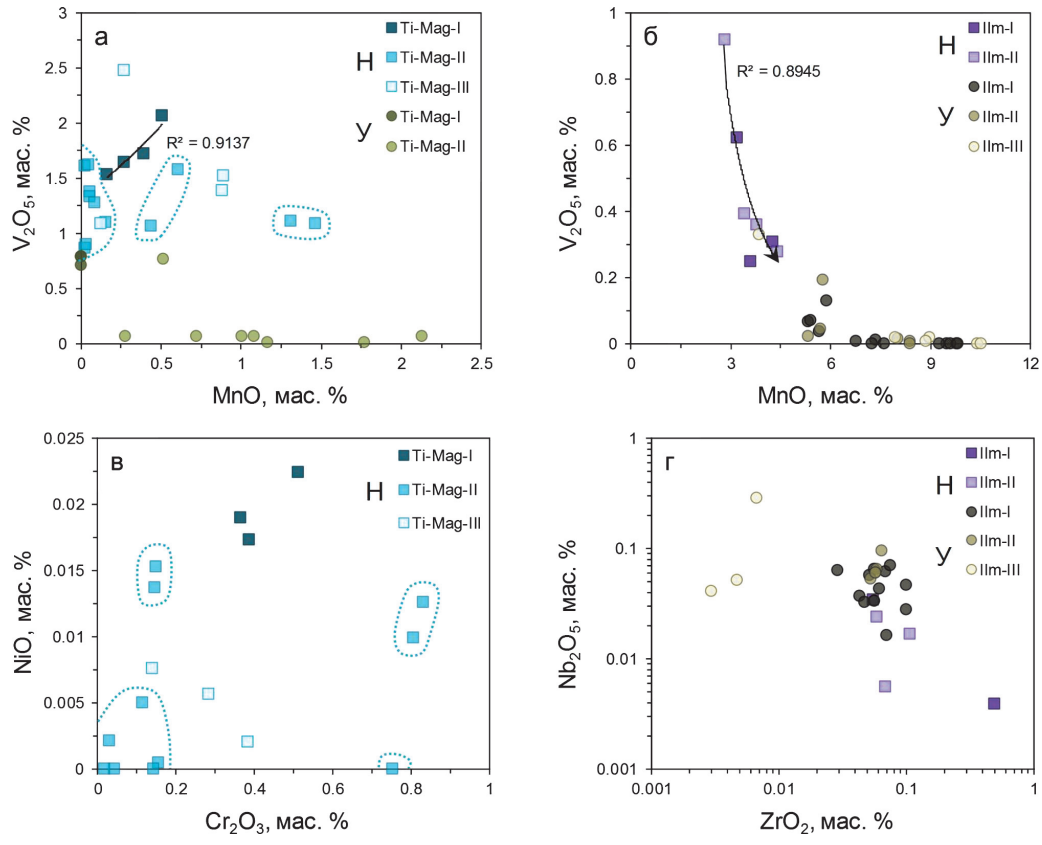


Рис. 6. Бинарные диаграммы для титаномагнетита и ильменита из габброидов наурузовского и утлыкташского комплексов. Сплошными линиями показаны тренды составов минералов, пунктирными линиями показаны группы составов Ti-mag-II в наурузовском комплексе, R^2 – величина достоверности аппроксимации

Титаномагнетит несколько преобладает над ильменитом, выделены два его морфологических типа: 1) идиоморфные и субидиоморфные мелкие кристаллы – Ti-mag-I; 2) более крупные ксеноморфные и субидиоморфные зёрна – Ti-mag-II.

1) Ti-mag-I редок и образует хорошо огранённые изометричные включения ромбододекаэдрического облика в клинопироксене (рис. 7а). Они имеют размер 20–50 мкм и развиты как в центральных, так и краевых частях зёрен клинопироксена. Иногда зёрна Ti-mag-I лейкоксенизированы по трещинам. Содержание TiO_2 в Ti-mag-I составляет 15.7–16.4 мас. %, величина Ti/V = 18.8–20.1, в нём широко варьирует количество Al_2O_3 (0.2–3.4 мас. %), характерной особенностью является очень низкая концентрация Mn (ниже предела обнаружения ЭДС (энергодисперсионного спектрометра), данные ВДС (волнодисперсионного спектрометра) отсутствуют).

2) Ti-mag-II развит широко, образуя относительно равномерную вкрапленность из различно огранённых зёрен размером 50–200 мкм в габброидах между кристаллами плагиоклаза (рис. 2в, г). Обычно он находится в срастании с клинопироксеном (часто хлоритизированным) и чаще всего частично или полностью лейкоксенизирован (рис. 7б, в, г). Замещение титаномагнетита титанитом выражено разнообразно: по кайме, по трещинам или пятнами. В почти полностью замещённых кристаллах нередко наблюдаются реликты Ti-mag-II (рис. 7г). Иногда изменённые зёрна представляют собой агрегат из закономерно сросшихся мельчайших кристаллов псевдобрукита, магнетита и титаномагнетита (рис. 7в). В габбро Уразовской интрузии встречаются зёрна бывшего Ti-mag-II, представленные тонкодисперсной смесью хлорита и титанита, в которой остались закономерно ориентированные выделения ильменита. В обогащённом сульфидами образце габбро Утлыкташского лополита встречаются агрегаты обрастания лейкоксенизированных зёрен Ti-mag-II пиритом. Содержание TiO_2 в Ti-mag-II варьирует в диапазоне 7.2–25.3 мас. % (количество ульвошпинелевой компоненты до 75.2 мол. %), соответственно величина Ti/V также сильно вариативна (137–1103). Стоит отметить, что именно в этом минерале отмечается значительное расхождение между анализами ВДС и ЭДС – по количеству V_2O_5 – микрозондовый анализ показывает гораздо более низкие содержания (табл. 3). Содержание MnO меняется от 0.3 до 2.1 мас. %, Al_2O_3 варьирует от 0.04 до 1.02 мас. %, количество Nb_2O_5 достигает 0.02 мас. % в одном анализе. Несмотря на указанные расхождения по двум аналитическим методикам, на диаграмме MnO–V_2O_5 поля составов Ti-mag-I и Ti-mag-II полностью обособлены друг от друга (рис. 6а).

Магнетит (TiO_2 2.4–5.1 мас. %) встречается внутри изменённых зёрен Ti-mag-II, образуя ксеноморфные выделения среди титанитовой матрицы. Иногда наблюдается в виде мелких червеобразных выделений в структурах распада и разложения титаномагнетита (рис. 7в). Содержание MnO в нём варьирует в пределах 0.0n–0.63 мас. %, а V_2O_5 – 0.0n–1.00 мас. % (по данным ЭДС).

Ильменит представлен тремя морфологическими типами выделений: 1) самостоятельными зёрнами Ilm-I, 2) пластинчатыми выделениями в структурах распада титаномагнетита Ilm-II, 3) разнообразными по форме ксеноморфными выделениями в срастании с титаномагнетитом Ilm-III.

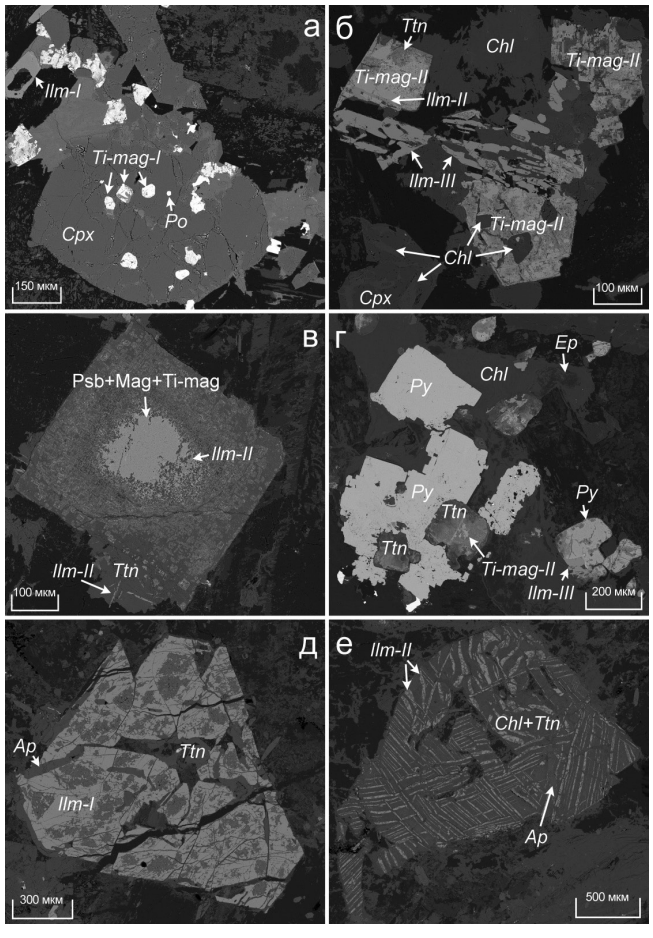


Рис. 7. Микрофотографии (BSE) Ti-Fe-оксидов в габброидах утлыкташского комплекса: (а) включения идиоморфного титаномагнетита в клинопироксене, (б) субидиморфные зёрна титаномагнетита и ксеноморфное выделение ильменита с эвтектической структурой, (в) реликтовая структура распада титаномагнетита в новообразованном титаните, (г) структуры обрастания пиритом титаномагнетита и срастания с ильменитом, (д) идиоморфное зерно ильменита, (е) ориентированные ламели ильменита в хлорит-титанитовом агрегате, заместившем титаномагнетит. Ap = апатит, Chl = хлорит, Cpx = клинопироксен, Ep = эпидот, Ilm = ильменит, Mag = магнетит, Pl = плагиоклаз, Po = пирротин, Psb = псевдобрукит, Py = пирит, Ti-mag = титаномагнетит, Ttn = титаномагнетит

1) Ilm-I образует вытянутые зёрна призматического облика, скелетные кристаллы с различной огранкой (рис. 7а), а также ксеноморфные пойкилитовые выделения. Они обычно ассоциируют с клинопироксеном, а их размеры варьируют от 50 до 200 мкм. В габбро Уразовской интрузии встречаются частично лейкоксенизированные крупные (до 1–1.5 мм) изометричные хорошо ограненные кристаллы Ilm-I с включениями апатита и силикатов (рис. 7д). Особенностями химического состава Ilm-I являются умеренно высокие содержания MnO (5.3–9.8 мас. %), низкое содержание CaO (0.03 мас. % по данным ЭДС) и постоянные примеси ZrO_2 (0.03–0.10 мас. %) и Nb_2O_5 (0.03–0.07 мас. %) (табл. 3). В весовом отношении это самый распространённый тип ильменита.

2) Ilm-II представлен ориентированными пластинчатыми или субпластинчатыми выделениями в Ti-mag-II, часто уже находящимися в титанитовой матрице, заместившей титаномагнетит (рис. 7б–г, е). Количество MnO в нём составляет 5.3–8.4 мас. %, ZrO_2 – 0.05–0.06 мас. %, Nb_2O_5 – 0.05–0.10 мас. %, а CaO – в среднем 0.14 мас. %. В весовом отношении этот тип ильменита уступает остальным.

3) Ilm-III встречается в виде резко ксеноморфных выделений размером до 1 мм, образуя эвтектические срастания с силикатной матрицей (рис. 7б). Местами Ilm-III нарастает на зёрна Ti-mag-II (рис. 7б) и, кроме того, образует срастания с пиритом (рис. 7г). Содержания примесей в нём наиболее вариативны: MnO – 3.3–10.1 мас. %; ZrO_2 – 0.0n–0.30 мас. %; Nb_2O_5 – 0.0n–0.28 мас. %; а количество CaO в среднем наиболее высокое – 0.21 мас. %. На диаграмме $MnO–V_2O_5$ (рис. 6б) составы всех типов ильменитов перекрываются, тогда как на диаграмме $Nb_2O_5–ZrO_2$ точки Ilm-III обособляются от других (рис. 6г).

Отметим, что по данным ВДС содержание V_2O_5 в ильменитах не превышает 0.07 мас. %, тогда как по данным ЭДС Ilm-I в среднем оно составляет 0.13 мас. %, в Ilm-II – 0.19 мас. %, а в Ilm-III – 0.33 мас. %.

4.3.3. Диаграмма «рутил–вюстит–гематит»

На треугольной диаграмме $Ti–Fe^{2+}–Fe^{3+}$ (рис. 8) в координатах «рутил–вюстит–гематит» (TiO_2–(Fe^{2+}, Mn, Mg)O–0.5(Fe^{3+}, Al)$_2O_3$ точки составов Ti-mag-I из Наурузовского силла образуют компактное поле, хорошо привязанное к расчётной линии «магнетит–ульвошпинель». Сходным образом распределены составы Ti-mag-III, тогда как Ti-mag-II характеризуется широкими вариациями состава вдоль линии «магнетит–ульвошпинель» со значительными отклонениями для некоторых составов, вызванными значительной примесью SiO_2. Точки составов Ilm-I и Ilm-II смещены от точки расчётного состава идеального ильменита в сторону вюстита за счёт большей доли Fe^{2+}, достигающей 1 ф.е., а в сумме с Mn^{2+} – 1.1 ф.е. Расчётная гематитовая компонента (Fe^{3+}) в ильменитах Наурузовского силла отсутствует.

Диапазон вариаций составов титаномагнетитов из Утлыкташского лополита и Уразовской интрузии по линии «магнетит–ульвошпинель» перекрывает поле составов Наурузовского силла: количество Fe^{3+} варьирует от 0.5 до 1.6 ф.е. Ильмениты тяготеют к расчётной точке идеального состава с отклонением вдоль линии «ильменит–гематит (титаногематит)» за счёт переменной доли Fe^{3+}, варьирующей от 0.03 до 0.11 ф.е. При этом для Ilm-III характерны более широкие вариации, чем для Ilm-I и Ilm-II.

4.3.4. Термо-оксибарометрия титаномагнетит-ильменитового равновесия

Расчёты температур кристаллизации титаномагнетита и ильменита, а также фугитивности кислорода были проведены в программе WinMIgob (Yavuz, 2021), в которой величины T и fO_2 рассчитываются по нескольким моделям. Нами использованы значения, полученные по модели (Stormer, 1983), одной из самых зарекомендованных для рудно-магматических систем, подобным нашим. В наурузовском комплексе для пар Ti-mag-II–Ilm-I (пример на рис. 5д) расчётные температуры варьируют от 736 до 968 °C, величина $\log fO_2$ находится в диапазоне –16.8… –10.5, а для пар Ti-mag-III–Ilm-II (пример на рис. 5е, ж) – 804–945 °C и –14.1…–11.3, соответственно. В утлыкташском комплексе для пар Ti-mag-II–Ilm-II (пример на рис. 7б, верхнее зерно) расчётные температуры составляют 630–881 °C, а величина $\log fO_2$ –20.0…–13.8.

Титаномагнетит												
№	Тип	TiO_2	ZrO_2	Nb_2O_5	FeO	Fe_2O_3**	MnO	ZnO	Al_2O_3	SiO_2	V_2O_5	Total
1*	I	16.12	bdl	bdl	44.95	32.24	bdl	bdl	1.31	0.30	0.76	95.69
2	II	7.17	bdl	bdl	36.95	55.73	1.17	bdl	0.07	0.05	0.01	101.14
3	II	9.57	bdl	0.02	38.74	51.53	1.77	bdl	0.04	0.05	0.01	101.72
4	II	25.13	bdl	bdl	53.03	16.95	0.73	bdl	1.02	0.08	0.07	97.01
5	II	23.80	bdl	bdl	50.86	20.70	2.13	0.04	0.55	0.22	0.06	98.36
6	II	24.46	bdl	bdl	52.11	19.29	1.01	bdl	0.25	0.10	0.06	97.28
7	II	25.31	bdl	bdl	53.38	17.11	0.28	bdl	0.32	0.07	0.07	96.53
8	II	10.18	bdl	bdl	39.48	48.73	1.08	bdl	0.18	0.08	0.07	99.80
9*	II	14.20	bdl	bdl	43.14	37.31	0.51	bdl	0.86	0.25	0.77	97.05
Магнетит												
10*		3.97	bdl	bdl	34.09	57.20	0.36	bdl	0.20	1.10	0.70	97.61
Ильменит												
11	I	50.40	0.06	0.04	35.42	4.91	9.78	0.02	bdl	0.00	bdl	100.63
12	I	50.38	0.06	0.06	35.71	4.50	9.51	0.02	bdl	0.03	bdl	100.27
13	I	50.33	0.03	0.06	35.86	4.68	9.28	0.02	bdl	bdl	bdl	100.27
14	I	50.57	0.05	0.06	35.75	4.37	9.60	0.02	bdl	bdl	bdl	100.42
15	I	50.09	0.07	0.06	35.10	5.05	9.81	0.03	bdl	bdl	bdl	100.21
16	I	49.91	0.07	0.07	39.15	5.49	5.68	0.03	bdl	0.03	0.04	100.46
17	I	49.86	0.10	0.03	39.44	5.44	5.34	0.03	bdl	0.02	0.07	100.33
18	I	49.65	0.10	0.05	39.17	6.04	5.40	0.03	bdl	bdl	0.07	100.50
19	I	50.46	0.07	0.02	37.93	4.74	7.34	0.03	bdl	bdl	0.01	100.60
20	I	50.28	0.04	0.04	37.54	4.66	7.60	0.03	bdl	0.03	bdl	100.23
21	I	50.71	0.05	0.03	38.28	3.91	7.25	0.02	bdl	0.02	bdl	100.27
22	I	50.46	0.06	0.03	38.51	4.17	6.77	0.03	bdl	bdl	0.01	100.03
23*	I	50.32	bdl	bdl	39.49	4.31	5.87	bdl	0.02	0.17	0.13	100.30
24	II	50.13	0.06	0.06	39.27	5.03	5.72	0.04	bdl	bdl	0.04	100.34
25	II	49.96	0.06	0.10	39.57	5.63	5.33	0.02	bdl	0.04	0.02	100.74
26	II	50.01	0.06	0.06	37.49	2.91	8.01	0.03	0.15	0.54	0.02	99.27
27	II	50.28	0.05	0.05	36.87	4.27	8.38	0.03	0.01	0.13	0.01	100.08
28	II	50.41	0.06	0.06	36.88	3.90	8.38	0.02	bdl	0.03	bdl	99.75
29*	II	50.46	bdl	bdl	39.51	5.49	5.77	bdl	bdl	0.12	0.19	101.54
30	III	51.82	bdl	0.04	36.15	1.62	10.43	0.02	bdl	0.10	bdl	100.18
31	III	51.60	bdl	0.04	35.92	1.79	10.52	0.04	bdl	0.16	bdl	100.08
32	III	51.54	bdl	0.05	37.24	2.31	8.99	0.02	bdl	bdl	0.02	100.18
33	III	51.50	bdl	0.28	37.39	2.07	8.85	0.02	bdl	0.04	0.01	100.17
34	III	51.50	bdl	0.04	38.29	2.25	7.94	bdl	bdl	bdl	0.02	100.03
35*	III	48.66	0.04	bdl	39.891	5.9549	3.85	bdl	0.04	0.24	0.33	99.00
Формульные коэффициенты, титаномагнетит (O=4)												
№	Тип	Ti	Zr	Nb	Fe^{2+}	Fe^{3+}	Mn	Zn	Al	Si	V	Total
1*	I	0.474	0	0	1.469	0.948	0	0	0.060	0.012	0.020	2.984
2	II	0.204	0	0	1.168	1.585	0.037	0	0.003	0.002	0	3.000
3	II	0.270	0	0	1.216	1.455	0.056	0	0.002	0.002	0	3.000
4	II	0.727	0	0	1.707	0.491	0.024	0	0.046	0.003	0.002	3.000
5	II	0.682	0	0	1.620	0.593	0.069	0.001	0.025	0.008	0.002	3.000
6	II	0.710	0	0	1.681	0.560	0.033	0	0.012	0.004	0.002	3.000
7	II	0.739	0	0	1.733	0.500	0.009	0	0.015	0.003	0.002	3.000
8	II	0.292	0	0	1.260	1.400	0.035	0	0.008	0.003	0.002	3.000
9*	II	0.415	0	0	1.402	1.091	0.017	0	0.040	0.010	0.020	2.994
Формульные коэффициенты, магнетит (O=4)												
10*		0.115	0	0	1.098	1.658	0.012	0	0.009	0.042	0.018	2.952
Формульные коэффициенты, ильменит (O=3)												
11	I	0.953	0.001	0	0.745	0.093	0.208	0	0	0	0	2.000
12	I	0.956	0.001	0.001	0.753	0.086	0.203	0	0	0.001	0	2.000
13	I	0.955	0	0.001	0.757	0.089	0.198	0	0	0	0	1.999
14	I	0.958	0.001	0.001	0.753	0.083	0.205	0	0	0	0	2.000
15	I	0.951	0.001	0.001	0.741	0.096	0.210	0	0	0	0	2.000
16	I	0.946	0.001	0.001	0.825	0.104	0.121	0	0	0.001	0.001	2.000
17	I	0.946	0.001	0	0.833	0.103	0.114	0.001	0	0.001	0.001	2.000
18	I	0.941	0.001	0.001	0.826	0.115	0.115	0.001	0	0	0.001	2.000
19	I	0.954	0.001	0	0.798	0.090	0.156	0.001	0	0	0	2.000
20	I	0.954	0.001	0	0.792	0.089	0.162	0.001	0	0.001	0	2.000
21	I	0.962	0.001	0	0.807	0.074	0.155	0	0	0	0	1.999
22	I	0.960	0.001	0	0.814	0.079	0.145	0.001	0	0	0	2.000
23*	I	0.954	0	0	0.832	0.082	0.125	0	0.001	0.004	0.002	1.999

*Табл. 3. Химический состав титаномагнетита, магнетита и ильменита из габброидов утлыкташского комплекса, мас. %. Примечание: *средние содержания по данным ЭДС (1, n = 3; 9, n = 21; 10, n = 6; 23, n = 6; 28, n = 3; 35, n = 21), остальные – анализы ВДС; **рассчитано по стехиометрии; bdl – ниже предела обнаружения*

24	II	0.951	0.001	0.001	0.829	0.095	0.122	0.001	0	0	0.001	2.000
25	II	0.945	0.001	0.001	0.832	0.107	0.114	0	0	0.001	0	1.999
26	II	0.955	0.001	0.001	0.797	0.056	0.172	0.001	0.005	0.014	0	2.000
27	II	0.955	0.001	0.001	0.779	0.081	0.179	0.001	0	0.003	0	2.000
28*	II	0.961	0.001	0.001	0.782	0.074	0.180	0	0	0.001	0	2.000
29	III	0.944	0	0	0.822	0.103	0.122	0	0	0.003	0.003	1.996
30	III	0.982	0	0	0.762	0.031	0.222	0	0	0.003	0	1.999
31	III	0.979	0	0	0.757	0.034	0.225	0.001	0	0.004	0	2.000
32	III	0.977	0	0.001	0.785	0.044	0.192	0	0	0	0	1.999
33	III	0.978	0	0.003	0.789	0.039	0.189	0	0	0.001	0	1.999
34	III	0.978	0	0	0.808	0.043	0.170	0	0	0	0	1.999
35*	III	0.933	0.001	0	0.851	0.114	0.083	0	0.001	0.006	0.006	1.994

Продолжение табл. 3

Полученные результаты отражены на диаграмме T–fO_2, где видно, что большинство точек составов ложатся на кривые буферов FMQ (фаялит–магнетит–кварц) и NNO (Ni–NiO) (рис. 9). Причём фигуративные точки пар Ti-mag-III–Ilm-II наурузовского комплекса стройно ложатся на линию буфера NNO, а точки пар Ti-mag-II–Ilm-I – распределяются между кривыми FMQ и NNO. В утлыкташском комплексе точки пар Ti-mag-II–Ilm-II стройно ложатся на линию FMQ.

5. Обсуждение

5.1. Условия концентрирования Fe-Ti-минерализации

Наличие в наурузовском и утлыкташском комплексах обогащённых Fe-Ti-оксидами пород, содержащих повышенные концентрации TiO_2 (до 1.6–2.9 мас. %), FeO^* (до 18.1–20.1 мас. %) и V (до 430–545 г/т), свидетельствует об их перспективности в отношении Fe-Ti-V-оруденения. В утлыкташском комплексе наиболее интересной в этом плане является нижняя часть Утлыкташского расслоенного лополита, а в наурузовском комплексе – центральная (средняя) часть Наурузовского силла. Изученные массивы приурочены к трещиноватым терригенно-глинисто-кремнистым толщам, в некоторых достоверно установлены зоны разломов. Всё это обусловило проницаемость базитовой магмы и могло способствовать ассимиляции осадочных пород. Формирование титаномагнетитовых месторождений в габброидах связывают с ассимиляцией базитовой магмой вмещающих карбонатных пород, что приводит к ферритизации силикатного расплава (Павлов, 1983). Отметим, что в зоне Восточно-Утлыкташского разлома развиты линзы известняков, и при внедрении магмы на одном из участков восточного контакта Утлыкташского лополита сформировалось Канакайское скарново-магнетитовое месторождение (Рахимов и др., 2023). Источником Fe для месторождения могли быть и метасоматизированные габброиды, и вмещающие породы, но никаких признаков промышленного титаномагнетитового оруденения в этой зоне не выявлено.

Считается, что положение V-Ti-Fe-минерализованных тел в расслоенном массиве зависит от исходной fO_2 родоначальной магмы (Zhang et al., 2014). Повышенное значение fO_2 могло привести к ранней кристаллизации титаномагнетита, обуславливая его накопление в придонной части магматического тела с формированием массивной руды, тогда как в верхней части разреза залегают вкрапленные руды, формировавшиеся при пониженной величине fO_2. Необходимым условием формирования крупного титаномагнетитового месторождения считается достаточная длительность устойчивой конвективной циркуляции. Это может быть достигнуто либо за счёт множественных импульсов внедрения магмы, либо за счёт стабильного магматического очага и системы разломов, подходящей для циркуляции флюидов в относительно замкнутом пространстве (Zhang et al., 2014). Таким образом, формирование титаномагнетитовых руд, их размеры и структурно-текстурные особенности во многом зависят от геологических условий. В этом отношении

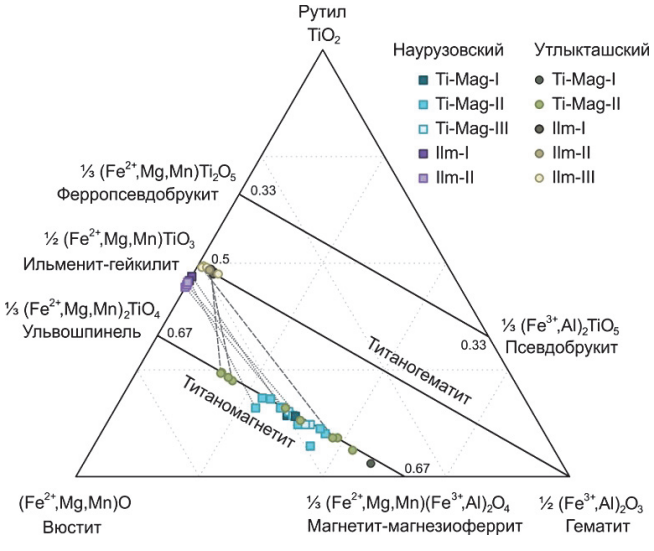


Рис. 8. Положение составов титаномагнетитов и ильменитов наурузовского и утлыкташского комплексов на диаграмме «рутил–вюстит–гематит» по (Butler, 1992). Пунктирными линиями соединены анализы из единых выделений

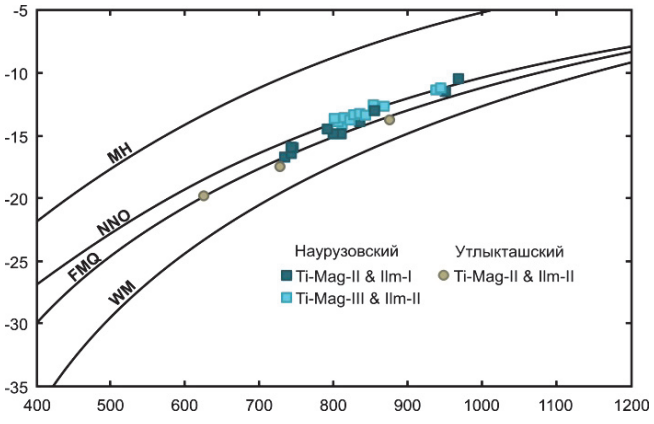


Рис. 9. Диаграмма T–fO_2 для титаномагнетит-ильменитовых пар наурузовского и утлыкташского комплекса

геологические условия становления Наурузовского силла и Утлыкташского лополита можно считать достаточно благоприятными, поскольку они оба залегают среди ограниченных по мощности проницаемых осадочных толщ, окружённых относительно непроницаемыми вулканогенными толщами (базальтами, андезибазальтами, дацитами и их туфами). Отсутствие находок кондиционных руд (концентрации FeO_t – до 20.1 мас. % и TiO_2 – до 2.9 мас. % едва достигают значений убогих/бедных руд) может быть связано с недостаточной детальностью поисково-разведочных работ. Размеры изученных массивов можно считать внушительными (10–11 км в длину).

Изучаемые объекты можно отнести к примерам специфического Ti-Fe магматического оруденения, проявленного в постостроводужной – аккреционно-коллизионной геодинамической обстановке.

5.2. Условия кристаллизации Fe-Ti-оксидов

В изученных габброидах выявлено несколько морфологических типов титаномагнетита и ильменита, имеющих различное происхождение, о чём свидетельствует и их химический состав.

5.2.1. Наурузовский комплекс

Во вкрапленниках ортопироксена Нарузовского силла, в особенности из порфировидных норитов, обнаружены каплевидные включения титаномагнетита (Ti-mag-I, рис. 5а–г), которые являются свидетельством наличия несмесимой Fe-Ti-оксидной жидкости в системе (Liu et al., 2014; Pietruszka et al., 2022). Наличие вкрапленников ортопироксена предполагает связь богатых ими разностей пород с наиболее ранним дифференциатом магмы, вероятно, раскристаллизованным на дне промежуточной камеры. Обогащённость Ti-mag-I Cr, Ni и Zn согласуется с высокой совместимостью этих элементов с Fe-Ti-оксидным расплавом (Hurai et al., 1998), существовавшим на раннемагматической стадии (T >1000 °C).

Кристаллизация Ti-mag-II, судя по всему, происходила из Fe-Ti-обогащённого остаточного силикатного расплава, о чём свидетельствует морфология зёрен (идиоморфные и субидиоморфные), особенности их распределения в породе (в интерстициях крупных идиоморфных кристаллов) и типы срастания с породообразующими силикатами (рис. 5в, д). Широкие вариации химического состава Ti-mag-II не противоречат этой модели. Выделение пластин ильменита (Ilm-I) в титаномагнетите (Ti-mag-II) обычно происходит на более низкотемпературной стадии при субсолидусных превращениях (Tan et al., 2016). Температура образования Ilm-I оценена в диапазоне 968–736 °C.

Образование Ti-mag-III и Ilm-II, вероятно, происходило из остаточного высокожелезистого–высокотитанистого силикатного расплава на позднемагматической стадии. В пользу этого свидетельствует резко ксеноморфная пойкилитовая морфология ильменит-титаномагнетитовых выделений с обилием включений силикатов и округлыми очертаниями границ, а также эвтектический характер срастаний ильменита с поздними силикатами – кислым плагиоклазом и калиевым полевым шпатом (рис. 5е, ж). Ti-mag-III наиболее беден Cr и Ni, что исключает его возможную связь с Fe-Ti-оксидным расплавом, из которого произошёл Ti-mag-I. Температура кристаллизации Ti-mag-III и Ilm-II оценена в 945–804 °C.

5.2.2. Утлыкташский комплекс

В зёрнах клинопироксена Утлыкташского лополита обнаружены мелкие идиоморфные включения раннего титаномагнетита (Ti-mag-I, рис. 7а), вероятно кристаллизовавшегося непосредственно из силикатного расплава на раннемагматической стадии (T >1000 °C). Относительно более поздний Ti-mag-II вместе с Ilm-I кристаллизовались из остаточного силикатного расплава, обогатившимся Fe и Ti. Они образуют сростки с клинопироксеном (рис. 7б), также в основном кристаллизовавшимся после раннего плагиоклаза. На более низкотемпературной стадии в границах Ti-mag-II происходил распад твёрдого раствора с выделением ламелей Ilm-II (рис. 7б, в, е). Температура данного процесса оценена в 881–630 °C.

Образование Ilm-III нами связывается с кристаллизацией остаточного Ti-Fe- обогащённого силикатного расплава, что обусловило не только ксеноморфный характер индивидов, но местами и эвтектический характер срастаний этого ильменита с силикатной матрицей (рис. 7б) – вероятно, наиболее поздними выделениями плагиоклаза и клинопироксена (?), позднее практически полностью замещёнными вторичными силикатами. Срастания Ilm-III с пиритом (рис. 7г) указывают на высокое содержание серы в остаточном расплаве. Температура кристаллизации Ilm-III, вероятно, близка к температуре кристаллизации титаномагнетит-ильменитовых срастаний в габброидах Наурузовского силла (945–804 °C).

5.3 Модели формирования Fe-Ti-минерализованных зон

В Наурузовском силле наиболее богатая Fe-Ti-минерализация выявлена в средней части, в связи с чем мы предполагаем наличие более чем одного акта внедрения магмы при формировании данного массива. Обобщённая модель формирования самого массива и Fe-Ti-минерализации в нём показана на рис. 10а. Первой внедрилась наиболее мафитовая порция магмы, частично раскристаллизованная в промежуточной камере, о чём свидетельствует обилие порфировых вкрапленников ортопироксена. Отметим, что точки составов этих пород на вариационных диаграммах смещены от главных трендов (рис. 3). Вероятно, эта магма содержала капли Fe-Ti-оксидного расплава, но последующие внедрения более фракционированных порций магмы, более глинозёмистых и менее магнезиальных, могли привести к их растворению. В результате свидетельство о существовании раннего титан-железистого расплава сохранилось лишь в виде глобулярных включений титаномагнетита во вкрапленниках. На промежуточной стадии становления массива Fe-Ti-оксиды выделялись из остаточной после кристаллизации породообразующих силикатов магмы. На более поздней стадии вследствие дефицита пространства из Fe-Ti-богатого остаточного расплава кристаллизовались пойкилитовые ильменит-титаномагнетитовые выделения.

Основными факторами, обусловившими Fe-Ti-обогащение пород нижней части Утлыкташского лополита, можно считать гравитационное осаждение и кристаллизационную дифференциацию. Согласно этому,

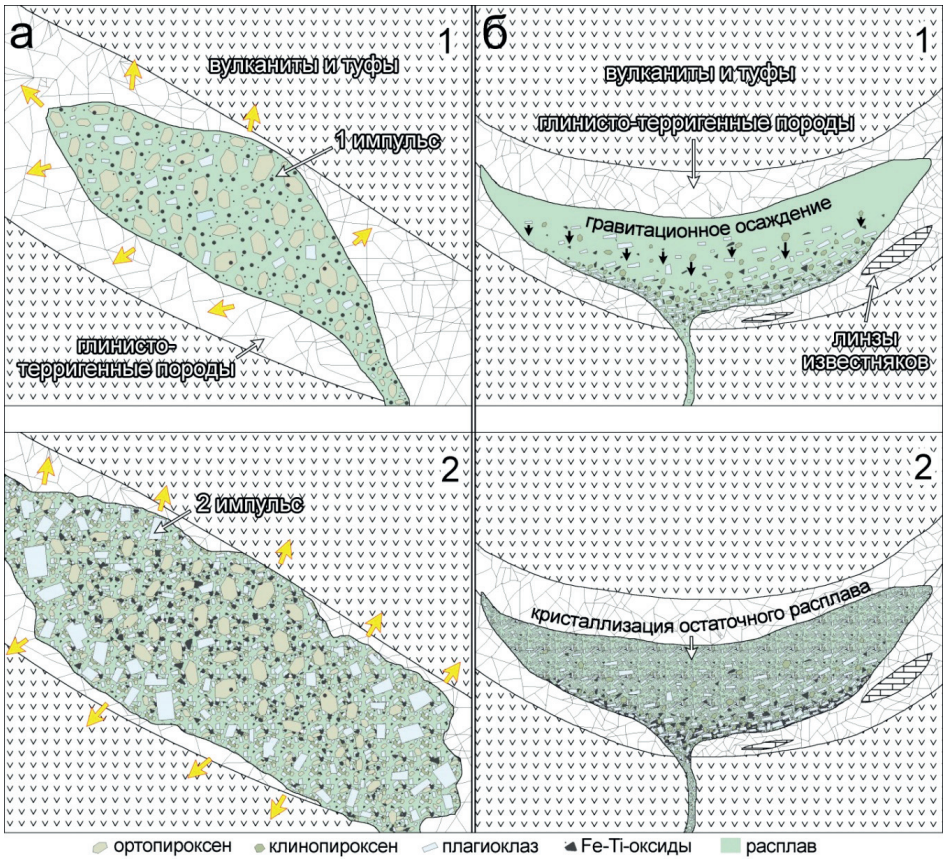


Рис. 10. Схематические модели становления и Fe-Ti-минерализации Наурузовского силла (а) и Утлыкташского лополита (б), пояснения в тексте

кристаллизующиеся Fe-Ti-оксиды оседали на дно интрузивной камеры вместе с клинопироксеном и ранним плагиоклазом, а верхняя её часть обогащалась поздним плагиоклазом (рис. 10б). На дневной поверхности вскрыта часть нижней Fe-Ti-минерализованной зоны лополита, но нет данных, насколько значительна эта часть по мощности. В связи с этим открыт вопрос, есть ли на глубине ещё более богатые Fe-Ti-оксидами горизонты пород. В Утлыкташском массиве остаточная высокофракционированная силикатная жидкость более интенсивно обогащалась Ti, нежели в Наурузовском, что и обусловило кристаллизацию ильменита, а не титаномагнетита. Однако это явление не имело массового характера, поскольку распространение позднего пойкилитового ильменита ограничено.

Итак, наблюдаемые различия в характере Ti-Fe минерализации между Наурузовским и Утлыкташским массивами обусловлены как несколько разным составом исходной магмы, так и разными механизмами её миграции и дифференциации. Особенности петрографии и химического состава пород Наурузовского массива свидетельствуют о дифференциации магмы в промежуточной камере. Возможно, при этом часть титана (в виде ильменита?) выпала во фракцию. В случае с Утлыкташским массивом дифференциация происходила in situ. Кристаллизующиеся фазы и фракционированный расплав циркулировали в единой крупной камере.

6. Выводы

Fe-Ti-минерализация Наурузовского силла и Утлыкташского лополита имеет полигенный характер и распределена неравномерно внутри тел, что обусловлено разными механизмами обогащения пород титаномагнетитом и ильменитом.

В Наурузовском силле наиболее богатая Fe-Ti-оксидами ($Fe_2O_3^*$ – до 20.1 мас. %, TiO_2 – до 1.6 мас. %, V – до 430 г/т) зона приурочена к средней части тела, связанной с первичным внедрением магмы, обогащённой вкрапленниками ортопироксена и, вероятно, содержавшей несмесимую Fe-Ti-жидкость.

Последующие внедрения фракционированной высокоглинозёмистой и низкомагнезиальной магмы могли привести к растворению капель Fe-Ti-жидкости с частичным перераспределением рудных компонентов внутри тела.

Обогащение нижней части Утлыкташского лополита Fe-Ti-оксидами ($Fe_2O_3^*$ – до 18.1 мас. %, TiO_2 – до 2.9 мас. %, V – до 545 г/т) произошло благодаря гравитационному осаждению кристаллизующихся фаз.

Особенности Fe-Ti-минерализации габбро Уразовской интрузии отличают её от Утлыкташского лополита, что требует отдельного изучения.

Геологические условия формирования Наурузовского силла и Утлыкташского лополита достаточно благоприятны для формирования кондиционных Fe-Ti-руд.

Финансирование

Работа выполнена в рамках гранта РНФ № 22-77-10049.

Литература

Анисимов И.С., Сопко Л.Н., Ямаев Ф.А., Калташева И.Ш., Мухаметов И.Ш. (1978). Отчёт по геологическому доизучению в масштабе 1:50000 объекта «Ургунская площадь» за 1972–1978 гг. Т.1. Уфа, 416 с.

Бузмаков, В.Н., Володина, Ю.В. (2022). Титаномагнетитовые месторождения как перспективная сырьевая база металлургии Урала (на основе

опыта разработки Качканарской группы месторождений). *Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского,* Вып. 25, с. 27–33. https://doi.org/10.17072/chirvinsky.2022.27

Знаменский С.Е. (2009). Структурные условия формирования коллизионных месторождений золота восточного склона Южного Урала. Уфа: Гилем, 348 с.

Иванов О.К. (1997). Концентрически-зональные пироксенит-дунитовые массивы Урала (минералогия, петрология, генезис). Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 488 с.

Кац Ш.Н., Тамбовцев В.В., Калташёва И.И., Генина Л.А., Ишмуратова З.У. (1980). Отчёт о геологическом доизучении в масштабе 1:50000 Миндякской площади (планшеты №40-70-Г-б-в,г,; №40-71-А и В; №40-82-А-б,в,г и Б) по работам Миндякского геолого-съёмочного отряда и Учалинской геофизической партии за 1975–1980 гг. Уфа, 362 с.

Козлов А.В., Михайлов В.В., Степанов С.Ю., Шиловских В.В., Власенко Н.С. (2022) Магнетит-ильменит-шпинелевые срастания в амфиболовых габбро массива Серебрянского Камня, Средний Урал. *Минералогия*, 8(4), с. 34–58. https://doi.org/10.35597/2313-545X-2022-8-4-3

Павлов А.Л. (1983). Генезис магматических магнетитовых месторождений. Новосибирск: Наука, 208 с.

Прокин В.А. (1976). Закономерности размещения колчеданных месторождений на Южном Урале. М.: Недра, 176 с.

Пучков В.Н. (2000) Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа: Гилем, 146 с.

Рахимов, И. Р., Михеев, Е. И., Вишневский, А. В., Кунаккузин, Е. Л. (2023). Минералогия, геохимия и Sm-Nd систематика пород и руд скарново-магнетитового месторождения Канакай (Южный Урал). *Вестник ВГУ. Серия: Геология*, (1), с. 49–64. https://doi.org/10.17308/geology/1609-0691/2023/1/49-64

Рахимов И.Р. (2017). Геология, петрология и рудоносность позднедевонско-карбонового интрузивного магматизма Западно-Магнитогорской зоны Южного Урала. *Дис. ... канд. геол.-мин. наук*. Уфа, 181 с.

Салихов Д.Н., Холоднов В.В., Пучков В.Н., Рахимов И.Р. (2019). Магнитогорская зона Южного Урала в позднем палеозое: магматизм, флюидный режим, металлогения, геодинамика. М.: Наука, 392 с.

Серавкин И.Б., Косарев А.М., Салихов Д.Н. (1992). Вулканизм Южного Урала. М.: Наука, 197 с.

Холоднов В.В. (2006). Крупные титаномагнетитовые, ильменитовые и скарново-магнетитовые месторождения в рифтогенных структурах Южного Урала: факторы, определяющие их минеральный состав, масштабы и условия формирования. *Ежегодник-2005*, вып. 153, с. 404–408.

Шабашев В.Я. (2022). Железо-титановое оруденение Ошурковского массива (Забайкалье). *Геосферные исследования*, (1), с. 48–67. DOI: 10.17223/25421379/22/3

Шарков Е.В., Чистяков А.В., Щипцов В.В., Богина М.М., Фролов П.В. (2018). Происхождение Fe-Ti оксидной минерализации в среднепалеопротерозойском Елетьозерском сиенит-габбровом интрузивном комплексе (Северная Карелия, Россия). *Геология рудных месторождений*, 60(2), с. 198–230. https://doi.org/10.7868/S0016777018020041

Abdel-Karim M.A.-A. (2009). Petrographic and chemical characterization of Fe-Ti oxides and sulfides hosted in mafic intrusions, south Sinai, Egypt: Implication for genesis. *Journal of Geology and Mining Research*, 1(3), pp. 076–093.

Butler R.F. (1992). Paleomagnetism: Magnetic Domains to GeologicTerranes. Boston: Blackwell Scientific Publications, 319 p.

Clynne M.A. (1999). A Complex Magma Mixing Origin for Rocks Erupted in 1915, Lassen Peak, California. *Journal of Petrology*, 40(1), pp. 105–132. https://doi.org/10.1093/petroj/40.1.105

Howarth G.H., Prevec S.A., Zhou M.-F. (2013). Timing of Ti-magnetite crystallisation and silicate disequilibrium at the Panzhihua Mafic Layered Intrusion: implications for ore forming processes. *Lithos*, (170–171), pp. 73–89. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.02.020

Hurai V., Simon K., Wiechert U., Konečný P., Huraiová M., Pironon J., Lipka J. (1998). Immiscible separation of metalliferous Fe/Ti-oxide melts from fractionating alkali basalt: P-T-f O_2 conditions and two-liquid elemental partitioning. *Contrib. Mineral. Petrol*., (133), pp. 12–29. https://doi.org/10.1007/s004100050433

Liu P.-P., Zhou M.-F., Chen W.T., Boone M., Cnudde V. (2014). Using Multiphase Solid Inclusions to Constrain the Origin of the Baima Fe–Ti–(V) Oxide Deposit, SW China. *Journal of Petrology*, 55(5), pp. 951–976. https://doi.org/10.1093/petrology/egu012

Pietruszka D.K., Hanchar J.M., Tornos F., Wirth R., Graham N.A., Severin K.P., Velasco F., Steele-MacInnis M., Bain W.M. (2022) Magmatic immiscibility and the origin of magnetite-(apatite) iron deposits. Preprint (Version 1). https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-2156064/v1

Ryabchikov I. D., Kogarko L. N., Kuzmin D. V. (2012). Degassing and redox effects in the magma chamber of the Guli massif (Polar Siberia). *EGU General Assembly*, Vienna, Austria, p. 1244.

Stormer J.J. (1983). The effects of recalculation on estimates of temperature and oxygen fugacity from analyses of multicomponent-iron-titanium oxides. *Amer. Miner.*, (68), pp. 586–594.

Tan W., Liu P., He H., Wang C.Y., Liang X. (2016). Mineralogy and origin of exsolution in ti-rich magnetite from different magmatic Fe-Ti oxide-bearing intrusions. *The Canadian Mineralogist,* (54), pp. 539–553. https://doi.org/10.3749/canmin.1400069

Turner M.B., Cronin S.J., Stewart R.B., Bebbington M., Smith I.E.M. (2008). Using titanomagnetite textures to elucidate volcanic eruption histories. *Geology*, 36(1), pp. 31–34. https://doi.org/10.1130/G24186A.1

Xu Z.-H., Yang Z.-F., An X.-H., Xu R., Qi J.-N. (2022) Relationship between the Texture and Composition of Titanomagnetite in Hannuoba Alkaline Basalt: A New Geospeedometer. *Minerals*, 12, 1412. https://doi.org/10.3390/min12111412

Yavuz F. (2021). WinMIgob: A Windows program for magnetite-ilmenite geothermometer and oxygen barometer. *Journal of Geosciences*, 66(1), pp. 51–70. http://doi.org/10.3190/jgeosci.319

Zhang Z.C., Hou T., Li H.M., Li J.W., Zhang Z.H., Song X.Y. (2014). Enrichment mechanism of iron in magmatic-hydrothermal system. *Acta Petrol. Sin*., 30, pp. 1189–1204 (In Chinese)

Zhou M.-F., Chen W.T., Wang C.Y., Prevec S.A., Liu P. P., Howarth G. (2013). Two stages of immiscible liquid separation in the formation of Panzhihua-type of Fe-Ti-V oxide deposits, SW China. *Geoscience Frontiers*, 4(5), pp. 481–502. https://doi.org/10.1016/j.gsf.2013.04.006

Zeng L.-P., Zhao X.-F., Spandler C., Hu H., Hu B., Li J.-W., Hu Y. (2022). Origin of high-Ti magnetite in magmatic-hydrothermal systems: evidence from iron oxide-apatite (IOA) deposits of Eastern China. *Economic Geology*, 117(4), pp. 923–942.

Сведения об авторах

Ильдар Рашитович Рахимов – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии УФИЦ РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2
e-mail: rigel92@mail.ru

Андрей Владиславович Вишневский – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и минералогии СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 17.03.2023;
Принята к публикации 15.08.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Origin of Ti-Fe-oxide mineralization of post-island-arc gabbroid complexes in the northern part of the West Magnitogorsk zone (Southern Urals)

I.R. Rakhimov[1], A.V. Vishnevskiy[2]*

[1]Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation
[2]Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Ildar R. Rakhimov, e-mail: rigel92@mail.ru

Abstract. Detailed mineralogical and geochemical studies of Ti-Fe oxides from gabbroids of the Nauruz and Utlyktash post-subductional complexes, West Magnitogorsk Zone, South Urals, have been carried out. The polygenic nature of Ti-Fe mineralization in Nauruz sill, Utlyktash layered lopolith and Uraz intrusion rocks has been established. The Nauruz massif is dominated by titanomagnetite, which crystallized both from the Ti-Fe-oxide liquid at the early magmatic stage and from the residual Ti-Fe-enriched silicate melt at the intermediate and late magmatic stages (~970–800°C). The most rich in Ti-Fe oxides ($Fe_2O_3^*$ up to 20.1 wt %, TiO_2 up to 1.6 wt %, and V up to 430 ppm) is the middle zone of the sill associated with intrusion of magma enriched in orthopyroxene phenocrysts. Both titanomagnetite and ilmenite are widespread in the Utlyktash lopolith, forming the richest accumulations in the lower part of the massif ($Fe_2O_3^*$ up to 18.1 wt %, TiO_2 up to 2.9 wt %, and V up to 545 g/t) due to gravitational settling of crystallizing phases. The gabbroids of the Uraz intrusion are similar in mineral and chemical composition, but differ from the Utlyktash lopolith in the patterns of formation of Ti-Fe mineralization, which requires a special study. In general, the geological settings for the formation of the Nauruz sill and Utlyktash lopolith are quite favorable for the formation of economic Fe-Ti ores.

Keywords: geology, chemistry, melt, crystallization, titanomagnetite, ilmenite, thermometry, oxybarometry

Recommended citation: Rakhimov I.R., Vishnevskiy A.V. (2023). Origin of Ti-Fe-oxide mineralization of post-island-arc gabbroid complexes in the northern part of the West Magnitogorsk zone (Southern Urals). *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 175–190. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.21

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the Russian Science Foundation grant no. 22-77-10049.

References

Abdel-Karim M.A.-A. (2009). Petrographic and chemical characterization of Fe-Ti oxides and sulfides hosted in mafic intrusions, south Sinai, Egypt: Implication for genesis. *Journal of Geology and Mining Research*, 1(3), pp. 076–093.

Anisimov I.S., Sopko L.N., Yamaev F.A., Kaltasheva I.S., Mukhametov I.S. (1978) Report on geological additional study on a scale of 1:50000 of the object "Urgun area" for 1972–1978. V.1. Ufa, 416 p. (In Russ.)

Butler R.F. (1992). Paleomagnetism: Magnetic Domains to GeologicTerranes. Boston: Blackwell Scientific Publications, 319 p.

Buzmakov V.N., Volodina Y.V. (2022). Titanomagnetite deposits as a promising raw material base for the metallurgy of the Urals (based on the experience of developing the Kachkanar group of deposits). *Problems of mineralogy, petrography and metallogeny: Scientific readings in memory of P.N. Chirvinsky*, 25, pp. 27–33. (In Russ.) https://doi.org/10.17072/chirvinsky.2022.27

Clynne M.A. (1999). A Complex Magma Mixing Origin for Rocks Erupted in 1915, Lassen Peak, California. *Journal of Petrology*, 40(1), pp. 105–132. https://doi.org/10.1093/petroj/40.1.105

Howarth G.H., Prevec S.A., Zhou M.-F. (2013). Timing of Ti-magnetite crystallisation and silicate disequilibrium at the Panzhihua Mafic Layered Intrusion: implications for ore forming processes. *Lithos*, (170–171), pp. 73–89. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.02.020

Hurai V., Simon K., Wiechert U., Konečný P., Huraiová M., Pironon J., Lipka J. (1998). Immiscible separation of metalliferous Fe/Ti-oxide melts from fractionating alkali basalt: P-T-f O_2 conditions and two-liquid elemental partitioning. *Contrib. Mineral. Petrol*., (133), pp. 12–29. https://doi.org/10.1007/s004100050433

Ivanov O.K. (1997). Concentric-zonal pyroxenite-dunite massifs of the Urals (mineralogy, petrology, genesis). Yekaterinburg: Ural University Press, 488 p. (In Russ.)

Kats S.N., Tambovtsev V.V., Kaltasheva I.I., Genina L.A., Ishmuratova Z.U. (1980). Report on the geological additional study on a scale of 1:50000 of the Mindyakskaya area (plates No. 40-70-G-b-c, d,; No. 40-71-A and C; No. 40-82-A-b, c, d and b) based on the work of the Mindyak geological survey team and the Uchaly geophysical team for 1975–1980. Ufa, 362 p. (In Russ.)

Kholodnov V.V. (2006). Large titanomagnetite, ilmenite and skarn-magnetite deposits in the rift structures of the Southern Urals: factors determining their mineral composition, extent and conditions of formation. *Yearbook-2005*, (153), pp. 404–408. (In Russ.)

Kozlov A.V., Mikhaylov V.V., Stepanov S.Y., Shilovskikh V.V., Vlasenko N.S. (2022). Magnetite-ilmenite-spinel intergrowths in amphibole gabbro of the Serebryansky Kamen intrusion, Central Urals. *Mineralogy*, 8(4), pp. 34–58. (In Russ.) https://doi.org/10.35597/2313-545X-2022-8-4-3

Liu P.-P., Zhou M.-F., Chen W.T., Boone M., Cnudde V. (2014). Using Multiphase Solid Inclusions to Constrain the Origin of the Baima Fe–Ti–(V) Oxide Deposit, SW China. *Journal of Petrology*, 55(5), pp. 951–976. https://doi.org/10.1093/petrology/egu012

Pavlov A.L. (1983). Genesis of igneous magnetite deposits. Novosibirsk: Nauka, 208 p. (In Russ.)

Pietruszka D.K., Hanchar J.M., Tornos F., Wirth R., Graham N.A., Severin K.P., Velasco F., Steele-MacInnis M., Bain W.M. (2022) Magmatic immiscibility and the origin of magnetite-(apatite) iron deposits. Preprint (Version 1). https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-2156064/v1

Prokin V.A. (1976). Patterns of placement of pyrite deposits in the South Urals. Moscow: Nedra, 176 p. (In Russ.)

Puchkov V.N. (2000). Paleogeodinamics of the Southern and Middle Urals. Ufa: Gilem, 146 p. (In Russ.)

Rakhimov I. R., Mikheev E. I., Vishnevskiy A.V., Kunakkuzin E.L. (2023). Mineralogy, geochemistry and Sm-Nd systematics of rocks and ores of the Kanakay iron skarn deposit (Southern Urals). *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Geologija = Proceedings of Voronezh State University. Series: Geology*, (1), pp. 49–64. (In Russ.)

Rakhimov I.R. (2017). Geology, petrology and ore content of Late Devonian-Carboniferous intrusive magmatism in the West Magnitogorsk zone of the Southern Urals. *Cand. geol. and mineral. sci. diss*. Ufa, 181 p. (In Russ.)

Ryabchikov I. D., Kogarko L. N., Kuzmin D. V. (2012). Degassing and redox effects in the magma chamber of the Guli massif (Polar Siberia). *EGU General Assembly*, Vienna, Austria, p. 1244.

Salikhov D.N., Kholodnov V.V., Puchkov V.N., Rakhimov I.R. (2019). Magnitogorsk zone of the Southern Urals in the late Paleozoic: magmatism, fluid regime, metallogeny, geodynamics. Moscow: Nauka, 392 p. (In Russ.)

Seravkin I.B., Kosarev A.M., Salikhov D.N. (1992). Volcanism of the Southern Urals. Moscow: Nauka, 197 p. (In Russ.)

Shabashev V.Y. (2022). Iron-titanium mineralization of the Oshurkov massif (Transbaikalia). *Geosphere Research*, (1), pp. 48–67. (In Russ.) DOI: 10.17223/25421379/22/3

Sharkov E.V., Chistyakov A.V., Shchiptsov V.V., Bogina M. M., Frolov P. V. (2018) Origin of Fe–Ti Oxide Mineralization in the Middle Paleoproterozoic Elet'ozero Syenite–Gabbro Intrusive Complex (Northern Karelia, Russia). *Geol. Ore Deposits* 60, 172–200. https://doi.org/10.1134/S1075701518020046

Stormer J.J. (1983). The effects of recalculation on estimates of temperature and oxygen fugacity from analyses of multicomponent-iron-titanium oxides. *Amer. Miner.*, (68), pp. 586–594.

Tan W., Liu P., He H., Wang C.Y., Liang X. (2016). Mineralogy and origin of exsolution in ti-rich magnetite from different magmatic Fe-Ti oxide-bearing intrusions. *The Canadian Mineralogist,* (54), pp. 539–553. https://doi.org/10.3749/canmin.1400069

Turner M.B., Cronin S.J., Stewart R.B., Bebbington M., Smith I.E.M. (2008). Using titanomagnetite textures to elucidate volcanic eruption histories. *Geology*, 36(1), pp. 31–34. https://doi.org/10.1130/G24186A.1

Xu Z.-H., Yang Z.-F., An X.-H., Xu R., Qi J.-N. (2022) Relationship between the Texture and Composition of Titanomagnetite in Hannuoba Alkaline Basalt: A New Geospeedometer. *Minerals*, 12, 1412. https://doi.org/10.3390/min12111412

Yavuz F. (2021). WinMIgob: A Windows program for magnetite-ilmenite geothermometer and oxygen barometer. *Journal of Geosciences*, 66(1), pp. 51–70. http://doi.org/10.3190/jgeosci.319

Zeng L.-P., Zhao X.-F., Spandler C., Hu H., Hu B., Li J.-W., Hu Y. (2022). Origin of high-Ti magnetite in magmatic-hydrothermal systems: evidence from iron oxide-apatite (IOA) deposits of Eastern China. *Economic Geology*, 117(4), pp. 923–942.

Zhang Z.C., Hou T., Li H.M., Li J.W., Zhang Z.H., Song X.Y. (2014). Enrichment mechanism of iron in magmatic-hydrothermal system. *Acta Petrol. Sin*., 30, pp. 1189–1204 (In Chinese)

Zhou M.-F., Chen W.T., Wang C.Y., Prevec S.A., Liu P. P., Howarth G. (2013). Two stages of immiscible liquid separation in the formation of Panzhihua-type of Fe-Ti-V oxide deposits, SW China. *Geoscience Frontiers*, 4(5), pp. 481–502. https://doi.org/10.1016/j.gsf.2013.04.006

Znamenskiy S.E. (2009). Structural Conditions for the Formation of Collision Gold Deposits on the Eastern Slope of the Southern Urals. Ufa: Gilem, 348 p. (In Russ.)

Manuscript received 17 March 2023;
Accepted 15 August 2023; Published 30 September 2023

About the Authors

Ildar R. Rakhimov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2 Karl Marks st., Ufa, 450077, Russian Federation

Andrey V. Vishnevskiy – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Koptyug Ave., 630090, Novosibirsk, Russian Federation

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.22

УДК 553.04

О микро- и наноразмерном золоте в корах выветривания золотоносных территорий (на примере участка минерализации в бассейне р. Адамиха, Приамурье)

И.В. Кузнецова[1], А.И. Дементиенко[2]*

[1]Институт геологии и природопользования Дальневосточного отделения РАН, Благовещенск, Россия

[2]ООО «Амурголд», Благовещенск, Россия

В статье обозначена проблема необходимости учета микрометрового (от 1 мм до 0,12 мкм) и наноразмерного (< 0,12 мкм) золота в россыпях и корах выветривания для повышения объективности оценок перспектив их и размываемых рудных объектов. Приведены результаты технологических исследований золотоносных делювиальных отложений в долине бассейна р. Адамиха (Приамурье). Произведена количественная оценка содержания микро- и нанозолота по фракциям рыхлого материала. Установлено, что в исследованной пробе (вес 50 кг) большая часть (78%) относится к самородному золоту размерности < 0,12 мкм, в том числе 0,1% находится в минералах-концентраторах, а 3,5% золота фракции < 3 мкм, вероятно коллоидного, содержится в технических растворах мокрой ситовки. Показано, что 3/4 общего количества (18% видимого и 57% невидимого) золота сконцентрировано во фракциях размерности 1–0,5 мм. Отмечено, что с учетом свободного невидимого золота ресурсы благородного металла исследуемого объекта увеличиваются в 3,4 раза. Показана возможность более объективной количественной оценки потенциала Au перспективных площадей с учетом содержания тонкодисперсного золота. Предложены возможные пути решения проблемы более достоверной оценки геологических запасов и оценки прогнозных ресурсов золота с учетом микро- и наноразмерных фракций. Сделан вывод, что исследования форм выделения и распределения, в том числе невидимого (размерность < 0,12 мкм) золота в россыпях и корах выветривания, будут способствовать более корректной оценке изучаемых золотоносных объектов и территорий с возможностью наращивания реального ресурсного потенциала благородного металла в регионе.

Ключевые слова: самородное золото, микроразмерное и нанозолото, россыпи, коры выветривания, золоторудные месторождения, потенциал золотоносных районов и территорий

Для цитирования: Кузнецова И.В., Дементиенко А.И. (2023). О микро- и наноразмерном золоте в корах выветривания золотоносных территорий (на примере участка минерализации в бассейне р. Адамиха, Приамурье). *Георесурсы,* 25(3), с. 191–197. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.22

Введение

В настоящее время одним из рекордсменов по золотодобыче в России является Дальневосточный федеральный округ. В Амурской области в 2021 г. добыто 23,7 т золота. Несмотря на то что приоритет по объемам золотодобычи, безусловно, принадлежит рудным месторождениям этой территории, треть от общего объема благородного металла (8,6 т) была добыта из россыпных месторождений. При этом почти 200 кг его произвели мелкие артели, добывающие ежегодно от 2 до 7 кг драгоценного металла, то есть отрабатывающие малообъемные месторождения с запасами золота до 0,5 т при среднем его содержании около 100 мг/м^3 на массу.

В конце XX в. среднее содержание золота в отрабатываемых раздельным способом песках уменьшилось в 2–3 раза, а в дражной горной массе снизилось на 28% (Моисеенко, Кузнецова, 2015). Средняя крупность золота в перерабатываемой продуктивной массе при этом уменьшилась в 2,5–3 раза, что объясняется увеличением в ней доли мелкого золота до 40%, а в отдельных россыпях – до 94% (Кузнецова, 2011, 2014). Наряду с этим в оценке средней крупности практически не учитывается наноразмерное[1] (< 0,12 мкм) золото, доля которого в россыпях может быть сопоставима, а иногда и больше, чем микроскопического (Юшкин и др., 2005; Конеев, 2006). Особенно велики потери благородного металла в процессе отработки кор выветривания и россыпей при размыве золотоносных глинистых масс, минералы которых являются хорошими сорбентами Au и с которыми теряется и так называемое плавучее золото, легко переходящее во взвешенное состояние (Hough et al., 2011; Hastie et al., 2021; Shuster et al., 2016; Паленова и др., 2019).

Сокращение балансовых запасов россыпного золота и резкое снижение прироста разведанных запасов благородного металла обусловило вовлечение в разработку нетрадиционных источников золота – месторождений кор выветривания и техногенных образований (Беневольский, Шевцов, 2000; Ковлеков, 2002; Калинин и др., 2006; Афанасенко, Лазариди, 2010; Быховский, Спорыхина,

* Ответственный автор: Инна Владимировна Кузнецова
e-mail: kuzia67@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

[1] Нами принята следующая размерная градация самородного золота: видимое невооруженным глазом и с помощью оптических приборов, микрометровое золото (от 1 мм до 0,12 мкм) и условно невидимое, тонкодисперсное, наноразмерное (< 0,12 мкм).

2011; Рассказов и др., 2016; Наумов, Наумова, 2019; Голдырев и др., 2021). Основным методом отработки этих месторождений остается гравитационный, который не позволяет в полной мере извлекать высвобождающееся тонкодисперсное золото. И если при эксплуатации коренных месторождений современные технологии (флотация, обжиг коллективных концентратов, цианирование, подземное выщелачивание, биотехнологии и т.д.) позволяют извлекать большую часть нанозолота, то наноразмерный благородный металл, содержащийся в связанном и свободном состояниях как в россыпях, так и в корах выветривания, не только практически не добывается, но и никак не оценивается (Прусс, 1987; Лунев, Наумов, 2000; Флеров, 2004; Макаров, 2011; Мирзеханов, Мирзеханова, 2013; Hough et al., 2011; Литвинцев и др. 2017).

Ключевым моментом в решении проблемы извлечения наряду со средним и крупным мелкого и тонкого золота в России является экономическое обоснование эффективности добычи нанозолота, что определяет необходимость геологического изучения его месторождений и оценки запасов. В то же время объективная информация о большом количестве такого золота на конкретных геологических объектах может активизировать исследования по разработке новых технологий, позволяющих более эффективно его извлекать.

На сегодняшний день состояние современной науки позволяет произвести количественную переоценку ресурсов перспективных площадей с учетом содержания невидимого золота в россыпях и корах выветривания.

Целью настоящей работы являлось определение содержаний и установление размерностей золота в питающих аллювиальные россыпи делювиальных шлейфах, формирующихся за счет размыва коренных источников, и адекватная оценка ресурсов кор выветривания и россыпей с учетом микро- и наноразмерного золота.

Материалы и методы

Технологическая проба весом 50 кг отобрана из делювиальных отложений, в левом борту приустьевой части долины руч. Отпорный, правого притока р. Адамиха (53°2’40.60” с.ш., 129°23’41.79” в.д.), откуда начинается россыпь золота (рис. 1).

Пробоподготовка проводилась по методике, разработанной академиком РАН В.Г. Моисеенко (Моисеенко и др., 2004; Моисеенко, Моисеенко, 2012; Моисеенко, 2007; Дементиенко, Моисеенко, 2014).

Отобранная проба делювия из приустьевой части долины руч. Отпорный представлена глинисто-песчано-гравийной смесью с обломками пород и минералов: кварцево-слюдистых сланцев, разновидностей риолитов, туфопесчаников, туфов. Гранулометрический ее состав по результатам сухой ситовки имеет следующий вид: крупная фракция (> 10 мм) составляет 7%, средняя (10–3 мм) – 30%, (3–1 мм) – 22% и мелкая (< 1 мм) – 41%. Содержания золота в исходной пробе 12,96 г/т по фракциям следующие: 0,037 г/т (> 3 мм); 0,135 г/т (3–1 мм) и 37 г/т (< 1 мм) (данные атомно-абсорбционного анализа). В связи с низкой золотоносностью материал фракций крупнее 1 мм не изучался.

Так как в этой фракции присутствует глинистая составляющая, при дальнейшей пробоподготовке использовали мокрое ситование этого материала на более мелкие фракции: 1–0,5, 0,5–0,25 и < 0,25 мм. Стандартным методом из каждой фракции выделяли тяжелые фракции, определяли минеральный состав. Полученные после мокрого фракционирования водные растворы, с целью определения в них размерности и содержания наночастиц и ионов золота, пропускали через серию фильтров (красную/белую/синюю ленту) с размером пор 8–12, 5–8, 3–5 мкм соответственно. На каждом этапе фильтрования отделяли твердые осадки, соответствующие фильтрам, то есть получали более мелкие фракции твердой фазы. Суммировав вес осадков на фильтрах, определяли общую долю микрометровых фракций в пробе, в итоге получили: 2,58% приходится на фракции размерности 12–8 мм, 0,07% – 8–5 мкм и 0,02% – 5–3 мкм. Все фракции, в том числе осадки на фильтрах, и все растворы анализировали с применением атомно-абсорбционного метода на спектрофотометрах SOLAAR M6 и iCE3000 (Thermo electron corporation, США) на содержание золота (рис. 2).

Атомно-абсорбционный анализ на Au материала фракций и растворов, а также минералогический анализ шлиховых проб и образцов минералов проводились в Институте геологии и природопользования Дальневосточного отделения РАН.

Краткая геологическая характеристика золотоносного участка

Объект исследований находится на водоразделе рек Адамиха и Полуночка, правых притоков р. Орловка (бассейн р. Амур) (рис. 1). Согласно принятому минерагеническому районированию, он расположен на территории западной части Сохатинского медно-серебро-золоторудного узла (Вольский, 2007), сложенной меловыми вулканитами и отличающейся проявлениями молибден-порфировой и золоторудной полиметаллической рудных формаций.

В восточной части объекта, по руч. Ольховский известна непромышленная россыпь золота, выявленная в 1940 г. Единичные содержания золота в шлиховых пробах по ручью достигают 257 мг/м^3 на массу, общие запасы не подсчитывались. Плотик сложен каолинированными, осветленными интенсивно пиритизированными породами. Золото в шлихах, как и везде в этом районе, преимущественно мелкое, в головках россыпей дендритовидное, комковатое, неправильной формы, часто в сростках с кварцем. Ассоциирует с цирконом, ильменитом, пиритом, в виде единичных зерен встречаются монацит, рутил, галенит, молибденит, киноварь и касситерит.

С целью предварительной количественной оценки содержаний и соотношений микро- и наноразмерного самородного золота в размываемых породах, в левом борту приустьевой части долины руч. Отпорный для исследований из делювиальных отложений была отобрана технологическая проба весом 50 кг (рис. 1).

Результаты и их обсуждение

Детально исследовали только мелкую фракцию, на долю которой приходится 99,7% от общего содержащегося в пробе благородного металла.

В табл. 1 представлено установленное распределение основных рудных минералов по фракциям, в том числе и золота (табл. 1).

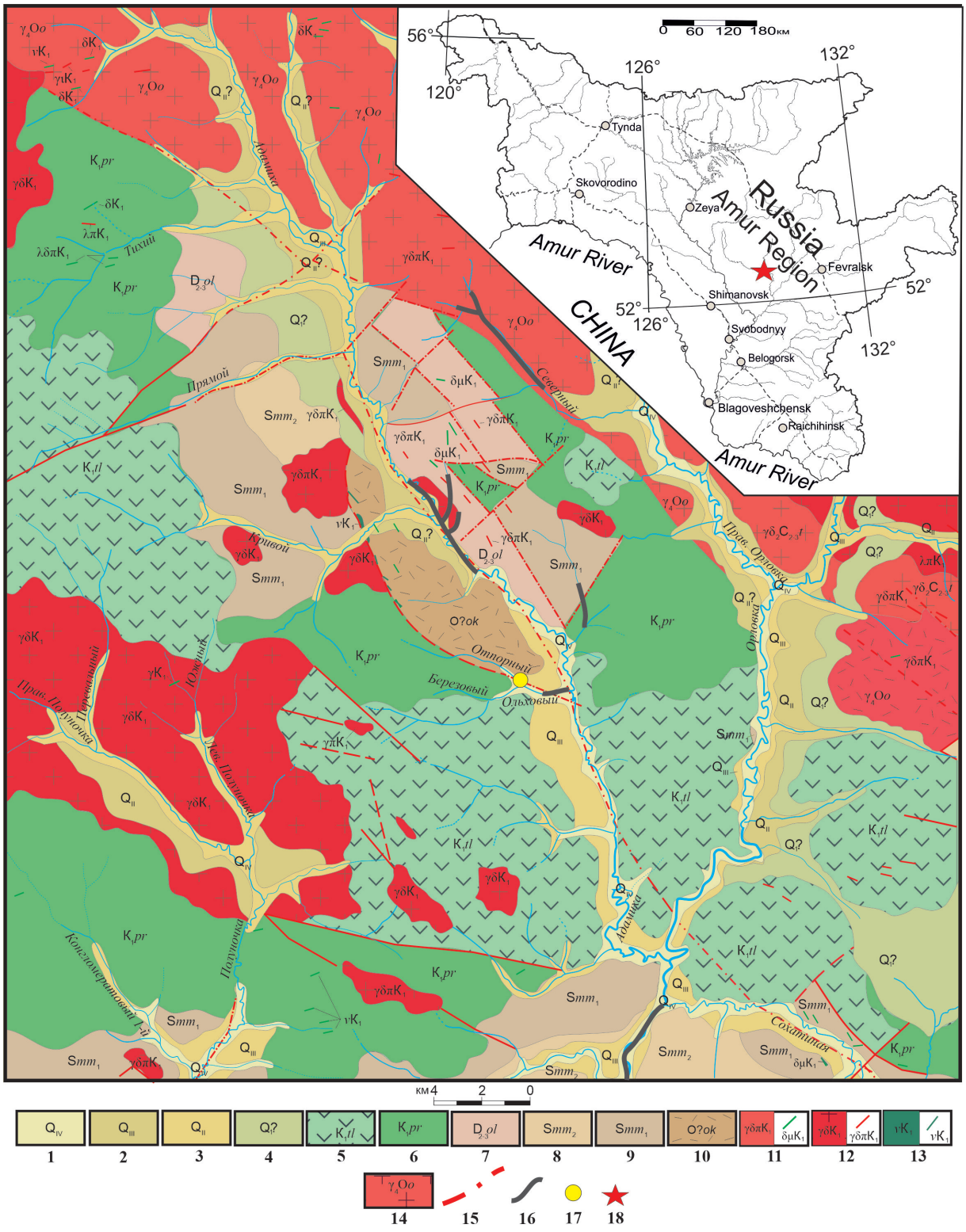


Рис. 1. Схематическая геологическая карта участка работ: географическое положение (отмечено на врезке), геологическое строение объекта исследований, с использованием (Вольский, 2007; Шиханов, 1982). Обозначения: четвертичные отложения: 1 – современные (галечники, пески, торфяники); 2 – верхнечетвертичные (глины, суглинки, супеси, пески, торфяники); 3 – среднечетвертичные (глины, суглинки, пески с галькой и галечники, торфяники); 4 – нижнечетвертичные (?) (глины, пески, с галькой, галечники); 5–6 меловые образования: 5 – порфириты, андезиты, их лавобрекчии, туфоконгломераты талданской свиты среднего состава; 6 – конгломераты, песчаники, алевролиты, туфы, туффиты (перемыкинская свита); девонские отложения: 7 – ольдойская свита (песчаники, известняки, алевролиты, туффиты); силурийская система, мамынская свита: 8 – песчаники, туфопесчаники, алевролиты, туфоалевролиты, туффиты, пепловые туфы дацитов и трахириодацитов, прослои и линзы аргиллитов, конгломератов, гравелитов; 9 – песчаники, гравелиты, алевролиты, линзы переслаивающихся алевролитов и песчаников, седиментационных брекчий, дресвяники, конгломераты; 10 – ордовикская система (?) риодациты, дациты, риолиты, андезиты, их туфы, трахириолиты, туфы трахибазальтов, игнимбриты и лавобрекчии дацитов и риолитов октябрьской толщи; раннемеловые интрузии: 11 – гранодиорит порфиры, диоритовые и кварцевые, диоритовые порфириты; 12 – гранодиориты кварцевые диориты, граниты и плагиограниты, аплитовые и лейкократовые граниты; 13 – габбро, габбро-диориты, диориты, диабазы; 14 –палеозойские граниты, субщелочные граниты; 15 – разломы; 16 – россыпи золота; 17 – точка отбора пробы: 18 – местоположение объекта исследований на схеме

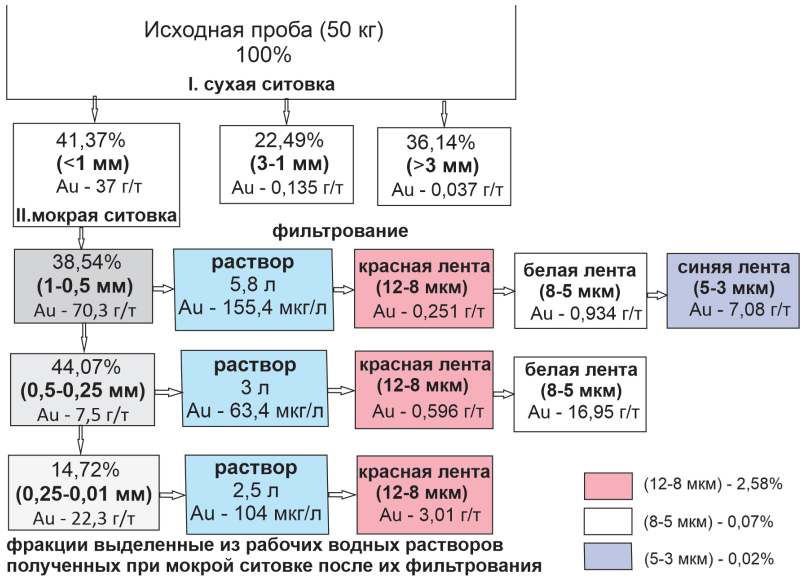


Рис. 2. Схема пробоподготовки пробы делювия: I – сухая ситовка исходной пробы, далее исследовалась только фракция (< 1 мм); II – мокрая ситовка фракции (< 1 мм) на более мелкие по размерности: 1–0,5; 0,5–0,25; 0,25–0,01 мм и далее на фильтрах 12–8; 8–5; 5–3 мкм

Минералы	Содержание Au в основных минералах, (ААА)*, г/т	Содержание минералов по фракциям, % (общее содержание, %)		
		1–0,5 мм (38%)	0,5–0,25 мм (45%)	< 0,25 мм (17%)
Мартит	0,2	72,54	67,77	63,62
Ильменит	0,6	0,87	17,8	2,33
Гематит	0,2	13,61	4,7	7,39
Хромит	0,2	4,58	0,86	–
Эпидот	–	3,93	1,84	3,69
Лимонит	0,2	1,03	1,32	2,05
Гранат	–	0,87	0,9	0,82
Магнетит	0,3	0,36	1,19	5,47
Кварц	0,1	0,18	1,78	0,01
Адуляр (ПШ)	0,31	1,16	1,14	0,73
Циркон	–	0,06	0,26	10,27
Барит	–	0,49	–	–
Рутил	–	0,14	0,17	0,6
Лейкоксен	–	0,03	0,2	2,48
Пирит	–	0,08	0,02	0,04
Галенит	–	0,04	0,05	0,09
Андалузит	–	0,01	–	–
Слюдистые сланцы	–	0,02	–	–
Сфен	–	–	–	0,27
Амфибол	–	–	–	0,14
Самородное золото, зн/мг		7/0,0069	4/0,0008	3/0,0008

Анатаз, дистен, силлиманит, ставролит, турмалин, корунд, киноварь, ортит, пироксен, касситерит – минералы, встречающиеся крайне редко, в количестве единичных знаков

*Табл. 1. Минеральный состав шлихов мелких фракций делювия после пробоподготовки. * Приведены данные по проанализированным минералам*

С уменьшением размерности фракции понижается содержание в шлихе таких минералов, как мартит, хромит, адуляр, барит, и растет процент содержания лимонита, магнетита, циркона, рутила, лейкоксена и галенита, сфена (титанита) и амфибола. Наибольшее содержание ильменита и кварца установлено во фракциях размерности 0,5–0,25 мм; гематита, эпидота и пирита – во фракциях 1–0,5 мм. Больше всего видимого самородного золота по массе (81%) имеется во фракциях размерности 1–0,5 мм, по 9% Au приходится на остальные две фракции. Выделены монофракции наиболее распространенных в пробе минералов, которые также анализировались на содержание Au (атомно-абсорбционный метод) (табл. 1).

Согласно полученным данным по фракциям общее содержание золота по размерности в исследуемой пробе распределено следующим образом: 22,1% приходится на долю условно видимого самородного золота размером (> 12 мкм), 0,1% Au содержится в минералах-концентраторах, таких как кварц, полевой шпат, ильменит, мартит и т.д. Соответственно, 77,8% благородного металла приходится на долю микро- и наноразмерного (< 12 мкм), а также ионного Au.

Гранулометрический состав исследованной пробы (< 1 мм) делювия, определенный в результате пробоподготовки, и содержание золота по мелким (в том числе микро- и нанометровым) фракциям представлены в табл. 2.

По полученным данным ситования (табл. 2, рис. 1) наибольшее количество от общего золота 74,83% содержится во фракциях 1–0,5 мм, причем 17,9% из него видимое самородное (табл. 2), а 0,04% приходится на Au в установленных минералах-концентраторах. Несмотря на разные объемы массы и содержания Au в более мелких минеральных фракциях 0,5–0,25 мм и < 0,25 мм, в них установлены примерно одинаковые количества благородного металла (по 9,1%), в том числе по 2% видимого. По результатам фильтрования (в осадках на фильтрах) практически 3,5% невидимого Au находится во фракциях размера 12–3 мкм, и столько же (3,5%) золота фракции < 3 мкм, вероятно коллоидного, установлено в технических водных растворах, использованных для мокрой ситовки (табл. 2).

Фракции	Процент от общего веса пробы (<1 мм)	Распределение содержаний золота по фракциям			
		всего		в том числе, %	
		г/т	%	видимое золото	в минералах-концентраторах (связанное)
1–0,5 мм	38,54	70,30	74,83	17,9	0,04
0,5–0,25 мм	44,07	7,5	9,08	2,1	0,07
0,25–0.01 мм	14,72	22,3	9,08	2,1	0,003
12–8 мкм	2,58	0,47	2,68	–	–
8–5 мкм	0,07	2,24	0,34	–	–
5–3 мкм	0,02	7,08	0,48	–	–
в растворе (< 3 мкм)	11,3 л	120 мкг/л	3,51	–	–

Табл. 2. Фракционный состав делювия размерности < 1 мм по результатам мокрой ситовки и распределение содержаний золота по фракциям

Заключение

Таким образом, установлено, что 77,9% самородного золота от всего содержащегося в исследованной пробе делювия (фракция < 1 мм) относится к невидимому размерности (< 12 мкм), в том числе связанному – 3,6% (0,1% в минералах-концентраторах и 3,5% фракции < 3 мкм и условно коллоидному (переходящему при промывании в раствор)) (рис. 3). При этом наибольшие части видимого (17,9%) и невидимого (56,93%) золота сконцентрированы во фракции (1–0,5 мм) (табл. 2).

Можно заключить, что при учете свободного невидимого золота ресурсы благородного металла в рассматриваемой пробе делювия увеличиваются в 3,4 раза (рис. 3).

Наноразмерное золото в рудах, россыпях и даже минералах обычно распределяется крайне неравномерно (Юшкин и др., 2005; Моисеенко, 2007, Hough et al., 2011; Дементиенко, Моисеенко, 2014; Osovetsky, 2015; Saunders, Burke, 2017; Hastie et al., 2021), что обусловливает необходимость применения специальной методики отбора проб и их анализа, обеспечивающей представительность и достоверность получаемых данных. Заметим, что для оценки перспективных участков россыпей и кор выветривания с учетом содержания в них невидимого золота в настоящее время имеются все возможности, в том числе методические разработки.

Адекватная оценка геологических запасов и прогнозных ресурсов благородного металла с учетом микро- и наноразмерных его фракций на территориях с рудным и россыпным потенциалом Au связана с выполнением ряда задач, то есть необходимы:

1) полевые исследования на эталонных объектах региона с отбором представительных проб (100–300 кг);

2) при пробоподготовке мокрое ситование золотоносных фракций поэтапно с отделением фракций (от 1 мм до 12 мкм) и улавливанием частиц < 12 мкм на фильтрационной установке, а также с определением содержания благородного металла разных размеров;

3) определение основных минералов-концентраторов золота в каждой фракции минералогическими исследованиями, установление в них содержаний благородного металла;

4) количественная оценка в минеральном сырье всех полезных компонентов, в том числе минералов-концентраторов;

5) определение содержаний благородного металла в пробах с использованием различных методов и подходов,

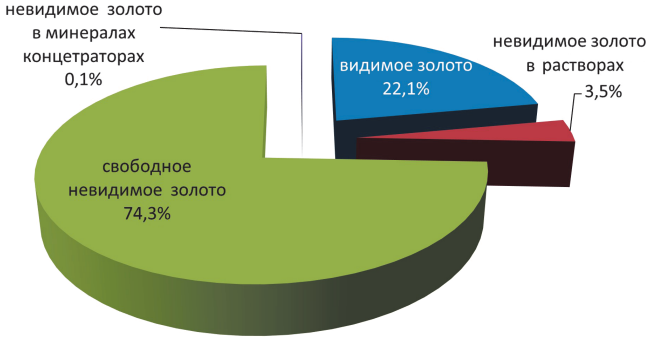


Рис. 3. Распределение золота по размерности в исследованной пробе делювия

обеспечивающих максимальное сохранение самородного золота в процессе пробоподготовки и выполнения анализов;

6) разработка коэффициентов нормирования содержаний невидимого золота относительно установленного общего содержания благородного металла по месторождению;

7) проведение пересчетов по эталонным объектам для предварительной оценки прогнозных ресурсов и запасов золота, а также других полезных компонентов на изучаемых объектах;

8) разработка технологий, позволяющих максимально полно извлекать золото всех фракций крупности и сопутствующие ему полезные компоненты из сырьевого продукта.

9) опытно-промышленная эксплуатация (технологическое опробование) на эталонных объектах с целью верификации результатов исследований.

Проведенные нами исследования самородного золота в коре выветривания долины руч. Отпорный позволяют утверждать о целесообразности учета невидимого Au для наращивания ресурсного потенциала благородного металла в Приамурье и на золотоносных территориях других регионов.

Благодарности

Авторы благодарны академику РАН Валентину Григорьевичу Моисеенко за многолетнее сотрудничество и неоценимый вклад в изучение микро- и наноразмерного самородного золота, а также выражают признательность уважаемым рецензентам и сотрудникам редакции за ценные замечания в ходе подготовки статьи.

Литература

Афанасенко С.И., Лазариди А.Н. (2010). Золотая жила техногенных отвалов. *Золотодобывающая промышленность*, (1), с. 32–35.

Беневольский Б.И., Шевцов Т.П. (2000). О потенциале техногенных россыпей золота Российской Федерации. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, (1), с. 14–18.

Быховский Л.З. Спорыхина Л.В. (2011). Техногенные отходы как резерв пополнения минерально-сырьевой база: состояние и проблемы освоения. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, (4), с. 15–20.

Вольский А.С. (2007). Геологическая карта: N-52 (Зея). Государственная геологическая карта Российской Федерации (третье поколение). Геологическая карта. Дальневосточная серия, М: 1:1000 000, ГБУ «ВСЕГЕИ».

Голдырев В.Н., Наймов В.А., Коврижных С.Б., Ощепкова И.В., Макаров К.С. (2021). Ресурсный потенциал золота Полуденской техногенной россыпи (Западный Урал). *Геология и полезные ископаемые Западного Урала*, (4), с. 37–45.

Дементиенко А.И., Моисеенко В.Г. (2014). Использование балансового метода оценки при классификации ресурсов золота. *Вопросы геологии и комплексного освоения природных ресурсов Восточной Азии: Третья Всерос. науч. конф.: Сб. докл.* Благовещенск: ИГиП ДВО РАН, Т. 2, с. 61–63.

Калинин Ю.А., Росляков Н.А., Прудников С.Г. (2006) Золотоносные коры выветривания юга Сибири. Новосибирск: Гео, 339 с.

Ковлеков И.И. (2002). Техногенное золото Якутии. М.: МГГУ, 303 с.

Конеев Р.И. (2006). Наноминералогия золота эпитермальных месторождений Чаткало-Курамского региона (Узбекистан). СПб.: DELTA, 220 с.

Кузнецова И.В. (2011). Геология, тонкодисперсное и наноразмерное золото в минералах россыпей Нижнеселемджинского узла (Приамурье): Автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук. Красноярск: СФУ, 21 с.

Кузнецова И.В. (2014). Проблемы выделения наноразмерного золота при россыпной золотодобыче (на примере Приамурья). *Руды и металлы*, (4), с. 52–57.

Литвинцев В.С. Алексеев В.С. Краденых И.А. Усиков В.И. (2017). Ресурсный потенциал техногенных золотороссыпных месторождений и стратегия их масштабного освоения. *Маркшейдерия и недропользование*, (5), с. 21–24.

Лунев Б.С., Наумов В.А. (2000). Мелкое золото – главное золото нашей планеты. *Геология и полезные ископаемые Западного Урала: Материалы регион. науч. конф.* Пермь, с. 50–55.

Макаров А.В. (2011). Золото техногенных минеральных объектов – ресурсы и проблемы геолого-технологической оценки. *Золото и технологии*, (3), с. 25–28.

Мирзеханов Г.С. Мирзеханова З.Г. (2013). Ресурсный потенциал техногенных образований россыпных месторождений золота. М.: МАКС Пресс, 288 с.

Моисеенко В.Г. (2007). От атомов золота через кластеры, нано- и микроскопические частицы до самородков благородного металла. Благовещенск: Амурское отд-ние РМО, 187 с.

Моисеенко В.Г., Миронюк А.Ф., Остапенко Н.С. (2004). О целесообразности применения крупнообъемного опробования при оценке запасов золота в россыпях и отвалах их отработки. *Современные технологии освоения минеральных ресурсов: Сб. науч. тр*. Красноярск, Вып. 2, с. 21–25.

Моисеенко В.Г., Моисеенко Н.В. (2012). Концентрация наноминералов золота в процессе образования руд Покровского месторождения. *Доклады Акад. наук*, 444(1), с. 73–76.

Моисеенко В.Г., Кузнецова И.В. (2015). Оценка содержания золота в россыпях и корах выветривания с учетом наноминералов благородного металла. *Россыпи и месторождения кор выветривания: изучение, освоение, экология: Материалы 15 Междунар. совещания по геологии россыпей и месторождений кор выветривания*. Пермь: Изд-во ПГНИУ. с. 155–157.

Наумов В.А., Наумова О.Б. (2019). Формы нахождения и перспективы освоения золота в природных и техногенно-минеральных образованиях западного Урала. *Вестник Пермского университета. Геология*, 18(1), с. 55–63.

Паленова Е.Е., Новоселов К.А., Белогуб Е.В. (2019). Золото в корах выветривания Гвианского щита (Южная Америка). *Минералогия*, 5(2), с. 83–100. https://doi.org/10.35597/2313-545X-2019-5-2-83-100

Прусс Ю.В. (1987). Проблема учета запасов «мелкого» и «тонкого» золота россыпей. *Разведка и охрана недр*, (12), с. 22–23.

Рассказов И.Ю. Литвинцев В.С. Мирзеханов Г.С. Банщикова Т.С. (2016). Приоритетные направления освоения техногенных комплексов рудно-россыпных месторождений. *Недропользование XXI век*, (1), с. 46–55.

Флеров И.Б. (2004). Техногенные россыпи – неоцененный ресурс золота России. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, (4), с. 41–44.

Юшкин Н.П., Асхабов А.М., Ракин В.И. (отв. ред.) (2005). Наноминералогия. Ультра- и микродисперсное состояние минерального вещества. СПб.: Наука, 581 с.

Шиханов В.В. (1982). Геологическая карта СССР м-ба 1:200 000. Лист N-52-XXVШ. Объяснительная записка. М.: Недра, 92 с.

Hastie E.C.G., Schindler M., Kontak D.J. Lafrance B. (2021). Transport and coarsening of gold nanoparticles in an orogenic deposit by dissolution–reprecipitation and Ostwald ripening. *Communications Earth & Environment*, 2, 57. https://doi.org/10.1038/s43247-021-00126-6

Hough R.M., Noble R.R.P., Reich M. (2011). Natural gold nanoparticles. *Ore Geology Reviews*, 42(1), pp. 55–61. https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2011.07.003

Osovetsky B.M. (2015). Aggregation of nanogold particles in the environment. *Natural Resources Research*, 25, pp. 241–253. https://doi.org/10.1007/s11053-015-9277-9

Saunders J.A., Burke M. (2017). Formation and aggregation of gold (electrum) nanoparticles in epithermal ores. *Minerals*, 7(9), 163. https://doi.org/10.3390/min7090163

Shuster J., Lengke M., Márquez-Zavalia M.F., Southam G. (2016). Floating gold grains and nanophase particles produced from the biogeochemical weathering of a gold-bearing ore. *Economic Geology*, 111(6), pp. 1485–1494. https://doi.org/10.2113/econgeo.111.6.1485

Сведения об авторах

Инна Владимировна Кузнецова – канд. геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник лаборатории рудогенеза, Институт геологии и природопользования Дальневосточного отделения РАН

Россия, 675000, Амурская обл., Благовещенск, Рёлочный пер., д. 1

e-mail: kuzia67@mail.ru

Анатолий Иванович Дементиенко – канд. геол.-минерал. наук, главный геолог, ООО «Амурголд»

Россия, 675000, Амурская обл., Благовещенск, ул. Калинина, д. 103

Статья поступила в редакцию 13.02.2023;
Принята к публикации 08.06.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

About micro- and nanoscale gold in the veil of gold-bearing territories (on the example of a mineralization site in the basin of the river Adamikha, Amur region)

I.V. Kuznetsova[1], A.I. Dementienko[2]*

[1]Institute of Geology and Nature Management of the Far Eastem Branch of the Russian Academy of Sciences, Blagoveshchensk, Russian Federation

[2]Amurgold LLC, Blagoveshchensk, Russian Federation

[*]Corresponding author: Inna V. Kuznetsova, e-mail: kuzia67@mail.ru

Abstract. The article identifies the problem of the need to take into account micro- (1 mm to 0.12 microns) and nanoscale (<0.12 microns) gold in placers and weathering crusts in order to increase the objectivity of their and eroded ore objects potential assesment. The results of technological studies of gold-bearing deluvial deposits in the valley of the Adamikha river basin (Amur region) are presented. A quantitative assessment of the content of micro- and nanogold by fractions of loose material was made. It was found that in the studied sample of such material (weighing 50 kg), the major part (78%) refers to native gold with a dimension of <0.12 microns. Including 0.1% is in concentrator minerals, and 3.5% of the fraction (<3 microns), probably colloidal, is in technical solutions of wet sieve. Moreover, 3/4 of the total amount (18% visible and 57% invisible) of gold is concentrated in the fraction (1–0.5 mm). It is established that, taking into account the free invisible gold, the resources of the precious metal of the object under study increase by 3.4 times. The possibility of a more objective quantitative assessment of the Au potential of promising areas, taking into account the content of fine gold, is shown. Possible ways of solving the problem of a more reliable assessment of geological reserves and estimation of forecast gold resources, taking into account the knowledge of the quantities of micro- and nanoscale fractions, are proposed. The authors believe that studies of the forms of allocation and distribution, including invisible (<0.12 microns) gold in placers and weathering crusts will contribute to a more correct assessment of the studied gold-bearing objects and territories with the possibility of increasing the real resource potential of the precious metal in the region.

Keywords: native gold, micro- and nanoscale gold, placers, weathering crust, gold ore deposits, potential of gold-bearing regions and territories

Recommended citation: Kuznetsova I.V., Dementienko A.I. (2023). About micro- and nanoscale gold in the veil of gold-bearing territories (on the example of a mineralization site in the basin of the river Adamikha, Amur region). *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 191–197. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.22

References

Afanasenko S.I., Lazaridi A.N. (2010). Gold mine of technogenic dumps. *Zolotodobyvayushchaya promyshlennost'*, (1), pp. 32–35. (In Russ.)

Benevol'skiy B.I., Shevtsov T.P. (2000). On the potential of technogenic gold placers in the Russian Federation. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, (1), pp. 14–18. (In Russ.)

Bykhovskiy L.Z. Sporykhina L.V. (2011). Technogenic waste as a reserve for replenishing the mineral resource base: state and problems of development. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, (4), pp. 15–20. (In Russ.)

Dementienko A.I., Moiseenko V.G. (2014). Using the balance valuation method in classifying gold resources. *Issues of geology and integrated development of natural resources in East Asia: Proc. Third All-Russian. Sci. Conf.* Blagoveshchensk: IGiP DVO RAN, Vol. 2, pp. 61–63. (In Russ.)

Flerov I.B. (2004). Technogenic placers are an unvalued gold resource in Russia. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, (4), pp. 41–44. (In Russ.)

Goldyrev V.N., Naymov V.A., Kovrizhnykh S.B., Oshchepkova I.V., Makarov K.S. (2021). Resource potential of gold from the Poludenskaya technogenic placer (Western Urals). *Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala*, (4), pp. 37–45. (In Russ.)

Hastie E.C.G., Schindler M., Kontak D.J. Lafrance B. (2021). Transport and coarsening of gold nanoparticles in an orogenic deposit by dissolution–reprecipitation and Ostwald ripening. *Communications Earth & Environment*, 2, 57. https://doi.org/10.1038/s43247-021-00126-6

Hough R.M., Noble R.R.P., Reich M. (2011). Natural gold nanoparticles. *Ore Geology Reviews*, 42(1), pp. 55–61. https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2011.07.003

Kalinin Yu.A., Roslyakov N.A., Prudnikov S.G. (2006). Gold-bearing weathering crusts of southern Siberia. Novosibirsk: Geo, 339 p. (In Russ.)

Koneev R.I. (2006). Nanomineralogy of gold from epithermal deposits of the Chatkal-Kuram region (Uzbekistan). St. Petersburg: Delta, 220 p. (In Russ.)

Kovlekov I.I. (2002). Technogenic gold of Yakutia. Moscow: MGGU, 303 p. (In Russ.)

Kuznetsova I.V. (2011). Geology, fine-dispersed and nanoscale gold in placer minerals of the Nizhneselemdzhinsky cluster (Amur region). Abstract cand. geol. and mineral. sci. diss. Krasnoyarsk: SFU, 21 p. (In Russ.)

Kuznetsova I.V. (2014). Problems of separating nano-sized gold during placer gold mining (using the example of the Amur region). *Rudy i metally,* (4), pp. 52–57. (In Russ.)

Litvintsev V.S. Alekseev V.S. Kradenykh I.A. Usikov V.I. (2017). Resource potential of technogenic gold placer deposits and strategy for their large-scale development. *Marksheyderiya i nedropol'zovanie*, (5), pp. 21–24. (In Russ.)

Lunev B.S., Naumov V.A. (2000). Fine gold is the main gold of our planet. *Geology and minerals of the Western Urals: Proc. Region. Sci. Conf.* Perm', pp. 50–55. (In Russ.)

Makarov A.V. (2011). Gold of technogenic mineral objects – resources and problems of geological and technological assessment. *Zoloto i tekhnologii*, (3), pp. 25–28. (In Russ.)

Mirzekhanov G.S. Mirzekhanova Z.G. (2013). Resource potential of technogenic formations of alluvial gold deposits. Moscow: MAKS Press, 288 p. (In Russ.)

Moiseenko V.G. (2007). From gold atoms through clusters, nano- and microscopic particles to precious metal nuggets. Blagoveshchensk: Amurskoe otd-nie RMO, 187 p. (In Russ.)

Moiseenko V.G., Mironyuk A.F., Ostapenko N.S. (2004). On the feasibility of using large-scale sampling when assessing gold reserves in placers and waste dumps. *Modern technologies for the development of mineral resources: Coll. papers*. Krasnoyarsk, Vyp. 2, pp. 21–25. (In Russ.)

Moiseenko V.G., Moiseenko N.V. (2012). Concentration of gold nanominerals during the formation of ores of the Pokrovskoe deposit. *Doklady Akad. nauk*, 444(1), pp. 73–76. (In Russ.)

Moiseenko V.G., Kuznetsova I.V. (2015). Estimation of gold content in placers and weathering crusts, taking into account precious metal nanominerals. *Placers and deposits of weathering crusts: study, development, ecology: Proc. 15th Int. meeting on the geology of placers and deposits of weathering crusts.* Perm': Izd-vo PGNIU. pp. 155–157. (In Russ.)

Naumov V.A., Naumova O.B. (2019). Forms of occurrence and prospects for the development of gold in natural and technogenic-mineral formations of the Western Urals. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya = Bulletin of Perm University. Geology*, 18(1), pp. 55–63. (In Russ.)

Osovetsky B.M. (2015). Aggregation of nanogold particles in the environment. *Natural Resources Research*, 25, pp. 241–253. https://doi.org/10.1007/s11053-015-9277-9

Palenova E.E., Novoselov K.A., Belogub E.V. (2019). Gold in the weathering crusts of the Guiana Shield (South America). *Mineralogiya*, 5(2), pp. 83–100. (In Russ.) https://doi.org/10.35597/2313-545X-2019-5-2-83-100

Pruss Yu.V. (1987). The problem of accounting for reserves of "small" and "fine" placer gold. *Razvedka i okhrana nedr,* (12), pp. 22–23. (In Russ.)

Rasskazov I.Yu. Litvintsev V.S. Mirzekhanov G.S. Banshchikova T.S. (2016). Priority directions for the development of technogenic complexes of ore-placer deposits. *Nedropol'zovanie XXI vek*, (1), pp. 46–55. (In Russ.)

Saunders J.A., Burke M. (2017). Formation and aggregation of gold (electrum) nanoparticles in epithermal ores. *Minerals*, 7(9), 163. https://doi.org/10.3390/min7090163

Shikhanov V.V. (1982). Geological map of the USSR, scale 1:200 000. Sheet N-52-XXVSh. Explanatory note. Moscow: Nedra, 92 p. (In Russ.)

Shuster J., Lengke M., Márquez-Zavalia M.F., Southam G. (2016). Floating gold grains and nanophase particles produced from the biogeochemical weathering of a gold-bearing ore. *Economic Geology*, 111(6), pp. 1485–1494. https://doi.org/10.2113/econgeo.111.6.1485

Vol'skiy A.S. (2007). Geological map: N-52 (Zeya). State geological map of the Russian Federation (third generation). Far Eastern series, Scale: 1:1000 000, VSEGEI. (In Russ.)

Yushkin N.P., Askhabov A.M., Rakin V.I. (otv. red.) (2005). Nanomineralogy. Ultra- and microdispersed state of mineral matter. St. Petersburg: Nauka, 581 p. (In Russ.)

About the Authors

Inna V. Kuznetsova – Cand Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Rudogenesis Laboratory, Institute of Geology and Nature Management of the Far Eastem Branch of the Russian Academy of Sciences

1, Relochny Lane, Blagoveshchensk, 675000, Russian Federation

Anatoly I. Dementienko – Cand Sci. (Geology and Mineralogy), Chief geologist, Amurgold LLC

103, Kalinina st., Blagoveshchensk, 675000, Russian Federation

Manuscript received 13 February 2023;
Accepted 8 June 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.23

УДК 549.283(571.62)

Минералого-технологические особенности золота из россыпей южного склона Белой Горы (Хабаровский край) и этапы его формирования

Н.А. Лаврик[*]*, Н.М. Литвинова, А.В. Лаврик*

Хабаровский Федеральный исследовательский центр Дальневосточного отделения РАН, Хабаровск, Россия

Золотороссыпное месторождение ручьёв Покровский и Верный сформировано на южном склоне г. Белая Гора (Хабаровский край) (в 300 м от вершины), где ручьи дренируют золоторудные образования одноименного месторождения. Содержание золота в отвалах разработок россыпей прошлых лет нередко достигает промышленных концентраций, что позволяет их повторно перерабатывать, при этом часть золота вновь уходит в отвалы. Рудно-россыпное поле представляет собой сложную вулканическую структуру с концентрически-зональным строением, подчёркнутым разломами. В работе изучены минералого-технологические особенности золота в пробах продуктов обогащения с доводочного шлихообогатительного участка (магнитная и электромагнитная фракция, хвосты стола) каждого из ручьёв. С помощью сканирующего электронного микроскопа исследовано 135 зёрен золота размером от 10–15 мкм до 3 мм. По составу и морфологии выделено шесть основных видов: высокопробное в виде изометричных кристаллов; сростки кристаллов золота с примесью серебра 0–29 мас. %; дендриты золота с примесью серебра до 41 мас. %; амальгамы золота и серебра с изменчивым содержанием ртути; рыхлые образования вейшанита $(Au,Ag)_3Hg_2$ желтовато-серого цвета с постоянным соотношением элементов; сростки рудных и нерудных минералов с золотом, в которых драгоценный металл составляет менее половины зерна. Все зёрна золота имеют уплощённую форму, вариативно содержат включения глинистых минералов, кварца, гематита, ильменита, магнетита, лимонита. В пробах в минеральной ассоциации с золотом выделены зёрна самородных металлов и интерметаллидов. Выявленные особенности золота показывают, что формирование драгоценного металла связано с гипогенными и эпитермальными процессами, а также с флюидными эманациями, поступающими по поздними глубинным разломам. Для эффективного извлечения золота требуется многостадийное обогащение.

Ключевые слова: золотороссыпное месторождение ручьёв Покровский и Верный, золоторудное месторождение Белая Гора, золото, электрум, амальгама, вейшанит, сростки, потери золота

Для цитирования: Лаврик Н.А., Литвинова Н.М., Лаврик А.В. (2023). Минералого-технологические особенности золота из россыпей южного склона Белой Горы (Хабаровский край) и этапы его формирования. *Георесурсы,* 25(3), с. 198–207. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.23

Введение

При разработке золотороссыпных месторождений и извлечении драгоценного металла часть золота уходит в отвалы, что может быть связано с техническим несовершенством применяемого оборудования, присутствием линз многолетнемёрзлых пород и большого количества тяжёлых минералов, а также с геологическими особенностями формирования россыпей и минералого-технологическими характеристиками золота (Гольдфарб, Прейс, 2010; Кузнецова и др., 2019; Шило, 2000; Мирзеханов, Мирзеханова, 2022).

Месторождение россыпного золота ручьёв Покровский и Верный сформировано в их долинах на южном склоне г. Белая Гора (Николаевский район Хабаровского края), которая, в свою очередь, представляет собой месторождение рудного золота с одноимённым названием. Ручьи начинаются в непосредственной близости от месторождения и дренируют золоторудные породы.

Стабильная добыча золота в россыпях велась в 1977–2003 гг. Отработка осуществлялась дражным и гидравлическим способом. Отрабатывались балансовые и забалансовые запасы, также вторичной переработке подвергались отвалы хвостов. За указанный период было добыто 1011,2 кг золота. Среднее содержание золота в горной массе составляло 356 мг/м^3. Не затронутыми эксплуатацией оставались верхний участок в долинах ручьёв Покровский и Верный, а также нижний участок ручья Покровский. Добыча золота возобновилась в 2017 г.; запасы золота на момент эксплуатации составляли 437,5 кг. По материалам эксплуатационных работ на россыпях подавляющая часть продуктивных золотоносных осадков представлена плотными вязкими глинами, что значительно затрудняет их промывку. Содержание золота в отвалах отработок прошлых лет, по разведочным данным, в большинстве достигает промышленных концентраций, что позволяет подвергнуть их повторной переработке. Основной проблемой при добыче золота из россыпей южного склона Белой Горы является потеря золота при промывке и обогащении с использованием магнитной сепарации.

Целью настоящей работы являлась оценка проб доводочного шлихообогатительного участка из россыпей

[*] Ответственный автор: Наталья Анатольевна Лаврик
e-mail: lavrik@igd.khv.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

верховий ручья Покровский и ручья Верный на содержание золота и определение основных характеристик золота по следующим пробам: магнитная и электромагнитная фракции, хвосты стола.

Краткая геологическая характеристика

Характеристика золотороссыпного месторождения ручьёв Покровский и Верный дана по фондовым материалам (Отчёт…, 1975[1]; Технический проект…, 2017[2]; Отчёт…, 2019[3]). Месторождение охватывает пролювиально-делювиальные и делювиально-аллювиальные россыпи, сформировавшиеся в долинах ручьёв Покровский и Верный. Оно находится в непосредственной близости от разрабатываемого месторождения рудного золота Белая Гора (рис. 1), в Белогорском рудно-россыпном узле. Ручей Покровский и его левый приток, ручей Верный расположены в бассейне р. Коль, впадающей в Сахалинский залив Охотского моря; имеют протяженность соответственно 9 и 1,6 км. Ширина долин колеблется от 100–200 до 300–500 м. Площадь является одним из отрогов хребта Сихотэ-Алинь. Она представляет собой плоскую возвышенность с пологими склонами, покрытыми делювием, мощность которого местами достигает 20 м и более.

Исследования проводились по пробам из отрабатываемой части россыпи – площади слияния ручьёв Покровский и Верный (участок 1 на рис. 1).

Золото в россыпи весьма неравномерно рассеяно по всей толще песчано-глинистых отложений с дресвой, щебнем, мелкими глыбами. Нижняя граница промышленной золотоносности в среднем достигает 12,8 м от дневной поверхности. Продуктивный пласт литологически не выражен и выделяется по данным опробования. Рыхлые отложения подстилаются выветрелыми, дезинтегрированными базальтоидами сизиманской толщи ($P_{2-3}sz$). По фондовым материалам (Отчёт…, 1975; Отчёт…, 2019), золото в пролювиально-делювиальной россыпи ручьёв Покровский и Верный представлено золотинами неокатанными, часто в сростках с кварцем, реже с лимонитом и еще реже с пиритом. В россыпи преобладает мелкое золото (до 0,9 мм) – 94,8%, крупное золото размером 1 мм и более составляет 5,2%. Цвет зеленовато-жёлтый, форма дендритовидная, крючковатая, проволочковидная. Пробность золота 695. Содержание золота в отвалах (Отчёт…, 1975) в большинстве проб достигает промышленных концентраций, что позволяет подвергнуть их повторной переработке.

Россыпи золота указанных ручьёв начинаются от границ золоторудного месторождения Белая Гора, поэтому рассмотрим кратко основные черты его геологического строения по материалам ранее проведенных исследований (Петровская, 1973; Онихимовский, Беломестных, 1996; Моисеенко, Эйриш, 1996; Мишин, 1999; Володькова, 2010; Константинов, Косовец, 2010; Остапенко, Нерода, 2019; Отчёт…, 2019). Месторождение Белая Гора относится к золотосеребряному эпитермальному жильному типу с примесями Hg, Cu, Pb, Zn. Расположено в районе тектонического сжатия Северно-Сихотэ-Алиньского вулканогенного пояса. Рудное поле месторождения представляет собой сложную вулканическую структуру, по аэрогеофизическим данным (Володькова, 2010) имеет концентрически-зональное строение. Выделяется несколько зон, подчёркнутых кольцевыми разломами. С разрывными нарушениями часто связаны подземные воды, которые проявляются в виде мочажин, родников и приурочиваются к бортовым частям склонов. В пределах рудно-россыпной площади обнажаются покровы вулканогенных пород (верхний мел – нижний палеоген K_2– P_1) разнообразного состава и слаболитифицированные отложения миоцена. Ручьи Покровский и Верный дренируют эоцен-олигоценовые (P_{2-3}) породы. Среди вулканогенных пород развиты базальты, андезибазальты, трахибазальты, трахиандезибазальты, встречаются лейкобазальты, андезиты, долериты, габбро-долериты и останцы вулканогенно-осадочных туфов риолитов, риодацитов, трахидацитов, дацитов, туффитов, туфопесчаников, туфоконгломератов. Покровные образования прорваны расширяющимися к поверхности олигоценовыми (P_3) экструзиями трахидацитов и трахитов размером до 750–800 м. К радиальным и кольцевым трещинам вокруг кальдеры вулкана приурочены дайки полевошпатовых порфиров, брекчии взрыва. Породы Белой Горы брекчированы, интенсивно гидротермально-метасоматически изменены: пропилитизированы, аргиллизированы; развиты адуляризация, окварцевание. Само месторождение является золоторудным штокверком. Вкрапленность рудных минералов убогая. Рудные минералы представлены золотом, серебром, аргентитом, пиритом, марказитом, халькопиритом, сфалеритом, киноварью, галенитом, гематитом. Известно, что золото на Белой Горе встречается в срастании с киноварью. Для рудных тел характерны разрозненные обогащённые участки.

Руды обогащались гравитационными методами с последующей раздельной гидрометаллургической переработкой концентратов методами интенсивного и сорбционного цианирования с вывозом концентрата на золотоизвлекательную фабрику, принадлежащую компании предприятия Многовершинное (Халилова, 2011). В конце 2014 г. на предприятии была открыта новейшая химическая лаборатория, а в начале 2015 г. были введены в эксплуатацию циклы дополнительной гравитации с сорбционным выщелачиванием и элюирования. Эти нововведения были призваны повысить показатели извлечения до более чем 80%. Среднее содержание золота в руде составляет 1,874 г/т по данным на 01 января 2020 г. (Золоторудное…, 2020).

Методы исследований

В настоящей работе исследованы пробы весом от 350 г до 2,5 кг с доводочного участка шлихообогатительной установки (россыпи ручьёв Покровский и Верный). Предварительную оценку основного элементного состава

[1]Отчёт о результатах геологических работ на южном склоне Белой Горы с пересчётом запасов россыпного золота по месторождению Покровский-Верный по состоянию на 01.09.1975 г. (По работам Херпучинской партии за 1968–1975 гг. (1975). Отв. исполнители Чирков П.Л., Желонин К.К., Соснин А.Л. Хабаровск, Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) ФБУ «ТФГИ по Дальневосточному федеральному округу».

[2]Технический проект разработки месторождения россыпного золота ручьёв Покровский-Верный в 2017–2025 гг. (2017). Отв. исполнители Гостев А.А., Мейран Р.В. Хабаровск, Фонды ТКР Дальнедра.

[3]Отчёт по результатам геологоразведочных работ на рудное золото на флангах месторождения Белая Гора в 2016–2018 гг. (2019). Отв. исполнитель Бирюков Е.И. Хабаровск, Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) ФБУ «ТФГИ по Дальневосточному федеральному округу».

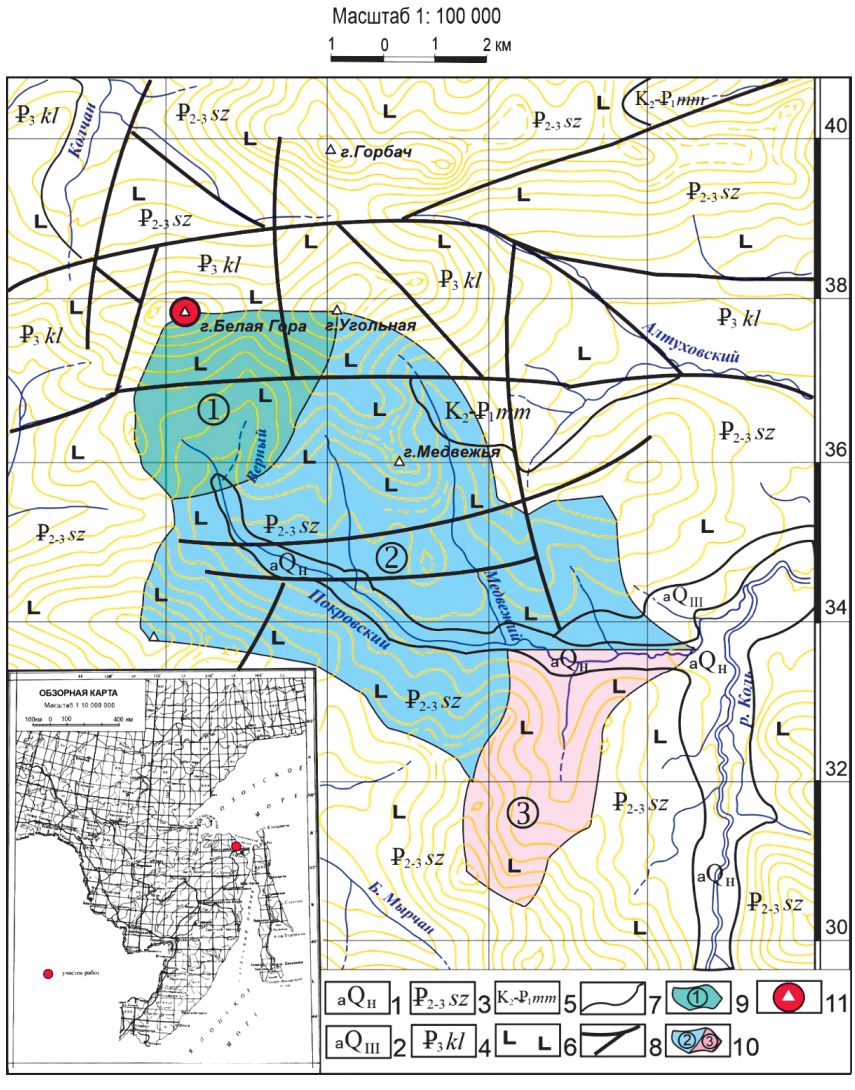


Рис. 1. Схема расположения и схематическая геологическая карта района золотороссыпного месторождения ручьёв Покровский и Верный. Масштаб 1:100 000. Условные обозначения: 1 – голоценовые отложения нерасчленённые (аллювиальные галечники, гравийники, суглинки, глины); 2 – верхнее звено (нерасчленённые отложения. Аллювиальные галечники с валунами и гравием, суглинки, глины, пески); 3 – сизиманская толща (трахиандезибазальты, трахибазальты, базальты, лейкобазальты, долериты, андезиты, туфы базальтов, туффиты, туфоконгломераты, туфопесчаники, бурые угли); 4 – колчанская свита (трахидациты, игнимбриты трахидацитов, трахириодацитов, трахиандезибазальты, трахиандезиты); 5 – маломихайловская свита (игнимбриты и туфы риодацитов, трахидацитов, риолитов, дацитов, андезитов, туффитов, туфопесчаников); 6 – базальтовый комплекс пород и субвулканические образования; 7 – геологические границы; 8 – тектонические нарушения; 9 – (1) площади водостоков и сноса материала для верхнего отрабатываемого участка золотороссыпного месторождения ручьёв Покровский и Верный; 10 – площади водостоков и сноса материала для среднего отработанного (2) и нижнего (3) участков золотороссыпного месторождения ручьёв Покровский и Верный; 11 – разрабатываемое золоторудное месторождение Белая Гора. (Использованные материалы: Отчёт…, 1975; Технический проект…, 2017; Отчёт…, 2019)

проб по каждому ручью (магнитная и электромагнитная фракции, хвосты стола) проводили с применением рентгенофлуоресцентного анализатора Mobilab X-50 (Innov-Systems Inc, США). Количественный анализ на золото проводили с помощью пламенного атомно-абсорбционного метода (методики НСАМ 131-С).

Из каждой пробы выбрали зёрна золота различной величины. Качественный минералогический анализ выполняли с применением микроскопов Stemi 2000, Stereo Discovery V8 (Carl Zeiss, Германия), сканирующего электронного микроскопа JEOL (Япония), оснащенного энергодисперсионным рентгеновским анализатором JCM-6000 PLUS (ускорение 15 кВ, зондирующий ток 7,475 нА, применяемое увеличение – от 20 до 2000) (JEOL, Япония). Зёрна и сростки закрепляли на специальных столиках и изучали в режимах вторичных и обратно-рассеянных электронов; в каждом зерне исследовали 5–10 точек от центра к краю. На сканирующем электронном микроскопе определяли морфологию и структуру зёрен золота, характер поверхности, состав, включения и вростки других минералов, вычисляли пробность золота. Обобщённые выводы сделаны по всем пробам.

Результаты

При промывке на лотке установлено, что доля свободного гравитационно извлекаемого золота составляет около 43%; соответственно 57% – золото в сростках, химически связанное и пр.

В настоящей работе представлены результаты изучения вещественного состава проб и зёрен золота, извлечённых из магнитной, электромагнитной фракций и хвостов стола после ручной доводки. Установлено, что магнитная фракция состоит преимущественно из магнетита и титаномагнетита, отмечаются выделения интерметаллидов хромжелезистого и железохромистого переменного состава. До 10% минеральных образований в магнитной фракции имеют сферические формы выделения различного размера. Электромагнитная фракция представлена ильменитом, гематитом, титаногематитом; встречается гранат, оливин, хромпикотит, гюбнерит, различные интерметаллиды. В немагнитной фракции (хвостах) преобладает циркон, минералы редкоземельных минералов, которые также отмечаются в сростках с ильменитом, гематитом и титаногематитом.

С помощью сканирующего электронного микроскопа изучено 135 зёрен золота величиной от 10–15 мкм до 3 мм (от пылевидного до крупного), единично – тонкодисперсное золото в доли мкм.

Изученные зёрна золота весьма разнообразны по величине, морфологии, основному составу, количеству и составу примесей, включений. По составу и морфологии можно выделить шесть основных видов зёрен золота.

1. Зёрна золота ярко-жёлтого цвета с золотистым блеском в виде отдельных кристаллов и сростков кристаллов (кубических, ромбододекаэдрических), с малой долей примеси серебра (0,0–3,3 мас. %). Золото весьма высокопробное. Большая часть таких зёрен имеет несколько сглаженные уплощённые формы с элементами кристаллографических огранок. Поверхность неровная, характерны вариативные включения породообразующих, жильных (глинистых минералов, кварца, полевых шпатов, единично оливина, пироксенов) и рудных минералов (магнетита, ильменита, гематита, интерметаллидов Ni–Cr–Fe-состава и др.), которые могут составлять до 5–10% поверхности зерна. Пример одного из зёрен высокопробного золота из указанных россыпей показан на рис. 2.

2. Уплощённые зёрна золота жёлтого и зеленовато-жёлтого цвета с ярким золотистым блеском, обычно сложной формы, представляющие собой сростки изометричных и удлинённых кристаллов (в некоторых случаях пластинчатых изогнутых) с вариативным содержанием примеси Ag в отдельных кристалликах (от 0,0 до 29 мас. %). В сростках встречаются кристаллики как чистого золота, так и электрума (рис. 3). Размер отдельных кристалликов золота составляет от 50 до 500 мкм. Зёрна золота вариативно содержат микронные включения рудных и породообразующих минералов, в межзерновом пространстве отмечаются вростки кварца, калий-натровых полевых шпатов, глинистых минералов,

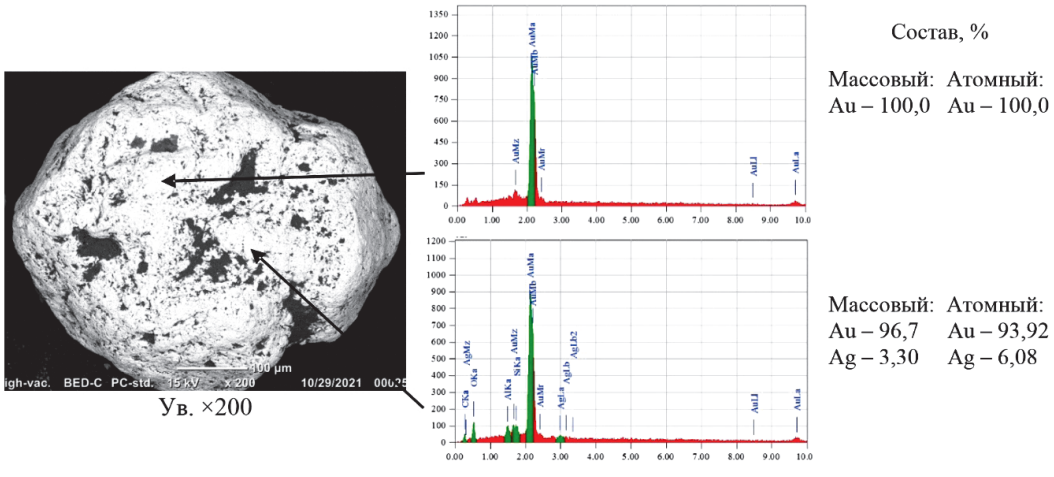


Рис. 2. Зерно золота (0,55 × 0,45 мм) с элементами кристаллографических огранок – сросток уплощённых кристаллов. Фотография со сканирующего электронного микроскопа. Показаны энергодисперсионные спектры элементов (зелёным цветом – основные пики)

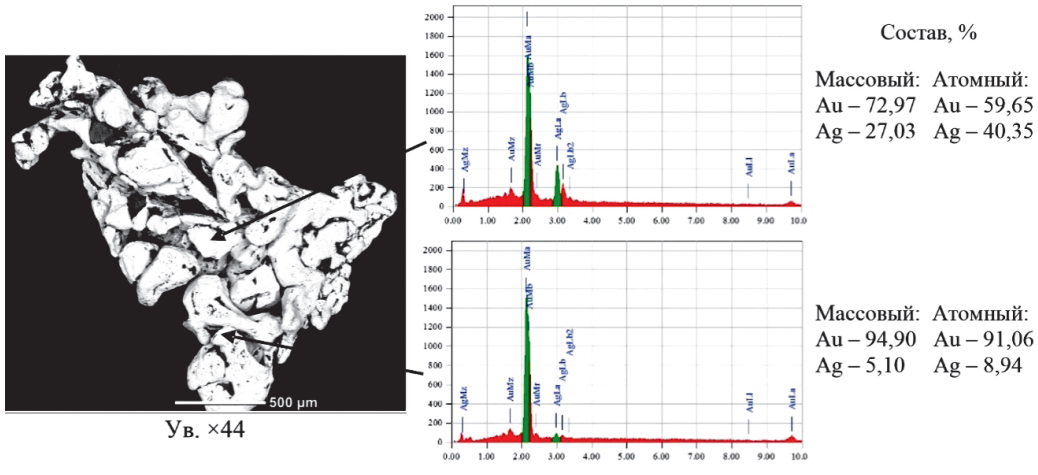


Рис. 3. Уплощённый сросток (2,0 × 1,0 мм) кристаллов золота изометричной и удлинённой формы с изменчивым содержанием примеси серебра. Фотография со сканирующего электронного микроскопа. Показаны энергодисперсионные спектры элементов (зелёным цветом – основные пики)

высокоуглеродистых образований, магнетита, гематита, ильменита от 2–3% до 5–10% поверхности зерна.

3. Зёрна золота бледно-жёлтого, зеленовато-жёлтого цвета с золотистым блеском, представляющие дендритовидные сростки (рис. 4) из удлинённых и коротких кристаллов, прямых или изогнутых, пластинчатых образований величиной от 30–50 мкм до 0,5–1 мм; встречаются крючковатые, проволочковидные разности. Золото (электрум) в разных точках содержит примесь серебра от 8,74 до 41,2 мас. %. На некоторых удлинённых кристалликах отмечаются наросты изометричных кристаллов золота с низким содержанием примеси серебра. Вариативно могут отмечаться примеси железа до 2,07 мас. %, ртути до 7,47 мас. %. Несмотря на рыхлое строение, зёрна золота содержат включения различной величины породообразующих и рудных минералов до 5–10% поверхности. Промежутки между отдельными образованиями золота выполнены глинистыми минералами, кварцем, магнетитом, ильменитом, сферическими, почковидными и лучистыми выделениями гематита с примесью марганца.

4. Зёрна очень светлого желтоватого и сероватого цвета разных оттенков с металловидным блеском амальгамы золота и электрума, неправильной формы со сглаженными оплывшими границами, в некоторых случаях с проступающими элементами кристаллографических огранок (рис. 5). Форма зёрен разнообразная: от простой скруглённой до сложных оплывших дендритовидных сростков (т.е. амальгамы вторичны). Поверхность зёрен нередко натёчная, неровная, обычно тонкопористая. В порах содержатся мельчайшие включения глинистых минералов. Примесь серебра, как и примесь ртути, даже в одном зерне может варьировать, составляя от 5–10 до 30,3 мас. %. Единично в золоте установлены примеси меди, осмия, иридия, тантала, ниобия. В углублениях зёрен амальгам золота содержатся выделения глинистых минералов, ильменита, гематита, магнетита, интерметаллидов Fe–Cr- и Cr–Fe-состава, высокоуглеродистых образований. Амальгамы встречаются в виде отдельных зёрен, а также в виде округлых корочек, налётов на других минералах.

5. Зёрна вейшанита $(Ag,Au)_3Hg_2$ светлого желтовато-серого, сероватого цвета с металловидным блеском или матовые, образующие отдельные рыхлые сростки мельчайших (5–30 мкм) призматических кристалликов, пластинчатых пакетов (рис. 6). Вейшанит встречается в виде мелких самостоятельных выделений, визуально похожих на пушистую пыль, реже в виде рыхлых налётов, частично покрывающих зёрна кварца, магнетита, гематита, ильменита. В отдельных случаях при больших увеличениях в кристалликах просматривается гексагональное сечение. Величина кристалликов от 2–3 до 20 мкм. Золото содержит высокую примесь серебра (до 20 мас. %) и ртути (до 35 мас. %). Состав и соотношение Au, Ag и Hg в призматических кристаллах и пластинчатых пакетах довольно стабильны. В амальгамах электрума содержание золота обычно выше, чем в вейшаните. Может содержаться примесь железа, ниобия. В углублениях кристалликов

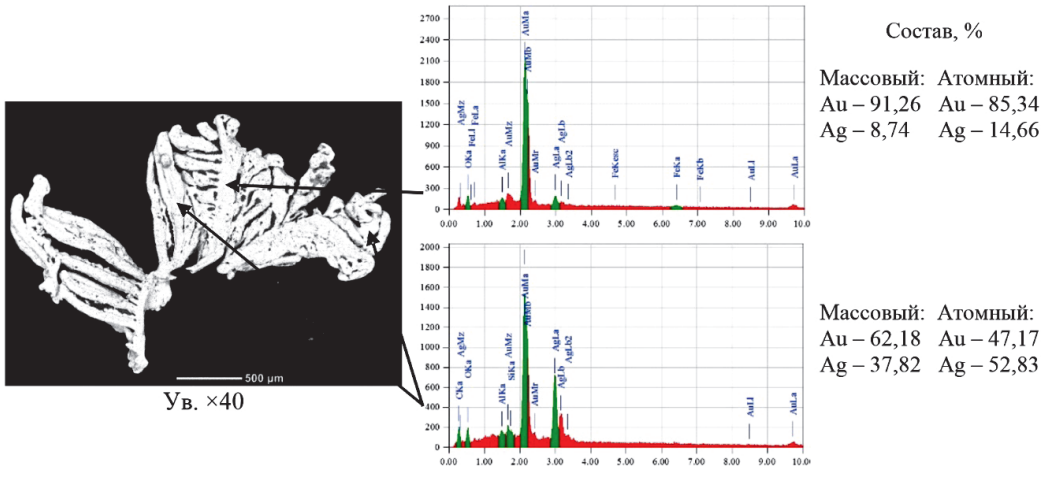


Рис. 4. Уплощённое дендритовидное зерно золота (2,8 × 1,8 мм). Фотография со сканирующего электронного микроскопа. Показаны энергодисперсионные спектры элементов (зелёным цветом – основные пики)

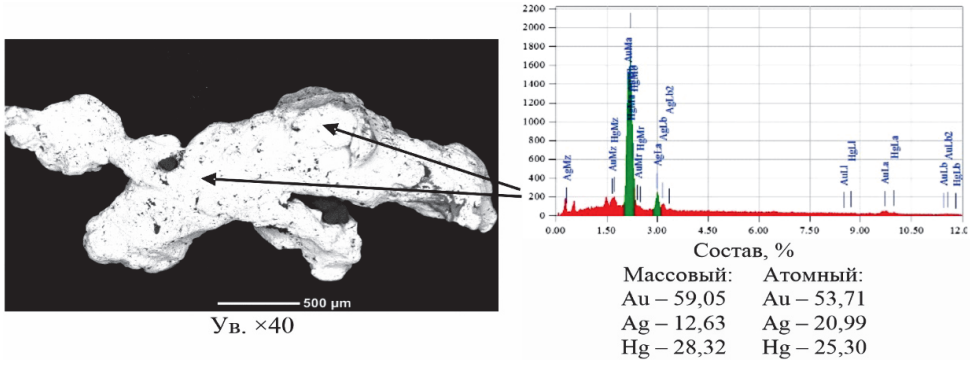


Рис. 5. Зерно амальгамы электрума (3,0 × 1,2 мм) сложной формы. Фотография со сканирующего электронного микроскопа. Показаны энергодисперсионные спектры элементов (зелёным цветом – основные пики)

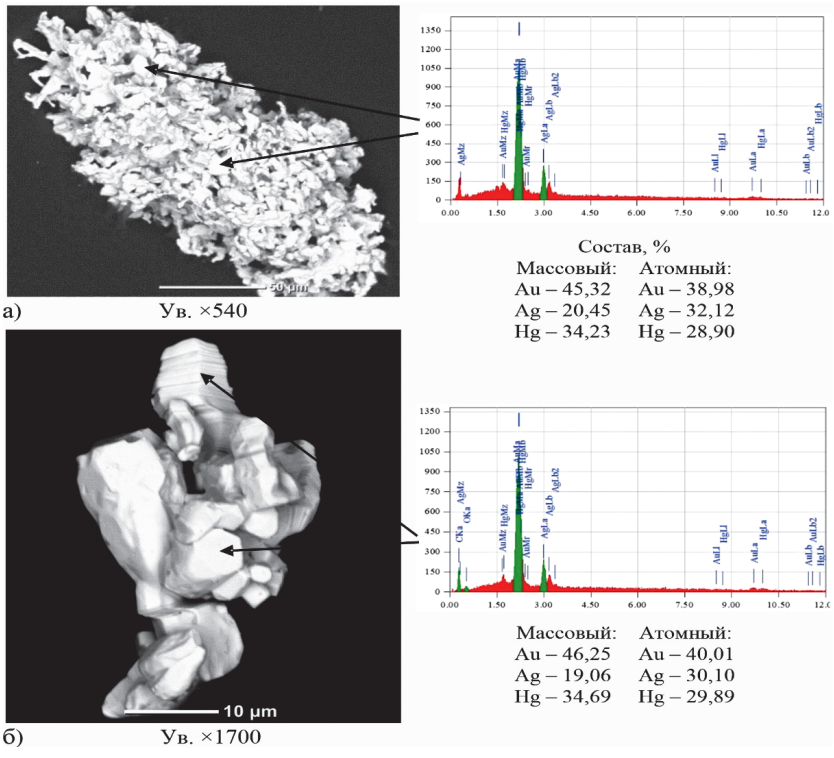


Рис. 6. Зёрна вейшанита: а) овальное, рыхлой структуры зерно (210 × 100 мкм), сложенное узкими призматическими кристаллами; б) сросток (50 × 25 мкм) призматических кристаллов и пластинчатых пакетов. Фотографии со сканирующего электронного микроскопа. Показаны энергодисперсионные спектры элементов (зелёным цветом – основные пики)

присутствуют включения оксидов железа, плагиоклазов, калий-натровых полевых шпатов, альбита, азотисто-высокоуглеродистых образований с галитом, в некоторых случаях – хлориды и оксиды ртути (каломель HgCl и монтроидит HgO). Ранее вейшанит на золотороссыпных месторождениях в пределах Белой Горы не упоминался.

Минерал вейшанит $(Au,Ag)_{1,2}Hg_{0,8}$ или $(Ag,Au)_3Hg_2$ был открыт впервые в Китае и зарегистрирован в 1984 г., имеет гексагональную сингонию (Li et al., 1984).

6. Зёрна, представляющие собой сростки породообразующих и рудных минералов с золотом примерно в равных соотношениях, либо с преобладанием породообразующих минералов до 80–90%. При этом золото по составу может быть разным, например, электрум с высоким содержанием примеси серебра или сростки, в которых золото разной пробы. Сглаженность зёрен золота также может различаться. К этой же разновидности мы отнесём зёрна породообразующих и рудных минералов, неравномерно покрытых налётами, корочками, округлыми лепёшковидными, ажурными или тонкопористыми выделениями амальгамы золота и вейшанита. Из породообразующих и жильных – кварц, глинистые минералы либо то и другое с включениями железистых и титаножелезистых минералов (титаномагнетита, магнетита, гематита, ильменита). Пример зерна кварца с вростками кристаллов электрума показан на рис. 7.

Необходимо также отметить тонкодисперсное золото (от долей до 10 мкм), встречающееся в глинистых комочках, кварце, арсенопирите, марказите и ильмените при исследованиях на электронном микроскопе. Подобные выделения золота имеют округлые формы; встречаются как отдельными самостоятельными вкраплениями,

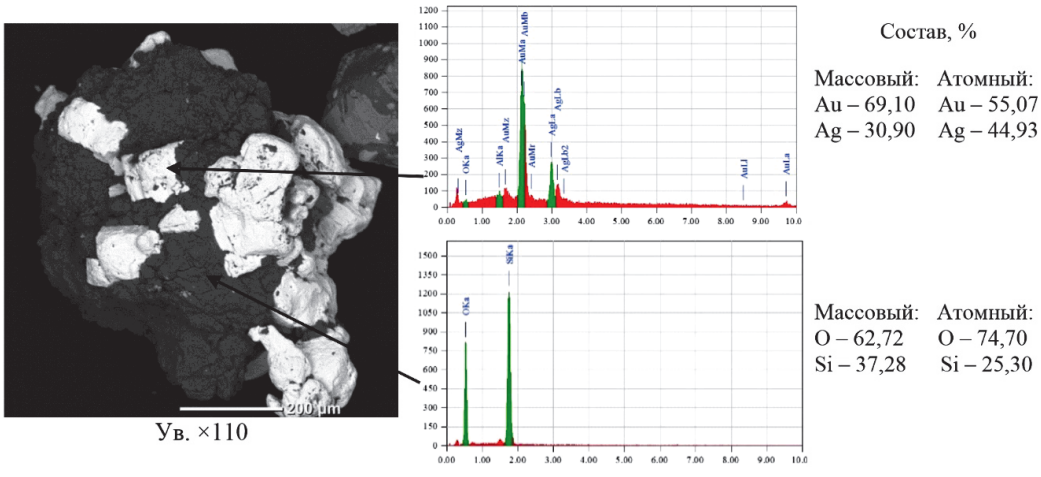


Рис. 7. Сросток (0,9 × 0,6 мкм) кварца с кристалликами электрума величиной от 50 до 150 мкм. Фотография со сканирующего электронного микроскопа. Показаны энергодисперсионные спектры элементов (зелёным цветом – основные пики)

так и в агрегатах с самородными металлами или интерметаллидами Pb, Sb, Zn, Cu, Sn.

Кроме серебра в различных зёрнах золота в качестве примесей вариативно встречаются ниобий, ртуть, железо, алюминий, медь, свинец.

По результатам определения на электронном микроскопе весьма высокую и высокую пробность (900–1000‰) имеют 14% исследованных зёрен; среднюю (800–899‰) – 26%; относительно низкую (700–799‰) – 49%; низкую пробность (менее 700‰) – 11% исследованных зёрен.

В результате минералогического и электронно-микроскопического исследования проб золотороссыпного месторождения ручьёв Покровский и Верный выявлено, что с золотом в минеральной ассоциации встречаются гематит, титаногематит, ильменит, магнетит и титаномагнетит с примесью Mn, вюстит FeO, а также хромит, хромпикотит, гюбнерит, шеелит, касситерит и деревянистое олово, псиломелан, киноварь, рутил, сурик, циркон, гранат, фаялит и пироксены, минералы редкоземельных элементов, лимонит, пирит, марказит, арсенопирит, зёрна самородного железа и интерметаллидов различного состава, самородные цинк, алюминий, медь и свинец, высокоуглеродистые образования.

Яркой характерной особенностью магнитной и электромагнитной фракций является присутствие многих самородных металлов и интерметаллидов, а также оксидов железа и титана в виде сфероидов (до 10%), их сростков, почковидных образований величиной от 50–70 мкм до 1–2 мм, в некоторых случаях с графической структурой.

Этапы формирования золота в рудном месторождении и россыпях

Рассмотрим возможные этапы образования золота, попадающего в россыпь.

Россыпи ручьёв Покровский и Верный формируются в 300 м от вершины г. Белая Гора (т.е. в непосредственной близости от месторождения рудного золота Белая Гора (рис. 1)), золото в россыпях практически не окатанное и имеет разнообразный состав. Судя по типоморфным характеристикам золота, формирование месторождения и россыпей было сложным.

Как уже отмечалось выше, золото с весьма высокой и высокой пробностью (950–1000‰) в виде хорошо образованных, чуть уплощённых кристаллов и их сростков составляет около 14% исследованных зёрен. Н.В. Петровская отмечала, что максимально высокую пробу золото имеет в рудных телах, сформированных на больших глубинах (Петровская, 1973).

Золото, имеющее пробность от низкой до средней (от 593‰ до 882‰) и образующее дендритовидные сростки и сростки удлинённых и изометричных кристаллов преимущественно мелкого размера, с вариативными примесями серебра, а также железа, марганца, алюминия, ртути, меди составляет основную часть золота исследованных россыпей. Типоморфные характеристики подобного золота характерны для малоглубинных (эпитермальных) месторождений, формировавшихся в областях высокой вулканической активности с интенсивной переработкой пород (Петровская, 1973; Кондратьева, 2010).

Необходимо также отметить вейшанит и природные амальгамы золота, встречающиеся в россыпях на отдельных участках. Несмотря на длительный срок изучения и эксплуатации золоторудного месторождения Белая Гора и золоторудных россыпей, сформированных в ручьях по склонам горы, а также на присутствие сростков киновари с золотом, упоминаний о вейшаните не встречается. По результатам наших исследований проб из золотороссыпного месторождения ручьёв Покровский и Верный вейшанит наблюдается в виде мельчайших рыхлых сростков и реже таких же рыхлых налётов на породообразующих и рудных минералах. Другие амальгамы золота и серебра чаще всего образуют плотные или рыхлые корочки и почки. В исследованных россыпях в амальгамах соотношение золота, серебра и ртути изменчиво, в вейшаните – стабильно. Вейшанит $(Au,Ag)_3Hg_2$ – природная амальгама золота – является единственным гипогенным минералом состава Au–Ag–Hg, имеющим собственное название (Li et al., 1984; Дамдинов и др., 2012). Вейшанит относится к упорным минералам.

Ртуть появляется в золоте при определённых условиях в месторождениях сложного генезиса. Ртуть встречается в малоглубинных месторождениях, однако известно, что по зонам проявлений Hg-содержащего золота можно распознавать крупные разломы глубокого заложения. Источниками рудных компонентов таких объектов являются мантийные флюиды, поступающие по глубинным разломам в пределах границ литосферных плит, что подтверждает известный факт о ртутной дегазации мантии. Неравномерный характер распределения ртути в золотинах указывает на продолжающийся процесс флюидной активности в открытых зонах аэрации, таких как коры выветривания, рыхлые отложения, аллювиальные и пролювиальные пески (Озерова, 1986; Гореликова и др., 2010).

С зонами глубинных разломов связана также минерализация самородных элементов и интерметаллидов. Самородные металлы и интерметаллические соединения являются указателями на действие трансмагматических металлоносных флюидов, состоящих из CH_4, H_2, CO, которые захватывают и переносят металлы (Новгородова, 1983; Гореликова и др., 2010; Медведев, Молчанов, 2013; Редин, 2015).

В россыпях ручьёв Покровский и Верный нами в минеральной ассоциации с золотом выявлены самородные элементы: Al, Zn, Fe, Cr, Pb, Sn, Sb, Cu – и различные интерметаллиды. Хотя в данном случае присутствие самородных металлов может быть связано и с магматическими породами, и с формированием гидротермальных месторождений, и с глубинными разломами.

На глубинные источники могут указывать также мельчайшие включения азотисто-углеродистых и высокоуглеродистых образований в зёрнах золота и других самородных металлов и интерметаллидов. О флюидной активности может свидетельствовать и тот факт, что в тяжёлой фракции до 10% выделений минералов представлены микросферами (0,25–1,5 мм); это интерметаллиды железа и хрома в разных соотношениях, гематит, магнетит, графические срастания хромита и интерметаллида Fe_6Cr. Нередко они содержат включения до 3 мкм золото-серебро-ртутного состава. Таким образом, можно предположить, что амальгамы золота и вейшанит являются наиболее молодыми проявлениями золотой минерализации и связаны с глубинными разломами.

Итак, можно заключить, что золото, попадающее в россыпи, образовалось в три этапа: на 1-м этапе – глубинное высокопробное золото, вынесенное на поверхность в процессе формирования покровов базальтов-андезибазальтов, туфов и субвулканических образований; на 2-м этапе – основное эпитермальное золото с вариативным содержанием примесей серебра и малой долей ртути, связанное собственно с формированием штокверка золоторудного месторождения; на 3-м этапе образовались амальгамы Au–Ag и вейшанит, вынесенные флюидами по глубинным разломам на отдельных участках.

Обсуждение

По результатам исследований можно выделить основные минералого-технологические свойства трудноизвлекаемых зёрен золота, которые уходят в отвалы вне зависимости от размеров.

Зёрна золота содержатся в межзерновом пространстве, а также в качестве мельчайших вростков от 5–10% до 50–80% породообразующих и рудных минералов: глины (монтмориллонита, каолинита), кварца, полевых шпатов, титаножелезистых минералов с переменным содержанием примеси титана. Обилие глинистых минералов и сростков с кварцем способствует слабой промывистости. Присутствие магнетита, титаномагнетита в зёрнах золота придаёт, по-видимому, им определённые магнитные свойства. По данным японских исследователей (Yamamoto et al., 2004), наночастицы золота могут проявлять ферромагнитные свойства. Кроме того, имеющие большой удельный вес минералы, такие как магнетит, ильменит, хромит, касситерит, тетрадимит, вольфрамит, содержащиеся в больших количествах в песках, накапливаются и уплотняются на шлюзах, мешая осаждению частиц благородных металлов (Алексеев и др., 2019; Мирзеханов, Мирзеханова, 2022).

Большинство зёрен золота (отдельные сглаженные кристаллики, комковатые и дендритовидные сростки, мельчайшие ажурные агрегаты и др.) имеет уплощенную форму. В магнитной и электромагнитной фракциях до 10% выделений минералов имеют сферические формы. Уплощённые зёрна золота выталкиваются сферами на поверхность потока, в то же время обилие магнитных минералов создаёт поле, которое удерживает золотины.

Состав и морфология зёрен золота: обилие включений глинистых минералов, большое количество в сростках с кварцем, оксидами титаножелезистых минералов, преимущественно уплощённая форма золотин и в то же время присутствие сферических форм рудных минералов – способствуют потерям золота при обогащении на разных этапах. Для эффективного извлечения золота требуется многостадийное обогащение.

Заключение

В результате изучения минералого-технологических характеристик золота из россыпей ручьёв Покровский и Верный установлено следующее:

1) в хвостах стола доля свободного гравитационно извлекаемого золота составляет 43%; 57% – золото в сростках, химически связанное и пр.;

2) зёрна золота с правильными кристаллографическими огранками и неправильной формы, в сростках, дендритовидные обычно уплощены и содержат большое количество включений глинистых минералов, кварца, магнетита, титаномагнетита, ильменита, гематита;

3) в россыпях присутствуют амальгамы золота и серебра с изменчивым содержанием примеси ртути, а также вейшанит $(Au,Ag)_3Hg_2$ – гипогенный упорный минерал с довольно постоянным соотношением элементов и характерной формой выделения (возможно, амальгамы золота не упоминали, полагая, что это техногенное заражение);

4) тончайшие вкрапления тонкодисперсного золота наблюдаются в глинистых минералах, кварце, ильмените, титаномагнетите.

Таким образом, уплощённая форма зёрен золота, обилие включений глинистых минералов, кварца, магнетита, гематита, ильменита, присутствие золота с высоким содержанием ртути и серебра, а также обилие тонкодисперсного золота способствуют неполноте извлечения золота из исследованных россыпей.

В настоящее время проводятся исследования по изучению технологических свойств золотосодержащих россыпей и отвалов россыпей, включающие определение доли глинистой составляющей в пробе, изучение физико-механических свойств глин, определяющих прочностные характеристики глин и их гидростойкость и, следовательно, промывистость. Технологические решения по снижению потерь золота в исследуемых россыпях должны быть направлены на повышение эффективности процесса дезинтеграции глинистого материала, связанного с увеличением удельного расхода воды, интенсивности механического воздействия, времени дезинтеграции материала. При проведении основных процессов обогащения на доводочной обогатительной установке необходимо включить дополнительные операции перечистки продуктов обогащения, использовать многостадиальное магнитное обогащение при различной напряженности магнитного поля для селективного выделения минералов с низкой магнитной восприимчивостью.

Финансирование/Благодарности

Исследования проводились с использованием ресурсов Центра коллективного пользования научным оборудованием «Центр обработки и хранения научных данных Дальневосточного отделения Российской академии наук», финансируемого Российской Федерацией в лице Министерства науки и высшего образования РФ по проекту № 075-15-2021-663.

Авторы статьи выражают глубокую сердечную благодарность рецензентам и редакторам журнала за исправления и замечания, позволившие значительно улучшить содержание статьи.

Литература

Алексеев В.С., Банщикова Т.С., Серый Р.С. (2019). Обоснование применения магнитной сепарации при переработке исходных песков рудно-россыпного месторождения ручья Болотистый (Нижнее Приамурье). *Горный информационно-аналитический бюллетень*, (8), с. 190–197. https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-08-0-190-197

Белая Гора, золоторудное месторождение. (2020). *Недра ДВ*. https://nedradv.ru/nedradv/ru/find_place?obj=f2f5e2370b07304ef3b5b8e49142a516

Володькова Т.В. (2010). Особенности рудоносных палеовулканических структур Приамурья и вулканов Курил по аэрогеофизическим данным. *Новые и нетрадиционные типы месторождений полезных ископаемых Прибайкалья и Забайкалья: Материалы Всерос. науч.-практ. конф.* Улан-Удэ, с. 45–48.

Гольдфарб Ю.И., Прейс В.К. (2010). Резервы золота в отработанных россыпях Северо-Востока России. *Самородное золото: типоморфизм минеральных ассоциаций, условий образования месторождений, задачи прикладных исследований: Материалы Всерос. конф., посвящ. 100-летию Нины Васильевны Петровской.* М.: ИГЕМ РАН, Т. I, с. 153–155.

Гореликова Н.В., Магазина Л.О., Наумов В.А. (2010). Природные амальгамы Au и Pt в золотоносных россыпях Верхнекамской впадины. *Самородное золото: типоморфизм минеральных ассоциаций, условий образования месторождений, задачи прикладных исследований: Материалы Всерос. конф.* М.: ИГЕМ РАН, Т. I, с. 156–158.

Дамдинов Б.Б., Рощектаев П.А., Жмодик С.М., Канакин С.В., Дамдинова Л.Б. (2012). Интерметаллиды системы Au–Ag–Hg в рудах Коневинского золоторудного месторождения (Восточный Саян). *Записки Российского минералогического общества*, (3), с. 50–60.

Кондратьева Л.А. (2010). Типоморфизм самородного золота месторождения Задержнинское. *Самородное золото: типоморфизм минеральных ассоциаций, условий образования месторождений, задачи прикладных исследований: Материалы Всерос. конф.* М.: ИГЕМ РАН, Т. I, с. 264–265.

Константинов М.М., Косовец Т.Н. (2010). Сихотэ-Алинская провинция. *Золоторудные месторождения России*. М.: Акварель, с. 242–259.

Кузнецова И.В., Сафронов П.П., Моисеенко Н.В. (2019). Вещественно-минеральная характеристика техногенных россыпей – потенциальных источников благородного металла (на примере Нижнеселемджинского золотоносного узла Приамурья, Россия). *Георесурсы*, 21(1), с. 2–14. https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.2-14

Медведев Е.И., Молчанов В.П. (2013). Амальгама золота и её минералы-спутники (Дальний Восток, Приморье). *Фундаментальные исследования*, (11), с. 958–963.

Мирзеханов Г.С., Мирзеханова З.Г. (2022). Влияние тяжёлых минералов на технологические потери золота при отработке россыпных месторождений Дальневосточного региона. *Горный журнал*, (7), с. 22–26. https://doi.org/10.17580/gzh.2022.07.03

Мишин Л.Ф. (1999). Гидротермально изменённые породы и поисковая оценка месторождения Белая Гора. *Геология и полезные ископаемые Приамурья: Сб. науч. тр.*. Хабаровск: Магеллан, с. 172–177.

Моисеенко В.Г., Эйриш Л.В. (1996). Золоторудные месторождения Востока России. Владивосток: Дальнаука, 352 с.

Озерова Н.А. (1986). Ртуть и эндогенное рудообразование. М.: Наука, 242 с.

Онихимовский В.В., Беломестных Ю.С. (1996). Полезные ископаемые Хабаровского края (Перспективные для освоения месторождения и проявления). Хабаровск, 495 с.

Остапенко Н.С., Нерода О.Н. (2019). Некоторые особенности формирования месторождений золота Хаканджа, Многовершинное и Белая Гора (Россия). *Международный научно-исследовательский журнал*, (12), Часть 1, с. 148–153.

Петровская Н.В. (1973). Самородное золото (общая характеристика, типоморфизм, вопросы генезиса). М.: Наука, 347 с.

Редин Ю.О. (2015). Золоторудная минерализация Лугоканского рудного узла (Восточное Забайкалье): минеральные ассоциации, возраст, эндогенная зональность: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск, 124 с.

Халилова З.А. (2011). Восхождение на «Белую Гору». *Горная промышленность*, (6), с. 64–65.

Шило Н.А. (2000). Учение о россыпях. М.: Изд-во Акад. горных наук, 631 с.

Yamamoto Y., Miura T., Suzuki M., Kawamura N., Miyagawa H., Nakamura T., Kobayashi K., Teranishi T., Hori H. (2014). Direct evidence for ferromagnetic spin polarization in gold nanoparticles. *Physical Review Letters*, 93(11), 116801. https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.93.116801

Li Y., Ouyang Sh., Tian P. (1984). Weishanite – a new gold-bearing mineral. *Acta Mineralogica Sinica*, 4(2), pp. 102–105. (in Chinese)

Сведения об авторах

Наталья Анатольевна Лаврик – старший научный сотрудник, Хабаровский Федеральный исследовательский центр Дальневосточного отделения РАН

Россия, 680000, Хабаровск, ул. Тургенева, д. 51

e-mail: lavrik@igd.khv.ru

Наталья Михайловна Литвинова – канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник, Хабаровский Федеральный исследовательский центр Дальневосточного отделения РАН

Россия, 680000, Хабаровск, ул. Тургенева, д. 51

Александра Викторовна Лаврик – младший научный сотрудник, Хабаровский Федеральный исследовательский центр Дальневосточного отделения РАН

Россия, 680000, Хабаровск, ул. Тургенева, д. 51

Статья поступила в редакцию 29.11.2022;
Принята к публикации 25.07.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Mineralogical and technological features of gold from placers of the southern slope of Belaya Gora (Khabarovsk Krai) and stages of its formation

N.A. Lavrik, N.M. Litvinova, A.V. Lavrik*

Khabarovsk Federal Research Center of the Far-East Branch of the Russian Academy of Sciences, Khabarovsk, Russian Federation

Corresponding author: Natalia A. Lavrik, e-mail: lavrik@igd.khv.ru

Abstract. The gold-placer deposit of Pokrovsky-Verny streams is formed on the southern slope of Belaya Gora (Khabarovsk Krai), where streams drain gold formations of the same-name deposit. The gold content in the waste dumps of past years often reaches commercial concentrations, which allows to be re-processed them and some of the gold goes back into the dumps. The field formed by ore and alluvial formations is a complex volcanic structure with a concentric-zone structure underlined by faults. At the initial stage of research, the goal was to determine the content of the precious metal in gravity concentrate samples from the placers, the study of the mineralogical and technological characteristics of gold going into dumps. 135 gold grains ranging in size from 10–15 μm to 3 mm were studied using an electron scanning microscope. Six main species were distinguished by composition and morphology: high-grade in the form of isometric crystals; aggregates of gold crystals with 0–29% silver admixture; dendrites with up to 41% silver admixture; grayish gold and silver amalgams; loose weishanite $(Au,Ag)_3Hg_2$ formations of gray color; aggregates of ore-bearing and nonmetalliferous minerals with gold, in which the precious metal is less than half the grain. All gold grains have a flattened shape, variably contain inclusions of clay minerals, quartz, hematite, ilmenite, magnetite, limonite. Grains of native metals and intermetallic compounds are isolated in mineral association with gold. The revealed features of gold show that the formation of the precious metal is associated with hypogenic and epithermal processes, as well as with fluid emanations coming through

late deep faults. Effective gold recovery requires several stages mineral processing.

Keywords: gold-placer deposit of the Pokrovsky-Verny streams, Belaya Gora gold deposit, gold, electrum, amalgam, weishanite, intergrowths, loss of gold

Recommended citation: Lavrik N.A., Litvinova N.M., Lavrik A.V. (2023). Mineralogical and technological features of gold from placers of the southern slope of Belaya Gora (Khabarovsk Krai) and stages of its formation. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 198–207. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.23

Acknowledgments

The studies were carried out using the resources of the Center for Shared Use of Scientific Equipment "Center for Processing and Storage of Scientific Data of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences", funded by the Russian Federation represented by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under project No. 075-15-2021-663.

References

Alekseev V.S., Banshchikova T.S., Seryi R.S. (2019). Substantiation of the Use of Magnetic Separation in Processing the Initial Sands of the Ore-Placer Deposit of the Bolotisty Stream (Nicshnee Priamurye). *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten' = Mining Information and Analytical Bulletin*, (8), pp. 190–197. (In Russ.)

Belaya Gora gold deposit. Subsoil of the Far East (2022). (In Russ.) https://nedradv.ru/nedradv/ru/find_place?obj=f2f5e2370b07304ef3b5b8e49142a516

Damdinov B.B., Roshchektaev P.A., Kanakin S.V. (2012). Au-Ag-Hg intermetallides in the ores of the Konevinsky gold ore deposit (East Sayan). *Proc. III All-Russian Sci. Pract. Conf.: Mineralogeny of Northeast Asia*. Ulan-Ude: Ekos Publ., pp. 220–222. (In Russ.)

Goldfarb Yu.I., Preis V.K. (2010). Gold reserves in spent placers of the North-East of Russia. *Native gold: typomorphism of mineral associations, conditions for the formation of deposits, problems of applied research: Proc. All-Russi. Conf*. Vol. I. Moscow: IGEM RAN, pp. 153–155. (In Russ.)

Gorelikova N.V., Magazina L.O., Naumov V.A. (2010). Natural amalgams Au and Pt in gold-bearing placers of the Nicshne-Kamskaya Depression. *Native gold: typomorphism of mineral associations, conditions for the formation of deposits, problems of applied research: Proc. All-Russi. Conf*. Vol. I. Moscow: IGEM RAN, pp. 156–158. (In Russ.)

Khalilova Z.A. (2011). Ascent to the "Belaya Gora". *Gornaya promyshlennost'*, 6 (100), p. 64. (In Russ.)

Kondratyeva L.A. (2010). Native gold typomorphism of the Zaderzhninskoe deposit. *Native gold: typomorphism of mineral associations, conditions for the formation of deposits, problems of applied research: Proc. All-Russi. Conf*. Vol. I. Moscow: IGEM RAN, pp. 264–265. (In Russ.)

Konstantinov M.M., Kosovets T.N. (2010). Sikhote-Alin Province Gold ore deposits in Russia. Moscow: Akvarel, pp. 242–259. (In Russ.)

Kuznetsova I.V., Safronov P.P., Moiseenko N.V. (2019). Matter-mineral characteristics of technogene placers – potential sources of precious metals (on the example of the Nizhneselemdzhinsky gold-bearing node of Priamurye, Russia). *Georesursy = Georesources*, 21(1), pp. 2–14. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.3-14

Li Y., Ouyang Sh., Tian P. (1984). Weishanite – a new gold-bearing mineral. *Acta Mineralogica Sinica*, 4(2), pp. 102–105. (in Chinese)

Medvedev E.I., Molchanov V.P. (2013). Amalgam of gold and its satellite minerals (Far East, Primorye). *Fundamental'nye issledovaniya,* 11(5), pp. 958–963. (In Russ.)

Mirzekhanov G.S., Mirzekhanova Z.G. (2022). Influence of heavy minerals on technological losses of gold during mining of alluvial deposits in the Far East region. *Gornyy zhurnal*, (7), pp. 22–26. (In Russ.)

Mishin L.F. (1999). Hydrothermally altered rocks and prospecting assessment of the Belaya Gora deposit. Geology and minerals of the Amur region: Coll. papers. Khabarovsk: Magellan, pp. 172–177. (In Russ.)

Moiseenko V.G., Eirish L.V. (1996). Gold ore deposits of the East of Russia. Vladivostok: Dalnauka, 352 p. (In Russ.)

Onikhimovsky V.V., Belomestnykh Yu.S. (1996). Minerals of Khabarovsk Krai (Field development potential). Khabarovsk, 495 p. (In Russ.)

Ostapenko N.S., Neroda O.N. (2019). Some features of the formation of gold deposits Khakanja, Mnogovershinnoye and Belaya Gora (Russia). *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal*, (12), Part 1, pp. 148–153. (In Russ.)

Ozerova N.A. (1986). Mercury and endogenous ore formation. Moscow: Nauka, 242 p. (In Russ.)

Petrovskaya N.V. (1973). Native gold (general characteristic, typomorphism, questions of genesis). Moscow: Nauka, 347 p. (In Russ.)

Redin Y.O. (2015). Gold ore mineralization of the Lugokan ore node (Eastern Transbaikalia): mineral associations, age, endogene zoning. Cand. geol. and mineral. sci. diss. Novosibirsk, 124 p. (In Russ.)

Shilo N.A. (2000). The doctrine of placers. Moscow: Izd-vo Akad. gornykh nauk, 632 p. (In Russ.)

Volodkova T.V. (2010). Features of ore-bearing paleovolcanic structures of Priamurye and Kuril volcanoes according to aerogeophysical data. *New and unconventional types of mineral deposits in the Baikal region and Transbaikalia: Proc. All-Russian Sci. Pract. Conf.* Ulan-Ude, pp. 45–48. (In Russ.)

Yamamoto Y., Miura T., Suzuki M., Kawamura N., Miyagawa H., Nakamura T., Kobayashi K., Teranishi T., Hori H. (2014). Direct evidence for ferromagnetic spin polarization in gold nanoparticles. *Physical Review Letters*, 93(11), 116801. https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.93.116801

About the Authors

Natalia A. Lavrik – Senior Researcher

Khabarovsk Federal Research Center of the Far-East Branch of the Russian Academy of Sciences

51, Turgeneva st., Khabarovsk, 680000, Russian Federation

e-mail: lavrik@igd.khv.ru

Natalia M. Litvinova – Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher

Khabarovsk Federal Research Center of the Far-East Branch of the Russian Academy of Sciences

51, Turgeneva st., Khabarovsk, 680000, Russian Federation

Alexandra V. Lavrik – Junior Researcher

Khabarovsk Federal Research Center of the Far-East Branch of the Russian Academy of Sciences

51, Turgeneva st., Khabarovsk, 680000, Russian Federation

Manuscript received 29 November 2022;
Accepted 25 July 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.24

УДК 552.321.6

Акцессорная платиноидная минерализация в лерцолитах массива Северный Крака (Южный Урал)

Д.Е. Савельев[*]*, Р.А. Гатауллин*
Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия

Описаны находки платинометальной минерализации и распределение элементов платиновой группы в лерцолитах массива Северный Крака. Валовые содержания элементов платиновой группы (ЭПГ) приблизительно на два порядка ниже таковых в хондрите и близки к пиролитовым, относительно которого исследованные лерцолиты обогащены Pd и обеднены Ru. В выделениях минералов платиновой группы (МПГ) установлено присутствие всех ЭПГ (кроме родия) в различных соотношениях. Все выделения подразделяются на три контрастных типа: тугоплавкая триада Os–Ir–Ru, существенно платиновый с участием палладия и палладиево-медный. Практически все найденные зерна МПГ локализованы либо в периферических частях зерен измененных сульфидов (хизлевудит, пентландит), либо в силикатном матриксе в непосредственной близости от сульфидных выделений. На основе установленных минеральных ассоциаций и распределения в них ЭПГ предположен вероятный генезис выделений. Ассоциации Cu–Pd- и Pd–Pt(+Cu)-состава, скорее всего, образовались при кристаллизации сульфидов из экстрагировавшихся частичных расплавов, на что указывают их тесная ассоциация с клинопироксенами и присутствие относительно легкоплавких платиноидов и меди. Ассоциации Pt–Ir- и Os–Ir–Ru(+Pt)-состава, вероятнее всего, являются реститовыми, образованными на месте первичных мантийных сульфидов в результате экстракции более легкоплавких элементов и дальнейшей десульфуризации. Выделение платиноидов в виде собственных минеральных фаз связано с влиянием наложенных низкотемпературных процессов – субсолидусного перераспределения при остывании и последующей серпентинизации.

Ключевые слова: ультрамафиты, офиолиты, лерцолиты, минералы платиновой группы, элементы платиновой группы

Для цитирования: Савельев Д.Е., Гатауллин Р.А. (2023). Акцессорная платиноидная минерализация в лерцолитах массива Северный Крака (Южный Урал). *Георесурсы,* 25(3), с. 208–215. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.24

Введение

Ультрамафитовые массивы Крака расположены в северном замыкании Зилаирского мегасинклинория (рис. 1). Это четыре тела общей площадью порядка 900 км^2, разделенные полями вулканогенно-осадочных толщ палеозоя. С севера на юг выделяют Северный, Средний, Узянский и Южный Крака. Массив Северный Крака характеризуется изометричной формой в плане и крупными размерами (20 × 15 км), немного уступая по площади только южному массиву группы. В то же время ультраосновные породы массива Северный Крака характеризуются наилучшей сохранностью первичных верхнемантийных парагенезисов и довольно однородным составом. Примерно 90% площади массива занято шпинелевыми лерцолитами с небольшой долей шпинель-плагиоклазовых разновидностей, остальные 10% приходятся на дуниты, краевые серпентиниты и дайки мафитового состава (диабазы, габбро и продукты их метаморфизма). На большей части территории, занимаемой лерцолитами, породы содержат не более 40% петельчатого серпентина.

Интерес к массиву как перспективному источнику платиноидов возник на рубеже 1990–2000-х годов, когда в регионе начали активно реализовываться тематические программы по поиску хромититов и благороднометального оруденения (Сначев и др., 2001; Сначев и др., 2000; Ковалев и др., 1997). Основными объектами поиска являлись хромититы, несколько проявлений которых на массиве были известны с конца XIX в. (Квятковский, 1931; Фарафонтьев, 1937). Вторым по значению объектом стали плагиоклазовые лерцолиты, в которых, согласно отчету В.П. Логинова (1933), были обнаружены признаки платиноносности в виде «мелких зерен металлов платиновой группы среди редкой и равномерной вкрапленности никелевых сульфидов». В результате анализов было установлено, что концентрация платины в этих породах составляла 300–800 мг/т.

К сожалению, в период проведения тематических работ на хромититы не были выявлены перспективные по запасам новые месторождения, значимость мелких рудопроявлений даже при достаточно высоких концентрациях в них элементов платиновой группы (ЭПГ) невелика. Поиски платиноносных плагиолерцолитов также не дали положительного результата, суммарные содержания платиноидов в изученных пробах составили от 10 до 50 мг/т (Сначев и др., 2001).

Вместе с тем значительные размеры массива и широкое распространение свежих ультрамафитов делают поиски минерализованных зон весьма перспективной задачей, поскольку при обнаружении участков с повышенными концентрациями ЭПГ и собственными минералами платиноидов есть вероятность выявления крупнообъемных

[*] Ответственный автор: Дмитрий Евгеньевич Савельев
e-mail: savl71@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

залежей. В связи с этим основной целью проведенных нами исследований были поиски минеральных форм нахождения платиноидов в лерцолитах.

Материалы и методы

Объектом исследования послужили образцы лерцолитов, собранные в ходе полевых выездов 2018–2022 гг. Основными камеральными методами изучения являлись стандартные петрографический и минераграфический методы (поляризационный микроскоп ПОЛАМ Р-311), для определения валового состава пород проводили химический анализ на петрогенные оксиды («мокрая химия», рентгено-флуоресцентный анализ). Электронно-микроскопические исследования и изучение состава минералов проводили в полированных шлифах и шашках на сканирующем электронном микроскопе Tescan VEGA 4 Compact (Tescan, Чешская Республика) с энергодисперсионным анализатором Xplorer 15 (Oxford Instruments, Великобритания) (ИГ УФИЦ РАН, г. Уфа). Обработку спектров производили автоматически при помощи программного пакета AzTec One с использованием методики TrueQ. При съемке использовали следующие установки: ускоряющее напряжение 20 кВ, ток зонда в диапазоне 3–4 нА, время накопления спектра в точке 60 с в режиме Point&ID. Определения Pt, Pd, Rh, Ru, Ir в лерцолитах Северного Крака выполняли с помощью метода масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ICP MS) в коллоидно-солевом растворе деионизированной воды, содержащем частицы фракции исследуемой пробы с размерами 1–1000 нм, во ВСЕГЕИ (г. Санкт-Петербург).

Геологический очерк

Как отмечено во введении, массив Северный Крака представляет собой крупное геологическое тело, сложенное свежими ультрамафитами (рис. 1). Для массива характерны сильно расчлененный рельеф и сравнительно неплохая обнаженность. Маршрутными исследованиями была охвачена большая часть массива, охарактеризован петрографический, петрохимический и минеральный состав пород (Савельев и др., 2008; Савельев, 2022), проведены структурные исследования, в результате которых удалось выявить закономерности внутреннего строения, отраженные на соответствующей схеме и диаграммах (рис. 1, б–г). Как следует из этих построений, для лерцолитов наиболее характерна ориентировка полосчатости и минеральной сланцеватости субширотного направления с преимущественным простиранием на юго-восток (190–240°) и относительно пологим падением в юго-западные румбы под углом 30–45°.

В обнажениях лерцолиты выглядят достаточно однородными (рис. 2), на поверхности на фоне светло-коричневого оливина хорошо определяются таблитчатые кристаллы энстатита светло-зеленовато-желтого цвета (2–5 мм), более мелкие ярко-зеленые зерна диопсида (0,5–1 мм) и мелкие черные выделения акцессорного хромшпинелида (0,1–1 мм). Большая часть изученных лерцолитов представлена шпинелевой фацией, где единственным акцессорным минералом является хромшпинелид переменного состава. Среди них отмечаются участки, сложенные шпинель-плагиоклазовыми разновидностями лерцолитов, в которых наряду с хромшпинелидом

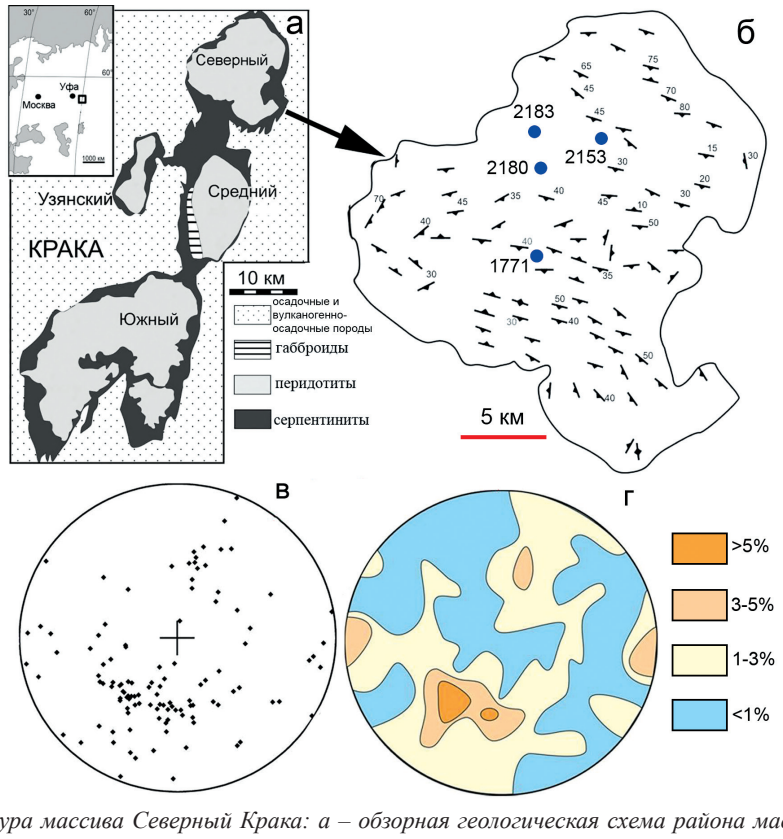


Рис. 1. Внутренняя структура массива Северный Крака: а – обзорная геологическая схема района массивов Крака, б – элементы залегания минеральной сланцеватости и полосчатости в перидотитах (по данным (Москалева, 1974; Савельев, 2012)) и положение изученных образцов с платинометальной минерализацией; в – распределение нормалей к плоскости минеральной сланцеватости на верхней полусфере равноплощадной проекции; г – диаграмма, построенная по результатам статистической обработки (в) (цветная шкала указывает частоту встречаемости значений)

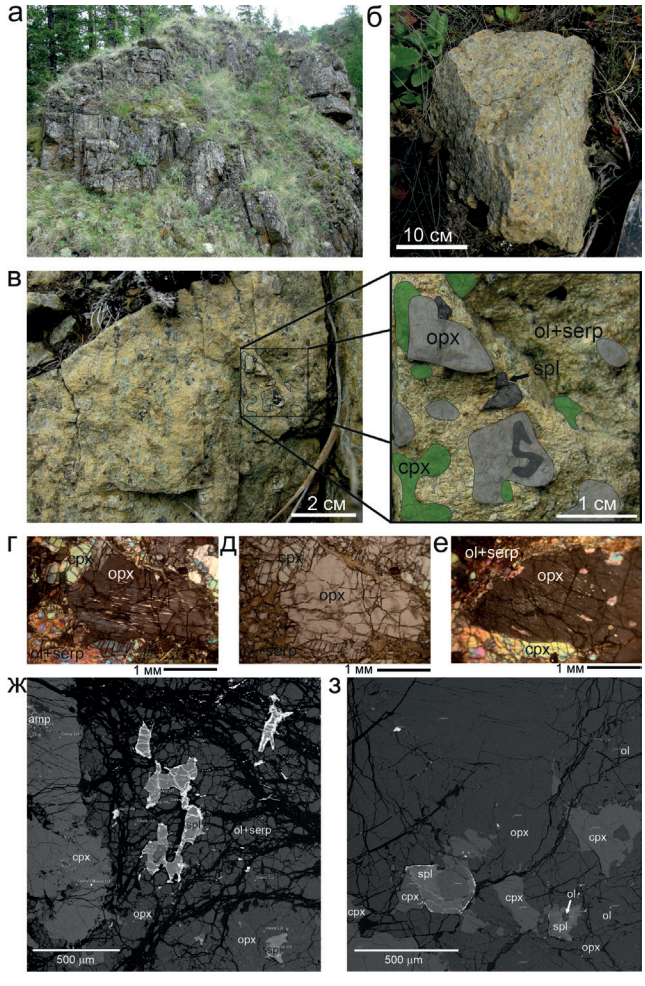


Рис. 2. Общий вид обнажений, образцов и препаратов перидотитов в проходящем свете и обратно-рассеянных электронах: а – общий вид обнажения; б, в – образцы перидотита с естественным образом отпрепарированной поверхностью, хромшпинелид и пироксены выступают над основной массой оливина; в, справа – увеличенный фрагмент с выделением минералов; г – изображение шлифа в скрещенных николях, зерно ортопироксена содержит ламели диопсида и паргасита, окружено мелкими зернами оливина и клинопироксена; д – то же изображение в параллельных николях; е – ламели и округлые включения моноклинного пироксена в ромбическом пироксене; ж – РЭМ-снимок ксеноморфных выделений хромшпинелидов в перидотитах; з – выделения клинопироксена на периферии крупного зерна ортопироксена. Обозначения: amp – амфибол, ol – оливин, opx – ортопироксен, cpx – клинопироксен, spl – хромшпинелид, serp – серпентин

и в тесной ассоциации с ним встречается плагиоклаз или продукты его замещения.

Породообразующими минералами шпинелевых перидотитов являются оливин, ромбический и моноклинный пироксены (рис. 2, в). Проведенные ранее петрографические и минералого-геохимические исследования (Савельев, 2022) позволили выявить в ультрамафитах массива различные типы сочетаний микроструктур и состава минералов, образование которых интерпретируется как результат нескольких мантийных процессов – частичного плавления, перколяции расплавов сквозь рестит, пластического течения и деформационно-индуцированного распада пироксенов. Акцессорные минералы в ультрамафитах представлены хромшпинелидами, сульфидами железа, медно-никелевыми и железоникелевыми сплавами, минералами платиновой группы.

Во внутренней части массива среди перидотитов встречаются редкие маломощные дайки мафических пород, состав которых обычно соответствует габбро. Кроме того, нами выявлены зоны милонитизации, в пределах которых перидотиты подвержены интенсивной пластической деформации с образованием ультраосновных милонитов – пород, состоящих из чечевицеобразных зерен орто- и клинопироксена, окруженных мелкозернистой массой тех же минералов, а также хромшпинелида и преобладающего оливина.

Результаты

Маршрутными исследованиями в масштабе 1:50 000 покрыта большая часть центральной и северной частей массива, именно в них значительные площади сложены слабо серпентинизированными породами массивного облика. В значительной степени преобладают шпинелевые перидотиты, подчиненное значение имеют шпинель-плагиоклазовые разновидности и дуниты.

Акцессорные хромшпинелиды ультрамафитов характеризуются значительными вариациями содержаний алюминия и хрома и содержат мало трехвалентного железа. В перидотитах преобладают высокоглиноземистые хромшпинелиды (пикотит, хромпикотит с Cr# = 0,2–0,4), более высокохромистые разновидности встречаются в гарцбургитах (хромпикотит, алюмохромит с Cr# = 0,4–0,7), в дунитах и хромититах преобладают высокохромистые алюмохромит и хромит (Cr# = 0,7–0,85). Подробно состав породообразующих минералов из пород массива описан в работе (Савельев, Гатауллин, 2021).

Изучение аншлифов перидотитов показало широкое распространение в них редкой вкрапленности сульфидов основных металлов (Base Metals Sulfides, BMS), среди которых наиболее широко распространены хизлевудит Ni_3S_2, пирротин $Fe_{1-x}S$, пентландит $(Fe,Ni)_9S_8$ и его кобальтсодержащая разновидность $(Fe,Ni,Co)_9S_8$, реже встречаются халькопирит ($CuFeS_2$), миллерит (NiS). Помимо сульфидов также обнаружены минералы самородных элементов – аваруит Ni_3Fe, вайраут CoFe, самородная медь Cu и арсениды (никелин NiAs). Обычно содержание BMS в перидотитах составляет сотые-десятые доли процента, достигая в отдельных случаях 0,5–1 об. %.

В нескольких пробах перидотитов были определены валовые содержания ЭПГ (табл. 1). Во всех изученных образцах концентрации элементов платиновой группы ниже, чем в хондрите на один-два порядка, но сравнимы с предполагаемыми концентрациями ЭПГ в пиролите.

Для изученных перидотитов свойственны обеднение рутением по сравнению с исходным пиролитовым материалом и обогащение палладием. Концентрации родия, иридия, платины мало отличаются от таковых для пиролита (рис. 3). Среднее содержание платиноидов составляет 0,028 г/т, что контрастирует с находками минералов платиновой группы в перидотитах.

Среди изученных нами 20 аншлифов выделения минералов платиновой группы были обнаружены в четырех образцах: Сек-1771, Сек-2153, Сек-2180, Сек-2183, которые представлены довольно свежими перидотитами с хорошей сохранностью первичных мантийных

№	Проба	Ru	Rh	Pd	Ir	Pt	Σ ЭПГ (без Os)
1	СЕК-1771	2,3	< 2	20	2,1	12,0	36,4
2	СЕК-2153	3,5	< 2	13	4,0	5,8	26,3
3	СЕК-2180	3,2	< 2	7,3	2,8	3,0	16,3
4	СЕК-2183	2,8	3,5	18	3,3	6,3	33,9

Табл. 1. Валовые содержания элементов платиновой группы в лерцолитах Северного Крака (мг/т)

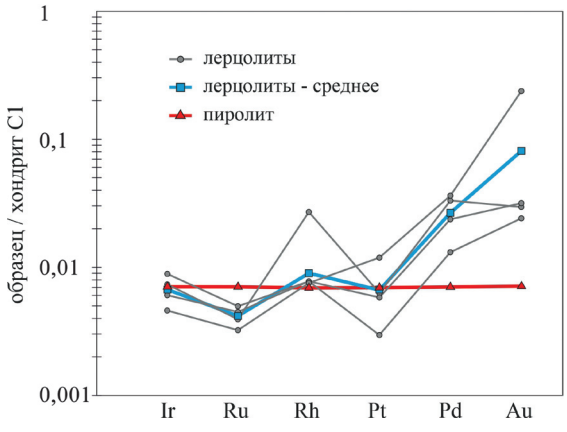


Рис. 3. Хондрит-нормированные содержания элементов платиновой группы в лерцолитах массива Северный Крака в сравнении с их концентрациями в пиролите. Данные о составе хондрита и пиролита по (McDonough, Sun, 1995)

минералов – оливина, ромбического и моноклинного пироксенов, хромшпинелида (рис. 4, 5). Выделения минералов платиновой группы (МПГ) всегда пространственно ассоциируют с BMS – пирротином (рис. 4, а, б), пентландитом (рис. 4, в, д, е) и хизлевудитом (рис. 5). Из-за очень мелких размеров МПГ (первые микрометры) редко удается получить количественные данные об их составе, но идентифицировать минеральные фазы можно достаточно надежно по качественным спектрам (рис. 4, г, ж).

Расчет состава минеральных фаз МПГ для построения треугольных диаграмм проводили с помощью нормирования к 100% после исключения материала матрицы. В итоге установили три контрастных типа платинометальной минерализации: 1) тугоплавкий (Os–Ir–Ru), 2) с преобладанием платины и 3) палладиевый (рис. 6). Следует отметить, что выделенные типы часто совмещены в одних и тех же образцах. Минералы представлены сплавами Os–Ir–Ru-состава с преобладанием рутения, реже лауритом, сплавами Pt–Ir-, Cu–Pt–Ni–Pd- и Cu–Pd-состава.

Обсуждение

Повышенные средние содержания ЭПГ в ультрамафитах являются широко известным фактом, однако большая часть исследований по платиноносности и минералогии платиноидов связана с изучением хромититов, где МПГ встречаются как редкие акцессорные минералы, в то время как собственно ультраосновные породы, вмещающие оруденение, редко становятся объектом исследований.

Тем не менее в последние 20 лет появилось немало работ по минералогии ЭПГ в перидотитах из ксенолитов и массивов так называемой «субконтинентальной мантии», например (Ferraris, Lorand, 2015; Lorand et al., 2010; Luguet et al., 2007). В одном из последних крупных обзоров по данной проблеме указывается, что изучение особенностей минералогии ЭПГ в перидотитах имеет большое значение для понимания геохимического поведения высокосидерофильных элементов в верхней мантии (González-Jiménez et al., 2020).

Предыдущие исследования МПГ в перидотитах, производных верхней мантии, показали, что большая часть платиноидов в основном сосредоточена в акцессорных полиметаллических сульфидах системы Ni–Fe–Cu (BMS),

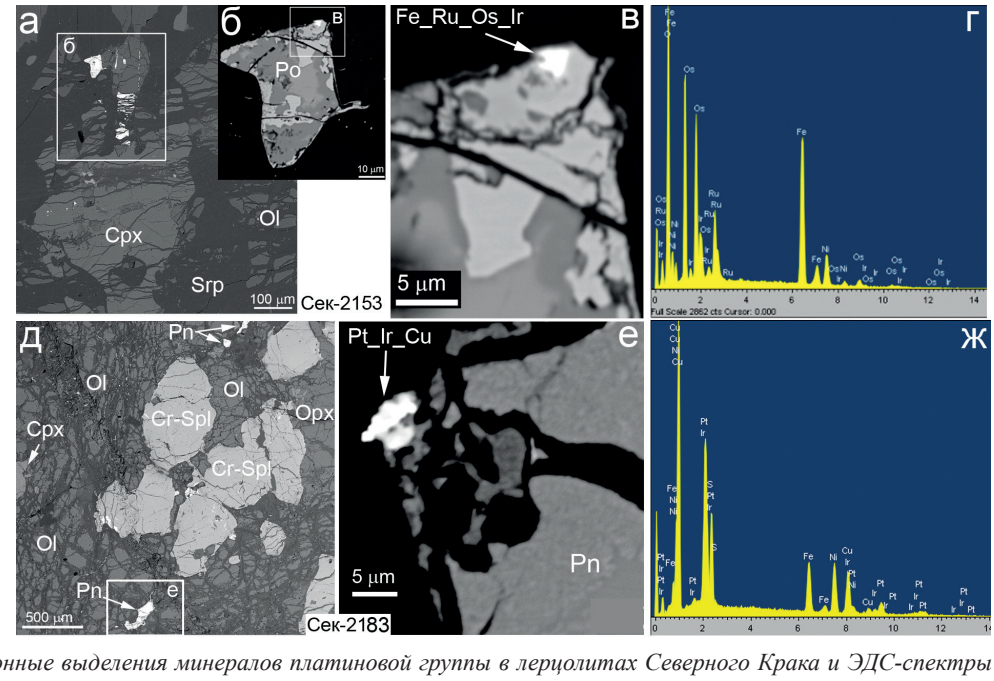


Рис. 4. Субмикронные выделения минералов платиновой группы в лерцолитах Северного Крака и ЭДС-спектры их составов. Обозначения: Cpx – клинопироксен, Ol – оливин, Opx – ортопироксен, Pn – пентландит, Po – пирротин, Srp – серпентин

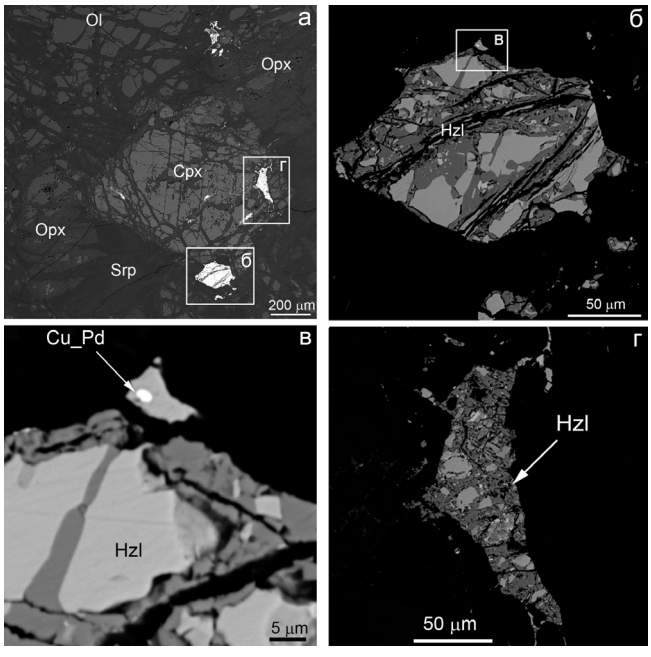


Рис. 5. Хизлевудит в ассоциации с клинопироксеном и субмикронное выделение палладистой меди на его периферии (обр. Сек-2180). Обозначения: Cpx – клинопироксен, Hzl – хизлевудит, Ol – оливин, Opx – ортопироксен, Srp – серпентин

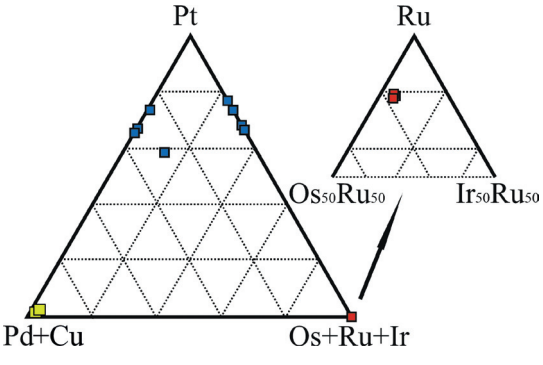


Рис. 6. Диаграммы составов платиноидов из изученных лерцолитов массива Северный Крака

а не в сплавах (Luguet, Reisberg, 2016), как это было предположено на основании экспериментальных данных, показавших весьма высокие коэффициенты распределения ЭПГ ($10^5 – 10^8$) в системе металл – силикатный расплав (Brenan et al., 2016; Mann et al., 2012). Кроме того, в верхней мантии Земли платиноиды также могут образовывать свои собственные минералы, включая сплавы, сульфиды, арсениды, сульфарсениды, теллуриды, висмутиды или станниды (O'Driscoll, González-Jiménez, 2016).

Проведенные нами исследования свидетельствуют о том, что почти все находки МПГ были сделаны в краевых частях зерен BMS либо в серпентиновой оболочке вблизи с границей этих зерен. При этом зерна BMS находились в пространственной ассоциации либо с оливином (рис. 4), либо с клинопироксеном (рис. 5), и эти различия отразились на составе МПГ: 1) в случае, когда зерно сульфида располагалось на периферии диопсида, в нем произошло выделение минерала Cu–Pd-состава, 2) в зерне, расположенном внутри оливина, сформировался сплав Pt–Ir-состава с небольшой долей меди, 3) в зерне на контакте оливина и ромбического пироксена произошло выделение тугоплавкой Os–Ir–Ru-ассоциации.

Вероятнее всего, первоначально платиноиды входили в состав сульфидов железа и никеля, которые, в свою очередь, образовались из моносульфидного твердого раствора. Однако процессы, которые привели к образованию рассматриваемых выделений, могли быть различными. Наблюдаемые минеральные ассоциации и состав МПГ указывают на следующие вероятные механизмы формирования обогащенных ЭПГ сульфидов. Ассоциации Cu–Pd- и Pd–Pt(+Cu)-состава, скорее всего, образовались при кристаллизации сульфидов из экстрагировавшихся частичных расплавов, о чем свидетельствуют их тесная ассоциация с клинопироксенами и присутствие относительно легкоплавких платиноидов и меди. Ассоциации Pt–Ir- и Os–Ir–Ru(±Pt)-состава, вероятно, являются реститовыми, образованными на месте первичных мантийных сульфидов в результате экстракции более легкоплавких элементов и дальнейшей десульфуризации. Это подтверждается данными о том, что тугоплавкие платиноиды (Os, Ir, Ru) легко могут входить в кристаллическую структуру пентландита (Godel et al., 2007; Luguet et al., 2001, 2004), в ассоциации с которым и наблюдались их выделения.

Независимо от того, каким образом были образованы сульфиды с повышенными концентрациями платиноидов, на выделение последних в виде собственных минеральных фаз, по-видимому, оказали влияние наложенные низкотемпературные процессы – субсолидусное перераспределение при остывании и последующая серпентинизация. В ряде работ установлено, что в процессе серпентинизации ЭПГ перераспределяются в дискретные сверхдисперсные фазы (от микро- до наномасштаба) на границах частично дестабилизированных ассоциаций сульфидных минералов мантии (Abrajano et al., 1988; Edwards, 1990; Lorand, 1987; Lorand, Luguet, 2016; Luguet et al., 2004, 2001; Ohnenstetter, 1992; Peregoedova et al., 2004; Prichard et al., 1994 и др.). Этот вывод полностью подтверждается проведенными нами исследованиями. Тесная ассоциация в перидотитах между Ni–Fe-сульфидами и МПГ предполагает, что ремобилизация платиноидов в основном ограничивается микромасштабом (Lorand et al., 2010; O'Driscoll, González-Jiménez, 2016; Prichard et al., 1994; Lawley et al., 2020).

Тем не менее опыт изучения перидотитов массивов Крака свидетельствует о том, что количество находок МПГ обнаруживает четкую отрицательную зависимость от степени проявления процессов серпентинизации. В полностью серпентинизированных ультрамафитах обычно встречаются лишь хизлевудит и аваруит без включений минералов платиновой группы. Таким образом, можно сделать вывод об увеличении подвижности ЭПГ одновременно с ростом степени серпентинизации пород.

Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22–17–00019.

Авторы выражают благодарность рецензентам за тщательный анализ статьи и сделанные замечания, которые позволили улучшить статью.

Литература

Квятковский Р.Э. (1931). Геологическое описание площади между рекой Белой и восточным склоном хребта Ирендык. Росгеолфонд, Центральное фондохранилище.

Ковалев С.Г., Сначев В.И., Савельев Д.Е. (1997). Перспективы платиноносности рудных формаций башкирской части Южного Урала. *Известия вузов. Горный журнал*, (5–6), с. 34–39.

Логинов В.П. (1933). Отчет о геологических исследованиях в районе перидотитовых массивов в 1932 г. (геологическая съемка М 1:50 000). Росгеолфонд, Центральное фондохранилище, Д. 34676, 55 с.

Москалева С.В. (1974). Гипербазиты и их хромитоносность. Л.: Недра, 279 с.

Савельев Д.Е. (2012). Хромитоносность гипербазитовых массивов Южного Урала: Дис. … д-ра геол.-минерал. наук. Уфа, 410 с.

Савельев Д.Е. (2022). Состав и микроструктура лерцолитов Крака как отражение процессов в верхней мантии Уральского подвижного пояса. *Геология. Известия Отделения наук о земле и природных ресурсов*, (29), с. 38–45.

Савельев Д.Е., Гатауллин Р.А. (2021). Лерцолиты Азнагуловской площади: состав и P-T-fO_2 условия образования. *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*, 40(3), с. 15–25. https://doi.org/10.24412/1728-5283-2021-3-15-25

Савельев Д.Е., Сначев В.И., Савельева Е.Н., Бажин Е.А. (2008). Геология, петрогеохимия и хромитоносность габбро-гипербазитовых массивов Южного Урала. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 320 с.

Сначев В.И., Ковалев С.Г., Савельев Д.Е. (2000). Прогнозная оценка хромитоносности массивов Крака: Геол. отчет. Уфа: УНЦ ИГ РАН, 459 л.

Сначев В.И., Савельев Д.Е., Рыкус М.В. (2001). Петрогеохимические особенности пород и руд габбро-гипербазитовых массивов Крака. Уфа, 212 с.

Фарафонтьев П.Г. (1937). Геология и хромитовые месторождения района перидотитовых массивов Крака на Южном Урале. Часть II Месторождение хромовых руд района. Росгеолфонд, Центральное фондохранилище, Д. 18767, 377 л.

Abrajano T.A., Sturchio N.C., Bohlke J.K., Lyon G.L., Poreda R.J., Stevens C.M. (1988). Methane-hydrogen gas seeps, Zambales ophiolite, Philippines: Deep or shallow origin. *Chemical Geology*, 71(1–3), pp. 211–222. https://doi.org/10.1016/0009-2541(88)90116-7

Brenan J.M., Bennett N.R., Zajacz Z. (2016). Experimental results on fractionation of the highly siderophile elements (HSE) at variable pressures and temperatures during planetary and magmatic differentiation. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 81(1), pp. 1–87. https://doi.org/10.2138/rmg.2016.81.1

Edwards S.J. (1990). Harzburgites and refractory melts in the Lewis Hills Massif, Bay of Islands ophiolite complex: the base-metals and precious-metals story. *The Canadian Mineralogist*, 28(3), pp. 537–552.

Ferraris C., Lorand J.P. (2015). Novodneprite ($AuPb_3$), anyuiite [$Au(Pb, Sb)_2$] and gold micro- and nano-inclusions within plastically deformed mantle-derived olivine from the Lherz peridotite (Pyrenees, France): a HRTEM–AEM–EELS study. *Physics and Chemistry of Minerals*, 42, pp. 143–150. https://doi.org/10.1007/s00269-014-0706-9

Godel B., Barnes S.-J., Maier W.D. (2007). Platinum-group elements in sulphide minerals, platinum-group minerals, and whole-rocks of the Merensky Reef (Bushveld Complex, South Africa): implications for the formation of the reef. *Journal of Petrology*, 48(8), pp. 1569–1604. https://doi.org/10.1093/petrology/egm030

González-Jiménez J.M., Tassara S., Schettino E., Roqué-Rosell J., Farré-de-Pablo J., Saunders J.E., Deditius A.P., Colás V., Rovira-Medina J.J., Dávalos M.G., Schilling M., Jimenez-Franco A., Marchesi C., Nieto F., Proenza J.A., Gervilla F. (2020). Mineralogy of the HSE in the subcontinental lithospheric mantle – An interpretive review. *Lithos*, 372–373, 105681. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2020.105681

Lawley C.J.M., Petts D.C., Jackson S.E., Zagorevski A., Pearson D.G., Kjarsgaard B.A., Savard D., Tschirhart V. (2020). Precious metal mobility during serpentinization and breakdown of base metal sulphide. *Lithos*, 354–355, 105278. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2019.105278

Lorand J.P. (1987). Cu-Fe-Ni-S mineral assemblages in upper-mantle peridotites from the Table Mountain and Blow-Me-Down Mountain ophiolite massifs (Bay of Islands area, Newfoundland): Their relationships with fluids and silicate melts. *Lithos*, 20(1), pp. 59–76. https://doi.org/10.1016/0024-4937(87)90024-7

Lorand J.-P., Alard O., Luguet A. (2010). Platinum-group element micronuggets and refertilization process in Lherz orogenic peridotite (northeastern Pyrenees, France). *Earth and Planetary Science Letters*, 289(1–2), pp. 298–310. https://doi.org/10.1016/j.epsl.2009.11.017

Lorand J.-P., Luguet A. (2016). Chalcophile and siderophile elements in mantle rocks: trace elements controlled by trace minerals. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 81(1), pp. 441–488. https://doi.org/10.2138/rmg.2016.81.08

Luguet A., Alard O., Lorand J.P., Pearson N.J., Ryan C., O'Reilly S.Y. (2001). Laser-ablation microprobe (LAM)-ICPMS unravels the highly siderophile element geochemistry of the oceanic mantle. *Earth and Planetary Science Letters*, 189(3–4), pp. 285–294. https://doi.org/10.1016/S0012-821X(01)00357-0

Luguet A., Lorand J., Alard O., Cottin J. (2004). A multi-technique study of platinum group element systematic in some Ligurian ophiolitic peridotites, Italy. *Chem. Geol*., 208, pp. 175–194. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2004.04.011

Luguet A., Reisberg L. (2016). Highly Siderophile Element and 187Os Signatures in Noncratonic Basalt-hosted Peridotite Xenoliths: Unravelling the Origin and Evolution of the Post-Archean Lithospheric Mantle. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 81(1), pp. 305–367. https://doi.org/10.2138/rmg.2016.81.06

Luguet A., Shirey S.B., Lorand J.-P., Horan M.F., Carlson R.W. (2007). Residual platinum group minerals from highly depleted harzburgites of the Lherz massif (France) and their role in HSE fractionation of the mantle. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 71(12), pp. 3082–3097. https://doi.org/10.1016/j.gca.2007.04.011

Mann U., Frost D.J., Rubie D.C., Becker H., Audétat A. (2012). Partitioning of Ru, Rh, Pd, Re, Ir and Pt between liquid metal and silicate at high pressures and high temperatures – Implications for the origin of highly siderophile element concentrations in the Earth's mantle. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 84, pp. 593–613. https://doi.org/10.1016/j.gca.2012.01.026

McDonough W.F., Sun S.-s. (1995). Composition of the Earth. *Chemical Geology*, 120(3–4), pp. 223–253. https://doi.org/10.1016/0009-2541(94)00140-4

O'Driscoll, B., González-Jiménez, J.M. (2016). Petrogenesis of the Platinum-Group Minerals. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 81(1), pp. 489–578. https://doi.org/10.1515/9781501502095-011

Ohnenstetter M. (1992). Platinum group element enrichment in the upper mantle peridotites of the Monte Maggiore ophiolitic massif (Corsica, France): Mineralogical evidence for ore-fluid metasomatism. *Mineralogy and Petrology*, 46, pp. 85–107. https://doi.org/10.1007/BF01160704

Peregoedova A., Barnes S.-J., Baker D.R. (2004). The formation of Pt–Ir alloys and Cu–Pd-rich sulfide melts by partial desulfurization of Fe–Ni–Cu sulfides: Results of experiments and implications for natural systems. *Chemical Geology*, 208(1–4), pp. 247–264. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2004.04.015

Prichard H.M., Ixer R.A., Lord R.A., Maynard J., Williams N. (1994). Assemblages of platinum-group minerals and sulfides in silicate lithologies and chromite-rich rocks within the Shetland ophiolite. *Canadian Mineralogist*, 32(2), pp. 271–294.

Сведения об авторах

Дмитрий Евгеньевич Савельев – доктор геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник, член Отделения наук о Земле и нефтегазовых технологий Академии наук Республики Башкортостан

Институт геологии УФИЦ РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. К.Маркса, д. 16/2

Руслан Азатович Гатауллин – младший научный сотрудник

Институт геологии УФИЦ РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. К.Маркса, д. 16/2

Статья поступила в редакцию 22.02.2023;
Принята к публикации 20.07.2023;
Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Accessory mineralisations in lherzolites of Northern Kraka massif (South Urals)

D.E. Saveliev[*], *R.A.Gataullin*

Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation

[*]*Corresponding author: Dmitry E. Saveliev, e-mail: savl71@mail.ru*

Abstract. The findings of platinum group metal mineralization (PGM) and the distribution of platinum group elements (PGE) in lherzolites of the Northern Kraka massif are described. The total contents of PGE are approximately two orders of magnitude lower than those in chondrite and are close to pyrolite, relative to which the studied lherzolites are enriched in Pd and depleted in Ru. In segregations of PGMs, the presence of all PGEs (except rhodium) in various proportions was established. All found grains are divided into three contrasting types: the refractory triad Os–Ir–Ru, essentially platinum with the participation of Pd, and Cu–Pd. Almost all found PGM grains are localized either in the peripheral parts of grains of altered sulfides (heazlewoodite, pentlandite) or in the silicate matrix in the immediate vicinity of sulfide segregations. Based on the mineral associations and PGE distribution, a probable genesis of segregations has been suggested. Associations of Cu–Pd and Pd–Pt(+Cu) composition most likely formed during the crystallization of sulfides from the extracted partial melts. This is indicated by their close association with clinopyroxenes and the presence of relatively fusible platinoids and copper. The associations of Pt–Ir and Os–Ir–Ru(+Pt) composition are most likely restitic, formed in place of primary mantle sulfides as a result of extraction of more fusible elements and further desulphurization. The isolation of platinoids as their own mineral phases is associated with the influence of superimposed low-temperature processes – subsolidus redistribution during cooling and subsequent serpentinization.

Keywords: ultramafic rocks, ophiolite, lherzolite, platinum group metal mineralization, platinum group elements

Acknowledgements

The study was supported by the Russian Science Foundation grant No. 22–17–00019.

The authors express their gratitude to the reviewers for the careful analysis of the article and comments that improved the article.

Recommended citation: Saveliev D.E., Gataullin R.A. (2023). Accessory mineralisations in lherzolites of Northern Kraka massif (South Urals). *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 208–215. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.24

References

Abrajano T.A., Sturchio N.C., Bohlke J.K., Lyon G.L., Poreda R.J., Stevens C.M. (1988). Methane-hydrogen gas seeps, Zambales ophiolite, Philippines: Deep or shallow origin. *Chemical Geology*, 71(1–3), pp. 211–222. https://doi.org/10.1016/0009-2541(88)90116-7

Brenan J.M., Bennett N.R., Zajacz Z. (2016). Experimental results on fractionation of the highly siderophile elements (HSE) at variable pressures and temperatures during planetary and magmatic differentiation. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 81(1), pp. 1–87. https://doi.org/10.2138/rmg.2016.81.1

Edwards S.J. (1990). Harzburgites and refractory melts in the Lewis Hills Massif, Bay of Islands ophiolite complex: the base-metals and precious-metals story. *The Canadian Mineralogist*, 28(3), pp. 537–552.

Farafontiev P.G. (1937). Geology and Chromite Deposits of the Kraka Peridotite Massifs in the South Urals. Ufa, Rosgeolfond (In Russ.)

Ferraris C., Lorand J.P. (2015). Novodneprite ($AuPb_3$), anyuiite [$Au(Pb, Sb)_2$] and gold micro- and nano-inclusions within plastically deformed mantle-derived olivine from the Lherz peridotite (Pyrenees, France): a HRTEM–AEM–EELS study. *Physics and Chemistry of Minerals*, 42, pp. 143–150. https://doi.org/10.1007/s00269-014-0706-9

Godel B., Barnes S.-J., Maier W.D. (2007). Platinum-group elements in sulphide minerals, platinum-group minerals, and whole-rocks of the Merensky Reef (Bushveld Complex, South Africa): implications for the formation of the reef. *Journal of Petrology*, 48(8), pp. 1569–1604. https://doi.org/10.1093/petrology/egm030

González-Jiménez J.M., Tassara S., Schettino E., Roqué-Rosell J., Farré-de-Pablo J., Saunders J.E., Deditius A.P., Colás V., Rovira-Medina J.J., Dávalos M.G., Schilling M., Jimenez-Franco A., Marchesi C., Nieto F., Proenza J.A., Gervilla F. (2020). Mineralogy of the HSE in the subcontinental lithospheric mantle – An interpretive review. *Lithos*, 372–373, 105681. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2020.105681

Kovalev S.G., Snachev V.I., Saveliev D.E. (1997). Prospects for platinum-bearing ore formations of the Bashkir part of the Southern Urals. *Minerals and Mining Engineering = Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Gornyi zhurna*, (5–6), pp. 34–40. (In Russ.)

Kvyatkovskii R.E. (1929). Geological description of the area between the Belaya river and the eastern slope of the Irendyk ridge. Ufa, Rosgeolfond (In Russ.)

Lawley C.J.M., Petts D.C., Jackson S.E., Zagorevski A., Pearson D.G., Kjarsgaard B.A., Savard D., Tschirhart V. (2020). Precious metal mobility during serpentinization and breakdown of base metal sulphide. *Lithos*, 354–355, 105278. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2019.105278

Loginov V.P. (1933). Report on geological investigations in the area of peridotite massifs in 1932 (geological survey M 1:50 000). Ufa, Rosgeolfond (In Russ.)

Lorand J.P. (1987). Cu-Fe-Ni-S mineral assemblages in upper-mantle peridotites from the Table Mountain and Blow-Me-Down Mountain ophiolite massifs (Bay of Islands area, Newfoundland): Their relationships with fluids and silicate melts. *Lithos*, 20(1), pp. 59–76. https://doi.org/10.1016/0024-4937(87)90024-7

Lorand J.-P., Alard O., Luguet A. (2010). Platinum-group element micronuggets and refertilization process in Lherz orogenic peridotite (northeastern Pyrenees, France). *Earth and Planetary Science Letters*, 289(1–2), pp. 298–310. https://doi.org/10.1016/j.epsl.2009.11.017

Lorand J.-P., Luguet A. (2016). Chalcophile and siderophile elements in mantle rocks: trace elements controlled by trace minerals. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 81(1), pp. 441–488. https://doi.org/10.2138/rmg.2016.81.08

Luguet A., Alard O., Lorand J.P., Pearson N.J., Ryan C., O'Reilly S.Y. (2001). Laser-ablation microprobe (LAM)-ICPMS unravels the highly siderophile element geochemistry of the oceanic mantle. *Earth and Planetary Science Letters*, 189(3–4), pp. 285–294. https://doi.org/10.1016/S0012-821X(01)00357-0

Luguet A., Lorand J., Alard O., Cottin J. (2004). A multi-technique study of platinum group element systematic in some Ligurian ophiolitic peridotites, Italy. *Chem. Geol*., 208, pp. 175–194. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2004.04.011

Luguet A., Reisberg L. (2016). Highly Siderophile Element and 187Os Signatures in Noncratonic Basalt-hosted Peridotite Xenoliths: Unravelling the Origin and Evolution of the Post-Archean Lithospheric Mantle. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 81(1), pp. 305–367. https://doi.org/10.2138/rmg.2016.81.06

Luguet A., Shirey S.B., Lorand J.-P., Horan M.F., Carlson R.W. (2007). Residual platinum group minerals from highly depleted harzburgites of the Lherz massif (France) and their role in HSE fractionation of the mantle. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 71(12), pp. 3082–3097. https://doi.org/10.1016/j.gca.2007.04.011

Mann U., Frost D.J., Rubie D.C., Becker H., Audétat A. (2012). Partitioning of Ru, Rh, Pd, Re, Ir and Pt between liquid metal and silicate at high pressures and high temperatures – Implications for the origin of highly siderophile element concentrations in the Earth's mantle. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 84, pp. 593–613. https://doi.org/10.1016/j.gca.2012.01.026

McDonough W.F., Sun S.-s. (1995). Composition of the Earth. *Chemical Geology*, 120(3–4), pp. 223–253. https://doi.org/10.1016/0009-2541(94)00140-4

Moskaleva S.V. (1974). Hyperbasites and their chromite-bearingness. Leningrad: Nedra, 279 p. (In Russ.)

O'Driscoll, B., González-Jiménez, J.M. (2016). Petrogenesis of the Platinum-Group Minerals. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 81(1), pp. 489–578. https://doi.org/10.1515/9781501502095-011

Ohnenstetter M. (1992). Platinum group element enrichment in the upper mantle peridotites of the Monte Maggiore ophiolitic massif (Corsica, France): Mineralogical evidence for ore-fluid metasomatism. *Mineralogy and Petrology*, 46, pp. 85–107. https://doi.org/10.1007/BF01160704

Peregoedova A., Barnes S.-J., Baker D.R. (2004). The formation of Pt–Ir alloys and Cu–Pd-rich sulfide melts by partial desulfurization of Fe–Ni–Cu sulfides: Results of experiments and implications for natural systems. *Chemical Geology*, 208(1–4), pp. 247–264. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2004.04.015

Prichard H.M., Ixer R.A., Lord R.A., Maynard J., Williams N. (1994). Assemblages of platinum-group minerals and sulfides in silicate lithologies and chromite-rich rocks within the Shetland ophiolite. *Canadian Mineralogist*, 32(2), pp. 271–294.

Saveliev D.E. (2012). Chromite-bearing of ultrabasitical massifs of the Southern Urals. Dr. geol. and mineral. sci. diss. Ufa: University of Perm, 410 p. (In Russ.)

Saveliev D.E. (2022). Composition and microstructure of the Kraka lherzolites as a reflection of processes in the upper mantle of the Ural mobile belt. *Geologiya. Izvestiya Akademii nauk Respubliki Bashkortostan = Geology. Proceedings of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*, (29), pp. 38–45. (In Russ.)

Saveliev D.E., Gataullin R.A. (2022) Lherzolites of Aznagulovo area: composition and P-T-fO_2 formation condition. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan = Herald of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*, 40, 3(103), pp. 15–25. (In Russ.)

Saveliev D.E., Snachev V.I., Savelieva E.N., Bazhin E.A. (2008). Geology, petrogeochemistry, and chromium content of gabbro-hyperbasite massifs in the Southern Urals. Ufa: Dizayn-PoligrafServis, 320 p. (In Russ.)

Snachev V.I., Kovalev S.G., Saveliev D.E. (2000). Prognostic assessment of the chromitiferousness of the Kraka massifs. Ufa: UNTs IG RAN. (In Russ.)

Snachev V.I., Saveliev D.E., Rykus M.V. (2001). Petrogeochemical features of rocks and ores of the gabbro-hyperbasite Kraka massifs. Ufa: IG UNC RAN, 212 p. (In Russ.)

About the Authors

Dmitry E. Saveliev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of Russian Academy of Sciences

16/2, K.Marks st., Ufa, 450077, Russian Federation

Ruslan A. Gataullin – Junior Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of Russian Academy of Sciences

16/2, K.Marks st., Ufa, 450077, Russian Federation

Manuscript received 22 February 2023;
Accepted 20 July 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.25

УДК 332.152

Перспективы развития водородной энергетики в Российской Федерации

С.В. Разманова

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, Россия

e-mail: s.razmanova@sng.vniigaz.gazprom.ru

В настоящее время в энергетических стратегиях, представленных Японией, Республикой Южная Корея, Российской Федерацией и странами Европейского союза, водород рассматривается в качестве перспективного энергоносителя, который должен заменить ископаемое топливо (нефть, газ, уголь) и использоваться для накопления, хранения и доставки энергии в разные регионы мира. Совершенствованию водородных энергетических технологий отводится особенная роль в низкоуглеродном развитии мировой экономики. Основными преимуществами водорода являются возможность его получения из различных источников и отсутствие выбросов углекислого газа при его использовании в качестве энергоносителя, что особенно актуально на фоне текущей климатической повестки. Этот энергоноситель является искусственно созданным, поскольку в природе месторождения свободного водорода отсутствуют, поэтому водород следует воспринимать именно как «носитель» энергии, а не топливо. В работе дано обоснование целесообразности строительства приливных электростанций, развития водородных технологий и промышленных комплексов в РФ.

Ключевые слова: водород, возобновляемые источники энергии, водородная энергетика, метод электролиза воды, приливные электростанции

Для цитирования: Разманова С.В. (2023). Перспективы развития водородной энергетики в Российской Федерации. *Георесурсы*, 25(3), с. 216–226. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.25

Введение

В последнем десятилетии климатическая повестка стала значимым фактором изменений в мировой экономике и энергетике. В качестве одного из ориентиров для развития отраслей мировой экономики является низкий уровень выбросов парниковых газов. Для достижения целей Парижского соглашения Российская Федерация (РФ) осуществляет «государственную политику в области климата, направленную на сокращение и предотвращение антропогенных выбросов парниковых газов, в том числе за счет расширения сфер применения энергоносителей с низким углеродным следом и внедрения наилучших доступных технологий» (Концепция, 2021). Задача формирования в РФ новой климатической политики является одним из приоритетов современного этапа социально-экономического развития страны (Жигалов и др., 2018). С учетом усиления риска глобальных климатических изменений, а также новых законодательных инициатив в отношении политики декарбонизации, принимаемых на национальном и международном уровнях, государству необходимо осуществлять проактивную упреждающую политику для достижения устойчивой долговременной конкурентоспособности и успешной интеграции отечественного бизнеса в мировой экономике (Пахомова и др., 2022).

К актуальным низкоуглеродным технологиям, продвигаемым на международную арену, относятся водородные энергетические технологии. Считается при этом, что в перспективе роль энергоносителя сможет выполнять водород, задействованный на текущий момент в химической и нефтехимической промышленности, замещая углеводородные энергоносители. Многие мировые страны выбрали переход на водородную энергетику как наиболее эффективное средство достижения климатической нейтральности к 2050 г. Продвижению европейских стратегий в области климата и энергетической безопасности способствует созданный в 2015 г. Энергетический союз[1]. В 2019 г. принят «Зеленый пакт для Европы»[2], который охватывал комплекс стратегий, целей и инициатив в области борьбы с изменением климата и анонсировал в качестве ориентира на 2050 г. переход европейских стран к нулевому углеродному балансу. С июля 2021 г. значительное влияние на энергетическую политику Европейского союза (ЕС) оказывает «Зеленый курс Евросоюза»[3], согласно которому в качестве обязательных целей Климатического закона закреплены углеродная нейтральность ЕС к 2050 г., а также снижение выбросов парниковых газов к 2030 г. на 55%

© 2023 С.В. Разманова

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

[1]Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy. EUR-Lex. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52015DC0080

[2]Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. The European Green Deal. EUR-Lex. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=C0M%3A2019%3A640%3AFIN

[3]Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law'). EUR-Lex. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32021R1119

по отношению к уровню 1990 г. Курс на водородную энергетику зафиксирован в Национальной стратегии развития водородной энергетики Федеративной Республики Германии (ФРГ) (июнь 2020 г.). В качестве долгосрочной цели заявлено создание нейтральной с точки зрения влияния на климат экономики с сокращением выбросов CO_2 на 95% от уровня 1990 г.

В базовой водородной стратегии Японии (2017 г.) отмечается, что водород может стать ключевым энергоресурсом в обеспечении энергетической безопасности и предотвращении дальнейшего изменения климата. Стратегический энергетический план Японии на 2030 год (4th Strategic Energy Plan for 2030), утвержденный в 2020 г., кроме перехода на возобновляемые источники энергии предусматривает создание так называемого «водородного общества» (Корнев, 2021; Мастепанов, Хирофуми, 2020а; Мастепанов, Хирофуми, 2020б).

Ученые отмечают, что роль возобновляемых источников энергии, таких как солнечная энергия, энергия ветра, энергия волн и приливов, в течение следующих нескольких десятилетий будет возрастать. Вполне закономерно, что спрос на водородное топливо, производимое на основе энергии ВИЭ, также будет увеличиваться (Chun et al., 2014; Chung et al., 2014; El-Shafie et al., 2019; Fazelpour et al., 2016; Iordache et al., 2013; Stygar, Brylewski, 2013).

Считается , что концепция «водородной экономики» возникла в начале 70-х годов XX в. в ответ на первый нефтяной кризис (Мастепанов, 2020; Moliner et al., 2016). Нет никаких сомнений в том, что водород будет играть важную роль в энергетическом сценарии будущего, но данный энергоресурс следует рассматривать не с точки зрения доминирования, а скорее в конкуренции и взаимодополняемости с другими видами энергоносителей (Мастепанов, 2020; Moliner et al., 2016; Гриб, 2019; Литвиненко и др., 2020; Мастепанов, 2022). В Энергетической стратегии РФ обозначено, что «задачей водородной энергетики является развитие производства и потребления водорода, а также вхождение Российской Федерации в число мировых лидеров по его производству и экспорту»[4]. Адаптированные к условиям отечественного бизнеса цели развития тысячелетия в рамках стратегии устойчивого развития человечества Организации объединенных наций (ООН) предполагают, что во всех аспектах экономики РФ должны превалировать такие принципы устойчивого развития, как экономика замкнутого цикла и эффективное использование ресурсов. РФ также на протяжении последних 80 лет развивает водородные технологии, имеет большой опыт многолетних исследований и серьезный потенциал в этой области (Мастепанов, 2022; Тимофеев, 2019; Филиппов и др., 2020; Кантюков и др., 2021). Еще в 70-е годы XX в. в рамках государственной программы СССР «Водородная энергетика» была разработана концепция водородной энергетики, основанная на производстве газа за счет энергии, вырабатываемой на атомных электростанциях (АЭС) (Колбанцев и др., 2021; Мастепанов, 2020). В ряде работ рассмотрены и проанализированы различные технологии производства водорода с сопоставлением себестоимости и эффективности различных методов его получения (Веселов, Соляник, 2022; Холкин, Чаусов, 2021; Dincer, 2018; Badgett et al., 2022; Ball, Weeda, 2016; Kayfeci et al., 2019; Sojoudi et al., 2021).

Необходимо также отметить, что в современном мире чрезвычайно сильно влияние на мировую экономику оказывает геополитическая ситуация. В основу развития мировой энергетики заложен целый комплекс меняющихся факторов, большая часть которого находится вне энергетической отрасли и относится к сферам политики, экономики и социальной динамики. Более ста лет обеспечение доступа к углеводородам является краеугольным камнем мировой политики. По мнению американского политолога Д. Ергина, нефтяной бизнес включает «90 процентов политики и 10 процентов нефти» (Ергин, 2022).

Еще в начале XX в. развитие технологий в части использования ископаемых природных ресурсов при непосредственном лоббировании компаний, которые сегодня относятся к так называемым супермейджорам (Shell, BP, Chevron, ExxonMobile и Royal Dutch Shell), привело в массовому использованию углеводородов для получения энергии. В качестве альтернативных идей рассматривались источники ветровой и солнечной энергии, но эти идеи не получили должного развития. К примеру, солнечные батареи впервые нашли свое применение в рамках космических программ США и СССР в конце 50-х годов прошлого века. Только при снижении себестоимости технология стала использоваться на Земле, однако ее применение имеет определенные ограничения. Наиболее очевидным недостатком солнечной и ветровой энергии является прерывистый характер генерации энергии, вследствие которого энергосети подвергаются повышенному риску отклонения частоты тока. «Зеленая энергетика» в том виде, в каком она преподносится сейчас, представляет собой тупиковое направление в энергоснабжении. К сожалению, к уже имеющемуся списку стран, сделавших ставку на «зеленую энергетику» и получивших негативный опыт (Гана и Шри Ланка), активно пытаются присоединиться европейские страны (Чернова, Разманова, 2022а; Чернова, Разманова, 2022б).

Цель настоящей работы состоит в обосновании целесообразности развития в РФ центров по производству «зеленого» водорода на базе строительства приливных электростанций (ПЭС). Сквозными для проводимого исследования стали следующие базовые вопросы: во-первых, каков основной драйвер развития водородной энергетики в РФ, во-вторых, должно ли производство водорода из возобновляемых источников располагаться в непосредственной близости от рынков сбыта.

Методы

В работе использовались данные статистической отчетности по Европейскому союзу, статистические книги Китайской Народной Республики (КНР) (1991–2020 гг.), отчеты энергетических корпораций, международных консалтинговых компаний Анализу подлежало значительное количество научных работ и интернет-источников. Информационной базой исследования стали научные труды как отечественных, так и зарубежных ученых по обозначенной проблематике.

[4]Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года»

Методика исследования состоит из следующих этапов.

Этап 1. Рассмотреть существующий терминологический аппарат в области технологий производства водорода.

Этап 2. Оценить текущую и перспективную себестоимость различных способов производства водорода.

Этап 3. Обозначить перспективы глобального водородного рынка и выявить проблемные аспекты.

Этап 4. Проанализировать преимущества создания центров по производству «зеленого» водорода в РФ.

Водородная экономика: терминология, сравнительная оценка

Под термином «водородная экономика» понимают экономику, основанную на использовании в качестве главного источника энергии «чистого» водорода, производство которого не сопровождается выбросами углекислого газа (Макроэкономический обзор…, 2019). Несмотря на то, что термин «водородная экономика» трактуется сегодня как «образ будущего для глобальной экономики, в которой водород становится новым глобальным энергоносителем» (Митрова и др., 2019), поскольку начинает выполнять роль, сопоставимую со значением ископаемых нефти, газа, угля, а также энергии, вырабатываемой за счет гидроэлектростанций (ГЭС), АЭС, ВИЭ и биоэнергетики, автор настоящей статьи не склонен полагать, что подобная роль водорода когда-либо будет реализована в полной мере. Скорее следует говорить о «водородной энергетике», предполагающей развитие производства и потребления водорода. Сегодня водородная энергетика рассматривается как ключевое решение для борьбы с глобальным изменением климата.

Эксперты в области водородной энергетики (из их оценок складывается впечатление, что десятилетием ранее они были экспертами по сланцевому и сжиженному природному газу) активно используют понятия «зеленого», «бирюзового» водорода и других, не менее красочных терминов применительно к потенциальному энергоносителю, который в реальности является бесцветным и ничего общего с предлагаемой палитрой не имеет.

В табл. 1 приведена наиболее распространенная «цветовая» терминология, применяемая сегодня экспертами в области водородной энергетики для обозначения соответствующей градации водорода в зависимости от типа производства. Отметим, что официально опубликованные энергетические стратегии ЕС и ФРГ «цветовой» классификации не содержат, но подразделяются на типы по степени влияния процесса производства на окружающую среду.

Скорее всего, подобная классификация водорода по типам производства со временем будет скорректирована. Однако ее содержательная часть останется прежней – нацеленность на производство «зеленого», чистого и возобновляемого водорода.

В России, согласно Концепции развития водородной энергетики (Концепция, 2021), до 2024 г. предполагается создание водородных кластеров и реализация пилотных проектов для достижения экспорта водорода в размере 0,2 млн т к 2024 г., а также производство метано-водородных смесей, турбоагрегатов, способных работать на водороде, и водородного транспорта. ПАО «Газпром» разрабатывает технологию производства «голубого» и «бирюзового» водорода, тогда как АО «Росатом» совершенствует технологию производства «оранжевого/желтого» водорода. На VI Восточном экономическом форуме ПАО «Газпром», АО «Росатом» и власти Сахалина (после успешного технико-экономического исследования проекта) заключили соглашение о взаимодействии при строительстве завода по производству водорода из природного газа. Корпорации «НОВАТЭК», «Роснефть», «Ростех», институты Российской академии наук также активизировали разработку технологических решений и маркетинговые исследования в области производства и экспорта водорода (Мастепанов, 2020; Мастепанов, 2022).

Отечественные и зарубежные ученые отмечают, что электролиз как средство преобразования избыточной электроэнергии из возобновляемых источников в водород (с подземным хранилищем или без него) в современных условиях является очень дорогостоящим процессом. Это связано с тем, что «зеленый» водород, получаемый при электролизе, не может конкурировать по стоимости с другими способами производства водорода (Badgett et al., 2022; Ball, Weeda, 2016). Для более точного определения различий в себестоимости производства водорода в зависимости от типа его производства необходимо оценить различия в стоимости капитальных и эксплуатационных затрат. При этом общие финансовые допущения, такие как внутренние нормы доходности, налоговые ставки и коэффициенты амортизации, остаются одинаковыми для всех рассмотренных технологий.

Анализ затрат на производство водорода в США показывает, что себестоимость электролитически генерируемого водорода значительно выше за счет высокой доли сторонней электроэнергии, потребляемой при его производстве (Sojoudi et al., 2021). В частности, при производстве водорода путем электролиза за счет ВИЭ формируются самые высокие производственные затраты на килограмм водорода: при ветровых ВИЭ – от 5,89 до 6,03 долл./кг), при солнечных ВИЭ – от 5,78 до 23,27 долл./кг (Kayfeci et al., 2019). Сравнение выбранных вариантов производства водорода позволило исследователям (Dincer, 2018) сделать вывод о том, что с точки зрения энергетической эффективности варианты, работающие на ископаемом топливе и биомассе, наиболее близки к идеальным характеристикам.

Сотрудниками Института энергетических исследований РАН (Веселов, Соляник, 2022) проведен расчет себестоимости производства водорода с применением различных технологий в России. Результаты представлены в табл. 2.

Согласно оценкам экспертов ИНЭИ РАН, на текущий момент наименее затратным способом производства водорода является паровая конверсия метана (1,7 долл./кг). Электролиз от ветровой и солнечной генерации существенно уступает остальным способам производства по экономической эффективности. В перспективе по данной категории ожидается двукратное снижение себестоимости (за счет удешевления электролизеров и ВИЭ-установок). Однако удельная дисконтированная стоимость 1 кг «зеленого» водорода останется в 2,5–3,5 раза выше, чем для «голубого» водорода (Веселов, Соляник, 2022).

[5]Statista – 2021. https://www.statista.com/statistics/1086695/green-hydrogen-cost-development-by-country

Классификационный признак	Тип производства	Характеристики	Терминология, применяемая в Европейской классификации водорода по способу производства
Зеленый	Метод электролиза воды, с использованием электроэнергии от любых возобновляемых источников энергии	При производстве «зеленого» водорода отсутствует углеродный след, а остальные экологические издержки сведены до минимума	Возобновляемый водород (*Renewable hydrogen*). Термин равнозначен термину «зеленый водород»
			Чистый водород (*Clean hydrogen*). Термин является равнозначным термину «возобновляемый водород»
			Электролизный водород (*Electricity-based hydrogen*) – водород, полученный при помощи электролиза без привязки к источнику электроэнергии
			Низкоуглеродный водород *(Low-carbon hydrogen*)
Розовый/ красный/ оранжевый/ желтый	Метод электролиза воды, однако, в качестве источника электроэнергии для обеспечения процесса выступает атомная электростанция	При производстве «оранжевого/желтого» водорода отсутствует углеродный след, но создается тепловое загрязнение окружающей среды, которое требует утилизации радиоактивных отходов	Низкоуглеродный водород *(Low-carbon hydrogen*) представляет собой водород, произведенный со значительно сниженными выбросами парниковых газов в течение всего жизненного цикла по сравнению с существующим производством ископаемого водорода. В данную категорию включается как ископаемый водород с улавливанием углерода, так и электролизный водород
Бирюзовый	Метод пиролиза путем разложения метана на водород и твердый углерод	При производстве «бирюзового» водорода выбросы в атмосферу отсутствуют, поскольку углерод получается не в виде углекислого газа, а в практически чистом твердом виде (сажа), в связи с чем может быть либо утилизирован, либо использован как сырье для промышленности	Низкоуглеродный водород *(Low-carbon hydrogen*)
Серый	Метод паровой конверсии метана, где исходным сырьем является природный газ	При производстве «серого» водорода в ходе химической реакции выделяется углекислый газ в тех же объемах, что и при сгорании природного газа, плюс расходы энергии на конверсию	Ископаемый водород (*Fossil-based hydrogen*) представляет собой водород, произведенный из ископаемого топлива по классической технологии
			Низкоуглеродный водород *(Low-carbon hydrogen*)
Голубой	Метод паровой конверсии метана при условии, что углерод улавливается	При производстве «голубого» водорода наблюдается двукратное сокращение выбросов углерода по отношению к традиционным способам («серый» и «коричневый» водород)	Ископаемый водород с улавливанием углерода (*Fossil-based hydrogen with carbon capture*) представляет собой водород, произведенный из ископаемого топлива по классической технологии, с условием выполнения мероприятий по улавливанию углерода и его соединений
			Низкоуглеродный водород *(Low-carbon hydrogen*)
Коричневый	В качестве исходного сырья в производстве используется бурый уголь	При производстве «коричневого» водорода образуется синтез-газ – смесь углекислого газа, окиси углерода, водорода, метана и этилена, а также небольшое количество других попутных газов. Отнесен к наиболее неэкологичным	Ископаемый водород (*Fossil-based hydrogen*)

Табл. 1. Классификация водорода по типам производства

В целом ожидаемое значение удельной себестоимости «зеленого» водорода к 2050 г., по оценке Statista[5], будет находиться в диапазоне 1,25–2,75 долл./кг (рис. 1).

Согласно докладу Мирового Энергетического Агентства (МЭА), к 2050 г. мировой спрос на водород должен достичь 528 млн т (в 2020 г. объем составил 87 млн т). Доля потребления водорода в структуре мирового рынка ожидается в размере 18%, включая потребление «зеленого» водорода, на который прогнозируется 10% мирового рынка.

Сегодня основным сырьем для водорода преимущественно являются углеводороды. Более 68% водорода вырабатывают за счет природного газа, 16% – за счет нефти, 11% приходится на уголь и 5% получают из воды способом электролиза (Розенцвет, 2022).

В настоящее время сфера использования водорода охватывает химическую промышленность (63%), нефтепереработку (31%), обрабатывающую промышленность (5%). И только менее 1% водорода используется в качестве топлива и в полупроводниковой промышленности

Классификационный признак (способ производства)	Значение удельных дисконтированных затрат на производство водорода, долл./кг	
	2020–2025	2030–2035
Зеленый (солнечные ВИЭ)	> 12,0	> 6,0
Зеленый (ветровые ВИЭ)	7,8	9,5
Красный (АЭС)	3,2	2,3
Оранжевый (ГЭС)	3,5	3,0
Голубой (паровая конверсия метана)	1,7	1,6

Табл. 2. Сравнение себестоимости отечественных технологий производства водорода

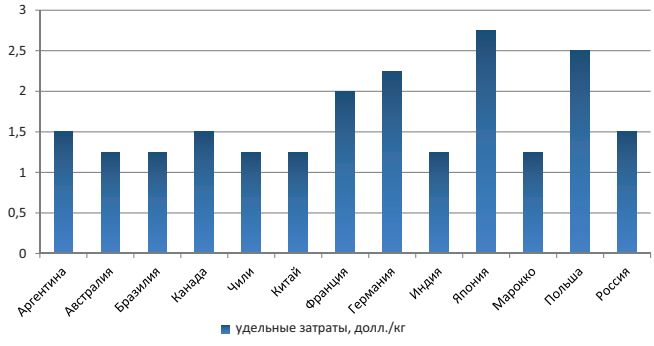


Рис. 1. Прогноз себестоимости «зеленого» водорода к 2050 г. Источники: Statista (Statista – 2021. https://www.statista.com/statistics/1086695/green-hydrogen-cost-development-by-country)

(Розенцвет, 2022). В Национальной стратегии развития водородной энергетики ФРГ указано, что водороду, на который будут переведены транспортная, металлургическая и нефтехимическая отрасли, в будущем этих отраслей будет отведена ведущая роль. Водород активно пытаются использовать в транспортной отрасли Япония, Республика Южная Корея, ФРГ (легковые автомобили), Французская Республика (железнодорожный транспорт). Однако водород остается крайне неудобным для использования на транспорте газом, поскольку его невозможно хранить продолжительное время, он просачивается в атмосферу и, соответственно, приносит убытки владельцам, использующим такой транспорт.

Эксперты также отмечают, что перспективы глобального водородного рынка явно не прослеживаются и оценить будущие объемы производства и потребления водорода в мировой экономике сегодня достаточно проблематично (Гриб, 2019; Литвиненко и др., 2020).

Предварительный анализ объемов мирового водородного рынка и ожидаемого прироста импорта водорода был проведен экспертами ACIL ALLEN Consulting и Инфраструктурного центра «Энерджинет» (Холкин, Чаусов, 2021) (рис. 2, 3). Было также отмечено, что мировая архитектура будущего рынка водорода находится под сомнением, поскольку участие в нем европейских стран в качестве импортеров вызывает вопросы. Причина состоит в продвижении проектов производства «зеленого» водорода методом электролиза в основных потенциальных центрах потребления водорода – Германии, Нидерландах, Великобритании. В то же время оперативная реакция руководства РФ и отечественных частных инвесторов в области дальнейших перспектив этого рынка также представляется своевременной, поскольку сегодня этот рынок формируют его потенциальные участники, число которых в последние годы существенно возросло.

Отметим, что ряд вопросов до сих пор остается без ответа. Обозначим ключевые проблемные аспекты развития глобального водородного рынка:

- каковы будут объемы мировых импортных поставок водорода на перспективу 10 или 15 лет;
- при каком уровне цен на водород установится равновесие на рынке и какова будет в перспективе конструкция водородного рынка;
- проявится ли тенденция производства водорода странами исключительно для внутреннего потребления;
- каким будет доминирующий способ производства для выработки водорода;
- сохранит ли «желтый» и «голубой» водород сильные позиции на рынке или же рынок будет отдавать предпочтение только «зеленому» водороду?

От ответов на эти вопросы будет зависеть будущая архитектура мировой водородной энергетики.

Российская водородная стратегия, в рамках которой предполагается развивать отечественные водородные технологии и осуществлять мегапроекты по строительству объектов для получения «зеленого» и «бирюзового» водорода, в первую очередь должна быть ориентирована на внутренний рынок и дружественные внешние рынки. Перспективы отраслевой водородной структуры пока неясны, существует высокая вероятность копирования модели газовой отрасли. Существенную опасность при реализации водородной стратегии представляет длительное

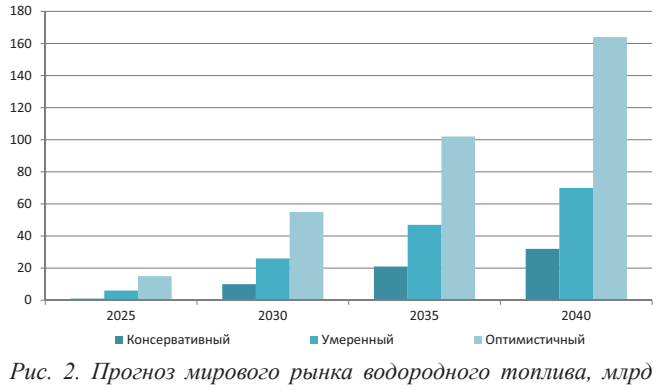


Рис. 2. Прогноз мирового рынка водородного топлива, млрд долл. в год. Источники: ACIL ALLEN Consulting, анализ ИЦ «Энерджинет» (Холкин, Чаусов, 2021)



Рис. 3. Ожидаемый годовой прирост импорта водорода к 2040 г. (к показателям 2020 г.), млн т. Источник: анализ ИЦ «Энерджинет» (Холкин, Чаусов, 2021)

планирование стратегического действия, оценки инвестиционных возможностей и их последующей реализации (по аналогии с рынком сжиженного природного газа, на который РФ вышла со значительным опозданием), поскольку в таком случае будет возникать эффект отложенного действия от применения водородных технологий.

От «серого» к «голубому» и «зеленому» водороду: российские перспективы

В предыдущем разделе мы отметили способы генерации водорода, начиная от газификации угля, паровой конверсии и пиролиза метана до электролиза воды. В принципе можно получать его из водорослей или твердых бытовых отходов. Однако технология газификации угля связана с большим количеством вредных выбросов в атмосферу. На данный момент это один из наиболее проверенных способов, с помощью которого в мире производится порядка 25% водорода. Твердые бытовые отходы и водоросли в качестве сырья не совсем подходят для развития водородных производств, поэтому в качестве источников сырья для производства водорода остаются метан и вода.

На метан, являющийся товарным продуктом переработки углеводородов, приходится 75% выработки аммиака. На нефтеперерабатывающих заводах метан используется в качестве топлива и источника водорода для каталитического крекинга и гидроочистки бензина и дизеля; на газоперерабатывающих заводах – для синтеза метанола, применяемого в качестве реагента гидратообразования и в химической промышленности; в газохимии – в синтезе аммиака, необходимого для выпуска азотных удобрений и карбамида.

Основным преимуществом водорода, получаемого из метана, можно назвать его себестоимость – 1,7 долл./кг (табл. 2), тогда как водород, получаемый при электролизе воды, относится к наиболее дорогим, его удельная себестоимость находится в диапазоне 3,5–12 долл./кг. Однако, как показывают недавние события в мире, многое зависит от того, какой источник для производства электроэнергии будет использован (традиционный или ВИЭ) и сколько на региональных рынках будет стоить природный газ.

Сегодня РФ в большей степени ориентирована на производство водорода из природного газа или на базе АЭС, поэтому отечественные корпорации пока не проявляют особого интереса к производству «зеленого», «бирюзового» или «голубого» водорода. Хотя государственная стратегия развития водородной энергетики уже обозначила создание центров по производству «зеленого» водорода и аммиака с использованием энергии, вырабатываемой ПЭС в Арктическом регионе и на Дальнем Востоке.

Следует также отметить, что РФ делает упор именно на расширение потенциальных источников энергоресурсов. В новой реальности есть место как возобновляемым, так и ископаемым источникам энергии, поскольку это позволяет поддерживать энергетическую безопасность и устойчивость экономики России и стран, в которые она поставляет энергоресурсы. Таким образом, Россия, располагающая огромными запасами углеводородов, сохраняет привлекательность как источник этих ресурсов, но вместе с тем планирует участвовать в производстве водорода в масштабах мировой экономики.

Ключевое условие экономической целесообразности строительства приливных электростанций заключается в том, что перепад уровней воды должен составлять не менее 4 м, поэтому ПЭС строятся в местах самого большого повышения уровня моря. Крупнейшая в мире ПЭС, введенная в эксплуатацию в 2011 г., находится в Республике Южная Корея и обладает установленной мощностью 254 МВт. Приливными ЭС располагают также КНР, Французская Республика и Канада.

В России самые высокие приливы наблюдаются в районе Пенжинской Губы (Охотское море), на побережье Мезенского залива (Белое и Баренцево моря) и доходят до отметок до 13 и 10 м соответственно.

В настоящее время в РФ насчитывается несколько приливных электростанций, находящихся на стадии эксплуатации или проектирования: Кислогубская ПЭС, Малая Мезенская ПЭС, Северная ПЭС, Пенжинская ПЭС, Тугурская ПЭС (табл. 3). Все перечисленные станции находятся в северных широтах: на территории Арктической зоны РФ (Белое и Баренцево море), а также на п-ове Камчатка и в Хабаровском крае (Охотское море).

Получение электричества с использованием энергии приливов в РФ не приняло массовый характер из-за экономической нецелесообразности, обусловленной устаревшими техническими решениями. К примеру, действующая в РФ с 1968 г. Кислогубская ПЭС не обеспечивает энергией даже процесс собственной эксплуатации и состоит на государственном учете только как памятник науки и техники. В то же время экспериментальная установка «Малая Мезенская ПЭС» (2007 г.) при проведении

Название ПЭС	Основные характеристики
1. Действующие	
1.1. Кислогубская	
Электрическая мощность	1,7 МВт
Тип турбин	ортогональные
Количество турбин	2 комплекта
Количество генераторов	2 ед.
Открытое распределительное устройство (ОРУ)	35 кВ
1.2. Малая Мезенская	
Электрическая мощность	1,5 МВт
Тип турбин	ортогональные
Количество турбин	1 комплект
Количество генераторов	1 ед.
2. Перспективные	
2.1. Северная	
Проектная мощность	12,0 МВт
Годовая выработка электроэнергии	23,8 млн кВт*ч
2.2. Пенжинская	
Проектная мощность	21,4 ГВт
Годовая выработка электроэнергии	50,0–240 млрд кВт*ч
2.3. Тугурская	
Проектная мощность	8,0 ГВт
Годовая выработка электроэнергии	20,0 млрд кВт*ч

Табл. 3. Основные технические характеристики действующих и перспективных приливных электростанций РФ

испытаний подтвердила КПД энергоблока в размере 70%.

Эксперты Инфраструктурного центра «Энерджинет» отмечают, что «накопление энергии ВИЭ в виде водорода позволит существенно (на 15–20 %) снизить затраты на энергоснабжение на множестве изолированных территорий страны, особенно – в Арктике, на Камчатке, Курилах, в Иркутской и Томской областях, в Якутии» (Холкин, Чаусов, 2021).

Электроэнергию ПЭС можно использовать для преобразования угля в горючие углеводороды (синтетическую нефть, метанол); строительства линий электропередач в Хабаровском и Приморском краях; передачи электроэнергии в КНР, США, Японию и другие страны; производства водорода на п-ове Камчатка. Наиболее перспективным представляется производство водорода в Камчатском крае. Строительство ПЭС позволит организовать экономически эффективное производство водорода, который затем будет связан углеродсодержащим веществом с целью получения жидкого топлива (Шамин, Шевелева, 2021). В будущем при развитии и совершенствовании технологий водородной энергетики водород может быть использован в чистом виде.

Таким образом, Пенжинская и Тугурская ПЭС должны выступать в качестве самостоятельных энергосистем, ориентированных на производство электроэнергии:

- для обеспечения энергетической безопасности (в том числе за счет роста внутреннего потребления) Дальневосточного региона;
- для экспорта электроэнергии в энергодефицитные страны, граничащие с РФ (в первую очередь в КНР);
- для производства водорода посредством электролиза воды и реализации его на внутреннем и внешнем рынках.

Новые ПЭС будут иметь особое значение для социально-экономического развития регионов, так в перспективе это:

- создание новых рабочих мест на территориях Хабаровского края и п-ова Камчатка за счет строительства и ввода в эксплуатацию промышленных комплексов ПЭС, производств водорода и аммиака, а также развития рынка жилья, соответствующей социальной и транспортной инфраструктуры;
- повышение инвестиционной привлекательности региона;
- расширение внутреннего и внешнего туризма в Дальневосточном регионе (ДВО).

В 2021 г. КНР, крупнейший источник парниковых газов, вызывающих потепление климата, принял на себя обязательства по углеродной нейтральности, обозначив двойные цели по выбросам CO_2 – достигнуть пика к 2030 г. и нейтралитета к 2060 г. (Steblyanskaya et al., 2022). Опубликованные данные Национального бюро статистики КНР свидетельствуют о прогрессе страны в области перехода на низкоуглеродные технологии. КНР стремится к тому, чтобы к 2025 г. общее потребление возобновляемой энергии в стране достигло 1 млрд т условного угольного эквивалента. Уже к 2030 г. КНР рассчитывает увеличить общую ветровую и солнечную мощность электростанций до 1200 ГВт, что практически в два раза больше текущих значений, за счет строительства крупных баз возобновляемой энергии в северо-западных пустынных регионах (Qin et al., 2021). Национальная комиссия по развитию и реформам КНР (National Development and Reform Commission, NDRC) заявила, что на возобновляемые источники энергии будет приходиться более половины нового роста потребления энергии в период 2021–2025 гг., однако у КНР в течение этого периода есть возможность построить электростанции, работающие на ископаемом топливе, поскольку Китайская Народная Республика сосредоточена на усилении собственной энергетической безопасности (Niu et al., 2021).

КНР потенциально заинтересована в приобретении электроэнергии и водорода в ДВО (Erokhin, Tianming, 2022). Но КНР рассматривает приобретение водорода в ДВО на конкурентных условиях, наравне с вариантами его приобретения в других странах. Расширяя перспективное сотрудничество по линии водородной энергетики, КНР будет решать комплекс задач в части энергичного развития экологически чистых отраслей промышленности и охраны окружающей среды, расширения масштабов экологически чистых отраслей промышленности, развития отраслей энергосбережения, экологически чистого производства и экологически чистой энергетики. К примеру, провинция Хэйлунцзян, расположенная на северо-востоке КНР, сегодня является ее старопромышленным регионом, она генерирует выбросы углекислого газа, сокращение которых позитивно отразится на достижении целей КНР в области изменения климата. К естественным экономическим преимуществам провинции относятся прямое железнодорожное и автомобильное сообщение с российскими приграничными регионами Дальнего Востока и Забайкалья, а также значительный по масштабу и структуре природно-ресурсный потенциал. Польза сотрудничества КНР и РФ в области водородной энергетики объясняется не только укреплением экологической составляющей в энергетической системе КНР, но и достаточно удачной логистикой в части будущих экспортных поставок водорода с относительно небольшим транспортным «плечом». Эксперты ИНЭИ РАН прогнозируют, что маржинальность экспорта водорода в восточном направлении окажется заметно выше, чем в западном, независимо от технологии производства водорода (Холкин, Чаусов, 2021). Для водорода, полученного на основе электролиза с использованием ВИЭ, диапазон убытков/прибыли составляет –0,5…0,2 долл./кг при экспорте в Европу и около 0,8–2,1 долл./кг при экспорте в Японию (границы диапазонов определяются стоимостью производства водорода от разных технологий ВИЭ). Отметим, что в настоящее время оценка транспортных затрат для экспорта водорода остается неопределенной из-за наличия технологических барьеров в этой сфере.

Обсуждение результатов

Проведенный анализ показал, что на текущий момент основными факторами роста мирового спроса на водород является развитие химической, нефтегазоперерабатывающей, обрабатывающей и транспортной отраслей. Достичь существенного снижения выбросов CO_2 в рамках существующих технологий пока представляется невозможным, поэтому в настоящее время перспективные проекты реализуются по двум направлениям: замена углеводородного сырья водородом и применение технологий улавливания

CO_2 («бирюзовый» и «голубой» водород). Большинство способов производства водорода к настоящему времени не достигло технологической зрелости, но соответствующие технические и технологические решения будут найдены, когда в обществе произойдет понимание того, как в действительности следует разумно применять водород в качестве источника энергии.

Будущая архитектура мировой водородной энергетики пока не имеет четких очертаний, что, безусловно, несет с собой высокие риски для инвесторов. Сложно в полной мере определить мировой объем потребления водорода на перспективу, уровень себестоимости товарной продукции. Если механизм ценообразования будет определяться по аналогии с ценами на углеводороды и прочие энергоносители, то для конечного потребителя водорода цена может оказаться чрезвычайно высокой. И это, несмотря на совершенствование и удешевление технологий производства, хранения и транспорта водорода, которое, по обещаниям экспертов, обязательно произойдет в перспективе.

Ключевым катализатором развития водородной энергетики в РФ должен стать внутренний рынок. Для этого необходимо определить перспективы развития водородной энергетики в российских регионах и потребности страны в водороде с учетом государственной энергетической безопасности, чтобы впоследствии обеспечить надежность поставок на внешние рынки.

Строительство заводов по производству водорода в РФ необходимо осуществлять в потенциально крупных центрах его потребления с возможностью установок паровой конверсии и пиролиза на существующих нефтеперерабатывающих предприятиях, комплексов электролиза воды на атомных и гидроэлектростанциях, которые изначально расположены вблизи крупных городов. К примеру, АО «Росатом» планирует к 2025 г. создать и запустить испытательный комплекс электролиза воды на Кольской атомной электростанции. В рамках проекта компанией проектируется ядерный реактор для синтеза водорода без эмиссии CO_2 в атмосферу.

Российским нефтегазовым компаниям необходимо подготовиться к производству водорода из возобновляемых источников в непосредственной близи от рынков сбыта, в первую очередь для стран, имеющих с РФ общую границу. Растущие потребности КНР в электроэнергии можно будет удовлетворять за счет не только экспорта электроэнергии, но и поставок водорода в качестве экологичного энергоносителя. В среднесрочной перспективе основным ограничением для расширения поставок газа в КНР является отсутствие технологий хранения и транспортировки водорода.

По мере развития внутреннего рынка российский бизнес должен реализовывать международные проекты в части создания водородной инфраструктуры (к примеру, пиролизные установки, сети водородных заправочных станций), разрабатывать отраслевые стандарты, принципы конкурентного ценообразования, предлагать концепции сбыта водорода и продуктов его производства (углерод, аммиак).

Таким образом, у РФ есть существенный потенциал для производства «зеленого» водорода с помощью возобновляемых источников энергии. Ученые полагают, что протяженная береговая линия и оффшорный потенциал позволят производить «зеленый» водород не только для внутреннего, но и для внешнего рынка (Пахомова и др., 2022). При этом объем «зеленого» водорода на экспорт к 2035 г. может составить от 2 до 12 млн т.

Заключение

Политика в области климата и снижения углеродных выбросов в атмосферу, продвигаемая развитыми странами, представляет водород в качестве энергоносителя, способного в перспективе занять собственную нишу в мировой структуре энергоресурсов. Сегодня водород является оптимальным рычагом декарбонизации для многих отраслей, если принимать во внимание тот факт, что рано или поздно все промышленные компании попадут под углеродный налог. Для разработки и внедрения отечественных технологий водородной энергетики требуется развитие научно-технологической инфраструктуры, объединяющей носителей компетенций в области водородной энергетики, и создание на их основе лучших технологий производства, хранения и транспортировки водорода. Строительство ПЭС на Камчатке и развитие водородного кластера на Сахалине, как ожидается, к 2050 г. могут обеспечить ежегодный экспорт из России экологически чистых видов водорода на 100 млрд долл. Эксперты отмечают, что, построив только Пенжинскую ПЭС, «российские власти получат столько углеродных кредитов, что все поставки фоссильного топлива из России сразу станут углеродно-нейтральными…» (Бахтина, 2022). Предпосылки для перехода на водородную энергетику в РФ достаточно очевидны. Это огромная минерально-сырьевая база углеводородного сырья, наличие атомных электростанций, гидростанций, а в перспективе и ПЭС, квалифицированные научные и инженерные кадры, а также серьезная институциональная поддержка.

Дальнейшими направлениями развития настоящего исследования является сравнительный анализ эффективности технологий производства «голубого» и «бирюзового» водорода, наиболее перспективных в отечественной газовой отрасли.

Финансирование/Благодарность

Исследование выполнено в рамках проекта Министерства науки и технологий КНР «Потенциальное сотрудничество между Китаем и Россией в области энергетики в рамках цели «Углеродная нейтральность»: новые методы, новые горизонты и новые стратегии» (№ DL2021180001L).

Автор выражает благодарность рецензентам за ценные замечания, позволившие улучшить статью.

Литература

Бахтина О. (2022). Оговорочка по Фрейду В. Путина или Пенжинская приливная электростанция. *Neftegaz.RU*. URL: https://neftegaz.ru/news/energy/700447-ogovorochka-po-freydu-v-putina-ili-penzhinskaya-prilivnaya-elektrostantsiya

Веселов Ф., Соляник А. (2022). Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка. *Энергетическая политика*, (4), с. 58–67. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_4170_58

Гриб Н. (2019). Водородная энергетика: мифы и реальность. Нефтегазовая вертикаль, 19, с. 61–69.

Ергин Д. (2022). Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. М.: Альпина Паблишер, 960 с.

Жигалов В.М., Подкорытова О.А., Пахомова Н.В., Малова А.С. (2018). Взаимосвязь энергетической и климатической политики:

экономико-математическое обоснование рекомендаций для регулятора. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика*, 34(3), с. 345–368. https://doi.org/10.21638/spbu05.2018.301

Кантюков Р.Р., Запевалов Д.Н., Вагапов Р.К. (2021). Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов. *Записки Горного института*, 250, с. 578–856. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.4.11

Колбанцев Ю.А., Конюшин М.В., Калютик А.А. (2021). Применение методики вероятностной оценки для стоимостного расчета вовлечения АЭС в процесс промышленного производства водорода. *Известия вузов. Проблемы энергетики*, 23(2), с. 14–26. https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-2-14-26

Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р). 22 с.

Корнев К.А. (2021). «Зеленый водород» в Восточной Азии. *Геоэкономика энергетики*, 15(3), с. 98–115. https://doi.org/10.48137/2687-0703_2021_15_3_98

Литвиненко В.С., Цветков П.С., Двойников М.В., Буслаев Г.В. (2020). Барьеры реализации водородных инициатив в контексте устойчивого развития глобальной энергетики. *Записки Горного института*, 244. с. 428–438. https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.5

Мастепанов А.М. (2020). Водородная энергетика России: состояние и перспективы. *Энергетическая политика*, (12), с. 54–65. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_12154_54

Мастепанов А. (2022). Россия на пути к углеродной нейтральности. *Энергетическая политика*, (1), с. 94–108. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_1167_94

Мастепанов А.М., Хирофуми А. (2020а). Водородная стратегия Японии. *Энергетическая политика*, (11), с. 62–73. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_11153_62

Мастепанов А.М., Хирофуми А. (2020б). Основные проекты водородной стратегии Японии и их потенциальное влияние на перспективы развития нефтегазовой отрасли России. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, (12), с. 45–54. https://doi.org/10.33285/1999-6942-2020-12(192)-45-54

Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д., Глаголева А. (2019). Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию. М.: Центр энергетики Моск. шк. управления «Сколково», 62 с.

Розенцвет А. (2022.).«Водородная лихорадка». *Национальное рейтинговое агентство.* https://emcr.io/reports/385

Пахомова Н., Рихтер К.К., Ветрова М. (2022). Глобальные климатические вызовы, структурные сдвиги в экономике и разработка бизнесом проактивных стратегий достижения углеродной нейтральности. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика*, 38(3), с. 331–364. https://doi.org/10.21638/spbu05.2022.301

Тимофеев Д.И. (2019). Водородный переход в локальной энергетике: зарубежный опыт и российские перспективы. *Энергетическая политика*, (4), с. 86–95.

Филиппов С.П., Голодницкий А.Э., Кашин А.П. (2020). Топливные элементы и водородная энергетика. *Энергетическая политика*, (11), с. 28–39. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_11153_28

Холкин Д., Чаусов И. (2021). Три ловушки российской водородной стратегии. *Энергетическая политика*, (3), с. 44–57. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2021_3157_44

Макроэкономический обзор: «Водородная экономика» – перспективы перехода к альтернативным энергоносителям и возможности экспорта для России. (2019). *Центр экономического прогнозирования Газпромбанка*. https://investvitrina.ru/articles/makroekonomicheskii-obzor-vodorodnaya-ekonomika-perspektivy-perehoda-k-alternativnym-energonositelyam-i-vozmozhnosti-eksporta-dlya-rossii/

Чернова Е.Г., Разманова С.В. (2022а). Европейский газовый рынок: поиск баланса спроса и предложения в условиях энергетического кризиса. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика*, 38(4), с.497–514. https://doi.org/10.21638/spbu05.2022.401

Чернова Е.Г., Разманова С.В. (2022б). Газовый кризис на европейском сырьевом рынке: причины возникновения и возможности преодоления. *Экономика региона*, 18(4), с. 1194–1208. https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2022-4-16

Шамин В.С., Шевелева Л.И. (2021). Перспективы Пенжинской приливной электростанции. *Молодой ученый*, (4), с. 51–56.

Badgett A., Ruth M., Pivovar B. (2022). Chapter 10 – Economic considerations for hydrogen production with a focus on polymer electrolyte membrane electrolysis. Smolinka T., Garche J. *(eds.) Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications.* Elsevier, pp. 327–364. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00005-7

Ball M., Weeda M. (2016). 11 – The hydrogen economy – Vision or reality*? Ball M., Basile A., Veziroğlu T.N. (eds.) Compendium of Hydrogen Energy, Woodhead Publishing Series in Energy*. Woodhead Publishing, pp. 237–266. https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-364-5.00011-7

Chun D., Woo C., Seo H., Chung Y., Hong S., Kim J. (2014). The role of hydrogen energy development in the Korean economy: An input–output analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(15), p. 7627–7633. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.058

Chung Y., Hong S., Kim J. (2014). Which of the technologies for producing hydrogen is the most prospective in Korea?: Evaluating the competitive priority of those in near-, mid-, and long-term. *Energy Policy*, 65, pp. 115–125. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.020

Dincer I. (Ed.) (2018). Comprehensive Energy Systems. Elsevier, 5540 p.

El-Shafie M., Kambara S., Hayakawa Y. (2019). Hydrogen Production Technologies Overview. *Journal of Power and Energy Engineering*, 7(1), pp. 107–154. https://doi.org/10.4236/jpee.2019.71007

Erokhin V., Tianming G. (2022). Renewable Energy as a Promising Venue for China-Russia Collaboration. *Khan S.A.R., Panait M., Puime Guillen F., Raimi L. (Eds.) Energy Transition. Industrial Ecology*. Singapore: Springer, pp. 73–101. https://doi.org/10.1007/978-981-19-3540-4_3

Fazelpour F., Soltani N., Rosen M.A. (2016). Economic analysis of standalone hybrid energy systems for application in Tehran, Iran. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(19). pp. 7732–7743. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.113

Iordache I., Gheorghe A.V., Iordache M. (2013). Towards a hydrogen economy in Romania: Statistics, technical and scientific general aspects. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(28), pp. 12231–12240. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.07.034

Kayfeci M., Keçebaş A., Bayat M. (2019). Chapter 3 – Hydrogen production*. Calise F., D'Accadia M.D., Santarelli M., Lanzini A., Ferrero D. (Eds.) Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*. Acad. Press, p. 45–83. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00003-5

Moliner R., Lázaro M.J., Suelves I. (2016). Analysis of the strategies for bridging the gap towards the hydrogen economy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(43). pp. 19500–19508. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.202

Niu D., Wu G., Ji Z., Wang D., Li Y., Gao T. (2021). Evaluation of Provincial Carbon Neutrality Capacity of China Based on Combined Weight and Improved TOPSIS Model. *Sustainability*, 13(5), 2777, https://doi.org/10.3390/su13052777

Qin Z., Deng X., Griscom B., Huang Y., Li T., Smith P., Yuan W., Zhang W. (2021). Natural climate solutions for China: The last mile to carbon neutrality. *Advances in Atmospheric Sciences*, 38(6), pp. 889–895. https://doi.org/10.1007/s00376-021-1031-0

Sojoudi A., Sefidan A.M., Alam K.C.A., Saha S.C. (2021). Chapter 6 – Hydrogen production via electrolysis: Mathematical modeling approach. *Azad A.K., Khan M.M.K. (Eds.) Bioenergy Resources and Technologies*, Acad. Press, pp. 199–235. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822525-7.00012-3

Steblyanskaya A., Ai M., Denisov A., Efimova O., Rybachuk M. (2022). Carbon dioxide emissions reduction efficiency and growth potential: Case of China. *PSU Research Review*. https://doi.org/10.1108/PRR-12-2021-0066

Stygar M., Brylewski T. (2013). Towards a hydrogen economy in Poland. International *Journal of Hydrogen Energy*, 38(1), pp. 1–9. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.10.056

Сведения об авторе

Светлана Валерьевна Разманова – доктор экон. наук, доцент, начальник отдела геологии и разработки месторождений

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Россия, 169314, Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

e-mail: s.razmanova@sng.vniigaz.gazprom.ru

ORCID https://orcid.org/0000-0002-3865-8508

Статья поступила в редакцию 07.03.2023;
Принята к публикации 14.07.2023;
Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Prospects for the development of hydrogen energy in the Russian Federation

S.V. Razmanova
Ukhta Branch of Gazprom VNIIGAZ, Ukhta, Russian Federation
e-mail: s.razmanova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Currently, in the energy strategies presented by Japan, the Republic of South Korea, the Russian Federation and the countries of the European Union, hydrogen is considered as a promising energy carrier that should replace fossil fuels (oil, gas, coal) and be used for accumulation, storage and delivery of energy to different regions of the world. The improvement of hydrogen energy technologies plays a special role in the low-carbon development of the world economy. The main advantages of hydrogen are the possibility of obtaining it from various sources and the absence of carbon dioxide emissions when it is used as an energy carrier, which is especially important against the backdrop of the current climate agenda. In the meantime, this energy carrier is artificially created, since there are no deposits of free hydrogen in nature. Therefore, hydrogen should be perceived precisely as a "carrier" of energy, and not as a fuel. The purpose of this study is to substantiate the feasibility of building tidal power plants, the development of hydrogen technologies and industrial complexes in the Russian Federation.

Keywords: hydrogen, renewable energy sources, hydrogen energy, water electrolysis method, tidal power plants

Recommended citation: Razmanova S.V. (2023). Prospects for the development of hydrogen energy in the Russian Federation. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 216–226. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.25

Ackmowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Technology of the People's Republic of China with the title "Potential cooperation between China and Russia in the field of energy within the framework of the "Carbon neutrality" goal: new methods, new horizons and new strategies" (The Project Number: DL2021180001L).

References

Badgett A., Ruth M., Pivovar B. (2022). Chapter 10 – Economic considerations for hydrogen production with a focus on polymer electrolyte membrane electrolysis. Smolinka T., Garche J. *(eds.) Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications.* Elsevier, pp. 327–364. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00005-7

Bakhtina O. (2022). V. Putin's Freudian slip or the Penzhina tidal power plant. Neftegaz.RU. (In Russ.) https://neftegaz.ru/news/energy/700447-ogovorochka-po-freydu-v-putina-ili-penzhinskaya-prilivnaya-elektrostantsiya

Ball M., Weeda M. (2016). 11 – The hydrogen economy – Vision or reality*? Ball M., Basile A., Veziroğlu T.N. (eds.) Compendium of Hydrogen Energy, Woodhead Publishing Series in Energy*. Woodhead Publishing, pp. 237–266. https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-364-5.00011-7

Chernova E.G., Razmanova S.V. (2022a). European gas market: finding a balance between supply and demand in the context of the energy crisis. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Ekonomika = Bulletin of St. Petersburg University. Economics*, 38(4), pp. 497–514. (In Russ.) https://doi.org/10.21638/spbu05.2022.401

Chernova E.G., Razmanova S.V. (2022b). Gas crisis on the European commodity market: causes and possibilities of overcoming. *Ekonomika regiona = Regional Economics*, 18(4), pp. 1194–1208. (In Russ.) https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2022-4-16

Chun D., Woo C., Seo H., Chung Y., Hong S., Kim J. (2014). The role of hydrogen energy development in the Korean economy: An input–output analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(15), p. 7627–7633. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.058

Chung Y., Hong S., Kim J. (2014). Which of the technologies for producing hydrogen is the most prospective in Korea?: Evaluating the competitive priority of those in near-, mid-, and long-term. *Energy Policy*, 65, pp. 115–125. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.020

Dincer I. (Ed.) (2018). Comprehensive Energy Systems. Elsevier, 5540 p.

El-Shafie M., Kambara S., Hayakawa Y. (2019). Hydrogen Production Technologies Overview. *Journal of Power and Energy Engineering*, 7(1), pp. 107–154. https://doi.org/10.4236/jpee.2019.71007

Ergin D. (2022). Extraction: A World History of the Struggle for Oil, Money and Power. Moscow: Al'pina Pablisher, 960 p. (In Russ.)

Erokhin V., Tianming G. (2022). Renewable Energy as a Promising Venue for China-Russia Collaboration. *Khan S.A.R., Panait M., Puime Guillen F., Raimi L. (Eds.) Energy Transition. Industrial Ecology*. Singapore: Springer, pp. 73–101. https://doi.org/10.1007/978-981-19-3540-4_3

Fazelpour F., Soltani N., Rosen M.A. (2016). Economic analysis of standalone hybrid energy systems for application in Tehran, Iran. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(19). pp. 7732–7743. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.113

Filippov S.P., Golodnitskii A.E., Kashin A.P. (2020). Fuel cells and hydrogen energy. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, (11), pp. 28–39. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_11153_28

Grib N. (2019). Hydrogen energy: myths and reality. *Neftegazovaya vertikal*, 19, pp. 61–69. (In Russ.)

Iordache I., Gheorghe A.V., Iordache M. (2013). Towards a hydrogen economy in Romania: Statistics, technical and scientific general aspects. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(28), pp. 12231–12240. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.07.034

Kantyukov R.R., Zapevalov D.N., Vagapov R.K. (2021). Analysis of the use and impact of carbon dioxide environments on the corrosion state of oil and gas facilities. *Journal of Mining Institute*, (250), pp. 578–856. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.4.11

Kayfeci M., Keçebaş A., Bayat M. (2019). Chapter 3 – Hydrogen production*. Calise F., D'Accadia M.D., Santarelli M., Lanzini A., Ferrero D. (Eds.) Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*. Acad. Press, p. 45–83. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00003-5

Kholkin D., Chausov I. (2021). Three pitfalls of the Russian hydrogen strategy. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, (3), pp. 44–57. (In Russ.) https://doi.org/10.46920/2409-5516_2021_3157_44

Kolbantsev Yu.A., Konyushin M.V., Kalyutik A.A. (2021). Application of a probabilistic assessment technique for cost calculation of the involvement of nuclear power plants in the process of industrial hydrogen production. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki = Power engineering: research, equipment, technology*, 23(2), pp. 14–26. (In Russ.) https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-2-14-26

Kornev K.A. (2021). Green hydrogen in East Asia. *Geoekonomika energetiki = Geoeconomics of Energy*, 15(3), pp. 98–115. (In Russ.) https://doi.org/10.48137/ 2687-0703_2021_15_3_98

Litvinenko V.S., Tsvetkov P.S., Dvoinikov M.V., Buslaev G.V. (2020). Barriers to the implementation of hydrogen initiatives in the context of

sustainable development of global energy. *Journal of Mining Institute*, (244), pp. 428–438. https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.5

Macroeconomic review: "Hydrogen economy" – prospects for the transition to alternative energy sources and export opportunities for Russia. (2019). Center for Economic Forecasting of Gazprombank. (In Russ.) https://investvitrina.ru/articles/makroekonomicheskii-obzor-vodorodnaya-ekonomika-perspektivy-perehoda-k-alternativnym-energonositelyam-i-vozmozhnosti-eksporta-dlya-rossii/

Mastepanov A. (2022). Russia is on the way to carbon neutrality. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, (1), pp. 94–108. (In Russ.) https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_1167_94

Mastepanov A.M. (2020). Hydrogen energy in Russia: status and prospects. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, (12), pp. 54–65. (In Russ.) https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_12154_54

Mastepanov A.M., Khirofumi A. (2020a). Japan's hydrogen strategy. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, (11), pp. 62–73. (In Russ.) https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_11153_62

Mastepanov A.M., Khirofumi A. (2020b). The main projects of Japan's hydrogen strategy and their potential impact on the prospects for the development of the Russian oil and gas industry. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*, (12), pp. 45–54. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/1999-6942-2020-12(192)-45-54

Mitrova T., Mel'nikov Yu., Chugunov D., Glagoleva A. (2019). The hydrogen economy is the path to low-carbon development. Moscow: Skolkovo, 62 p. (In Russ.)

Moliner R., Lázaro M.J., Suelves I. (2016). Analysis of the strategies for bridging the gap towards the hydrogen economy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(43). pp. 19500–19508. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.202

Niu D., Wu G., Ji Z., Wang D., Li Y., Gao T. (2021). Evaluation of Provincial Carbon Neutrality Capacity of China Based on Combined Weight and Improved TOPSIS Model. *Sustainability*, 13(5), 2777, https://doi.org/10.3390/su13052777

Pakhomova N., Rikhter K.K., Vetrova M. (2022). Global climate challenges, structural shifts in the economy and business development of proactive strategies to achieve carbon neutrality. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Ekonomika = St Petersburg University Journal of Economic Studies*, 38(3), pp. 331–364. (In Russ.) https://doi.org/10.21638/spbu05.2022.301

Qin Z., Deng X., Griscom B., Huang Y., Li T., Smith P., Yuan W., Zhang W. (2021). Natural climate solutions for China: The last mile to carbon neutrality. *Advances in Atmospheric Sciences*, 38(6), pp. 889–895. https://doi.org/10.1007/s00376-021-1031-0

Rozentsvet A. (2022.). "Hydrogen fever." National rating agency. (In Russ.) https://emcr.io/reports/385

Shamin V.S., Sheveleva L.I. (2021). Prospects for the Penzhin tidal power station. *Molodoi uchenyi*, (4), pp. 51–56. (In Russ.)

Sojoudi A., Sefidan A.M., Alam K.C.A., Saha S.C. (2021). Chapter 6 – Hydrogen production via electrolysis: Mathematical modeling approach. *Azad A.K., Khan M.M.K. (Eds.) Bioenergy Resources and Technologies*, Acad. Press, pp. 199–235. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822525-7.00012-3

Steblyanskaya A., Ai M., Denisov A., Efimova O., Rybachuk M. (2022). Carbon dioxide emissions reduction efficiency and growth potential: Case of China. *PSU Research Review*. https://doi.org/10.1108/PRR-12-2021-0066

Stygar M., Brylewski T. (2013). Towards a hydrogen economy in Poland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(1), pp. 1–9. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.10.056

The concept for the development of hydrogen energy in the Russian Federation (2021). No. 2162-r. Approved by Decree of the Government of the Russian Federation. 22 p. (In Russ.)

Timofeev D.I. (2019). Hydrogen transition in local energy: foreign experience and Russian prospects. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, (4), pp. 86–95. (In Russ.)

Veselov F., Solyanik A. (2022). Economics of hydrogen production, taking into account exports and the Russian market. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, (4), pp. 58–67. (In Russ.) https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_4170_58

Zhigalov V.M., Podkorytova O.A., Pakhomova N.V., Malova A.S. (2018). The relationship between energy and climate policy: economic and mathematical substantiation of recommendations for the regulator. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Ekonomika = St Petersburg University Journal of Economic Studies*, 34(3), pp. 345–368. (In Russ.) https://doi.org/10.21638/spbu05.2018.301

About the Author

Svetlana V. Razmanova – Dr. Sci. (Economics), Associate Professor, Head of the Geology and Field Development Department, Ukhta Branch of Gazprom VNIIGAZ

1A Sevastopolskaya st., 169314, Ukhta, Russian Federation

e-mail: s.razmanova@sng.vniigaz.gazprom.ru

ORCID https://orcid.org/0000-0002-3865-8508

Manuscript received 7 March 2023;
Accepted 14 July 2023; Published 30 September 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.26

УДК 504.064

Изучение содержания и скорости деградации полициклических ароматических углеводородов биоуглей, применяемых для ремедиации почв

Р.В. Окунев[*]*, Е.В. Смирнова, К.Г. Гиниятуллин*

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Растущая во всем мире практика внесения биоугля в качестве почвенных мелиорантов, а также сорбентов для восстановления почв загрязненных органическими и неорганическими поллютантами, включая нефтепродукты и тяжелые металлы, может приводить к загрязнению окружающей среды побочными продуктами пиролиза. Наиболее опасным является потенциальное загрязнение почвы полициклическими ароматическими углеводородами (ПАУ), которые неизбежно образуются при производстве пирогенного продукта. В работе использовали биоугли, полученные из различного растительного сырья при разных режимах пиролиза. Суммарное содержание ПАУ в исследуемых образцах варьировало в диапазоне от 8,49 до 221,21 мкг/кг, что не превышает предельных концентраций, установленных Международной инициативой по биоуглю. Кроме того, в составе биоуглей обнаружены многоядерные углеводороды с высокими канцерогенными и иммуннотоксичными свойствами. Исследовано влияние конечной температуры пиролиза на общее содержание и состав ПАУ в побочных продуктах пиролиза. Для изучения скорости деградации ПАУ, проводился лабораторный инкубационный эксперимент с загрязнением почвы экстрактами ПАУ, извлеченными из биоугля липы, и определением остаточного количества поллютантов в течение 11 месяцев. Полная деградация некоторых 3–5-членных ПАУ была обнаружена после 1–2 месяцев. Наиболее стойкими оказались бенз(а)пирен, бенз(б)флуорантен и пирен, концентрация которых через 11 месяцев снизилась до 31–71%. Наиболее медленная деградация была обнаружена в вариантах опыта с более сильным уровнем загрязнения ПАУ. Сделан вывод, что в почвах может происходить селективное накопление наиболее устойчивых к биодеградации многоядерных ПАУ.

Ключевые слова: биоуголь, полиядерные ароматические углеводороды, деградация, сорбенты для ремедиации почв, бенз(а)пирен

Для цитирования: Окунев Р.В., Смирнова Е.В., Гиниятуллин К.Г. (2023). Изучение содержания и скорости деградации полициклических ароматических углеводородов биоуглей, применяемых для ремедиации почв. *Георесурсы,* 25(3), с. 227–235. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.26

Введение

Наряду с традиционным использованием биоуглей в качестве удобрений и мелиорантов для повышения плодородия почв и секвестрации атмосферного углерода (Сунгатуллина и др., 2019; Wang et al., 2019; Beusch, 2021) в последнее время рассматриваются возможности их применения в качестве сорбентов для ремедиации почв при загрязнении различными видами поллютантов (Yaashikaa et al., 2019; Bilias et al., 2021). Наиболее перспективным считается использование биоуглей в качестве сорбентов при восстановлении почв загрязненных тяжелыми металлами (Beesley et al., 2011; Bilias et al., 2021), а также нефтью и нефтепродуктами (Qin et al., 2013; Wang et al., 2017). Несмотря на то что биоугли рассматриваются в большинстве случаев как более дешевый аналог применяемого для ремедиации почв активированного угля (Zhang et al., 2020), по отношению к отдельным поллютантам их действие оказывается даже более эффективным (Cao et al., 2009).

Биоугли образуются при термическом разложении органического материала в условиях отсутствия или дефицита кислорода. В отличие от активированного угля они, как правило, не полностью карбонизированы и, как следствие, состоят из различных пропорций от карбонизированного до аморфного органического вещества (Chun et al., 2004).

Побочные продукты пиролиза (включая токсичные и канцерогенные полициклические ароматические углеводороды (ПАУ)) неизбежно образуются в процессе производства биоуглей (Смирнова и др., 2018). В целом ПАУ представляют собой группу стойких высокомолекулярных органических загрязнителей с двумя и более ароматическими кольцами (Wang et al., 2017). Из-за стойкости этих соединений в окружающей среде и увеличения масштабов применения биоуглей (Wang et al., 2017; Krzyszczaka et al., 2021), возникает угроза загрязнения почв, поверхностных и грунтовых вод. Поэтому важно знать количество загрязнителей, присутствующих в биоугле, а также установить их устойчивость к деградации активной почвенной микрофлорой. Международная инициатива по биоуглю (International Biochar Initiative) установила, что суммарное содержание 16 ПАУ в безопасном биоугле не должно превышать 6000–20000 мкг/кг (IBI, 2013), однако современные исследования указывают на более широкое варьирование их концентраций – от 10^2 до 10^7 мкг/кг

[*] Ответственный автор: Родион Владимирович Окунев
e-mail: tutinkaz@yandex.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

и более (Wang et al., 2017), так как контроль их содержания является технологически трудным. Таким образом, при всей перспективности использования биоуглей в качестве сорбентов для восстановления загрязненных почв их применение может иметь определенные экологические риски, в первую очередь связанные с внесением побочных продуктов пиролиза (Thies, Rillig, 2009).

Преимущественно пирогенный материал для внесения в почвы получают из растительных отходов сельскохозяйственного и деревообрабатывающего производств. Процесс пиролиза (скорость и время нагрева) и тип растительного материала являются наиболее важными факторами, влияющими на содержание ПАУ в конечном продукте. Считается, что основными предшественниками ПАУ при пиролизе являются целлюлоза, гемицеллюлоза и лигнин (Buss et al., 2016), содержания которых в растениях разных видов сильно варьируют, что приводит к сильным различиям в концентрациях ПАУ биоуглей различного происхождения (Wang et al., 2017). Основная роль в разложении ПАУ в почвах принадлежит микроорганизмам (Johnsen, Karlson, 2005; Pawar, 2015). Тем не менее из-за высокой гидрофобности биоугли активно взаимодействуют с твердой фазой почвы и плохо растворяются в почвенном растворе, становясь менее доступными для микроорганизмов, что существенно снижает интенсивность их биодеградации (Johnsen et al., 2005). К тому же скорость биодеградации снижается с увеличением концентрации биоуглей в среде (Johnsen, Karlson, 2005; Kamil, Talib, 2016), что может дополнительно способствовать накоплению ПАУ биоуглей при внесении в почвы.

Антропогенное их поступление преимущественно осуществляется за счет попадания в окружающею среду загрязнителей, возникших в результате термического изменения органического вещества – неполного сгорания ископаемого топлива, нефтепродуктов, биологических материалов (Stogiannidis, Laane, 2014; Rengarajan et al., 2015). Природными источниками ПАУ являются продукты вулканизма, пожаров, жизнедеятельность растительных и животных организмов (Цибарт, Геннадиев, 2013; Patel et al., 2020). Добавление в почву биоуглей, в составе которых имеются ПАУ, для повышения плодородия почв или в качестве сорбентов для восстановления загрязненных почв в совокупности с ПАУ естественного и антропогенного происхождения, которые уже присутствовали в почве, может быть критичным и представлять существенную экологическую угрозу.

Содержанию ПАУ в почвах сельскохозяйственного назначения традиционно уделяется много внимания (Maliszewska-Kordybach, 1996; Rong et al., 2007; Zheng et al., 2019; Zhidkin et al., 2017). Агентством по охране окружающей среды США (U.S. EPA) и Европейским союзом (European Union, Commission Recommendation, 2005) 16 ПАУ были определены как поллютанты, представляющие значительный экологический риск для здоровья населения (U.S. EPA, 1993; Цибарт, Геннадиев, 2013). Естественное содержание индивидуальных ПАУ в почве обычно составляет 1–10 мкг/кг, но в поверхностных горизонтах некоторых лесных и городских почв их содержание может превышать 100 мкг/кг (Wilcke, 2000; Bandowe et al., 2021). В Российской Федерации в почвах нормируется только содержание без(а)пирена, ПДК которого составляет 20 мкг/кг почвы (СанПиН 1.2.3685-21), а его наличие служит показателем загрязнения почв ПАУ (Яковлева и др., 2014).

В большинстве современных работ обсуждаются положительные эффекты от использования биоуглей, но изучению возможных негативных последствий от их применения уделяется мало внимания (Wang et al., 2017; Рязанов и др., 2020; Xiang et al., 2021; Brtnicky et al., 2021). Поскольку при восстановлении загрязненных почв применяемые нормы внесения биоугля могут быть значительно выше, чем при его использовании для увеличения плодородия, риски загрязнения при их внесении могут быть весьма существенными. В случае применения биоуглей для ремедиации почв, загрязненных нефтепродуктами, необходимо учитывать также вероятность ингибирующего действия ПАУ на почвенную или специально внесенную микробиоту, которая участвует в разложении загрязнителя.

Целью настоящей работы является изучение содержания ПАУ в биоуглях с целью их применения для ремедиации почв и определение скорости деградации отдельных ПАУ в лабораторных инкубационных экспериментах.

Материалы и методы

Для проведения опытов использовали образцы биоуглей (9 шт.), приготовленные из различных древесных и травянистых материалов при разных режимах медленного пиролиза. Навески растительного материала (50 г) подвергали пиролизу в лабораторной реторте диаметром 32 мм в муфельной печи с парогазовой смесью, отводимой через конденсатор, при различных температурных условиях. Биоугли из пожнивных остатков проса и кукурузы, остатков древесины ивы и липы получали при температурах 400 °С (низкотемпературные) и 600 °С (высокотемпературные) в результате медленного пиролиза (10 °С/мин) в течение 170 мин. После нагревания до необходимой температуры реторту выдерживали в изотермическом режиме до прекращения газообразования с последующим охлаждением. Температуру контролировали с помощью термопар из хромоалюминиевого сплава внутри и снаружи реторты. Охлажденные и стабилизированные биоугли повторно измельчали и подвергали разделению на ситах. Для определения свойств биоуглей и проведения лабораторного эксперимента использовали размолотые образцы, пропущенные через сито с отверстиями диаметром 0,25 мм (табл. 1). Элементный анализ и зольность определяли на анализаторе Perkin Elmer 2400 CHNS/O серии II (Коннектикут, США).

Из биоуглей ПАУ выделяли смесью ацетон – циклогексан (1:1) на аппарате Сокслета (ООО «Вилитек», Россия) (Fabbri et al., 2013), определение проводили на ВЭЖХ Flexar (Perkin Elmer, США) после выпаривания экстракта под вакуумом, дальнейшего растворения в ацетонитриле и фильтрации через мембранный фильтр с диаметром пор 0,2 мкм. Хроматографирование осуществляли при помощи колонки Hamilton HxSil C18 (Hamilton, США), упакованной частицами размером 5 мкм. Элюирование проводили при комнатной температуре в линейном градиенте при использовании системы, состоящей из воды (элюент А) и ацетонитрила (элюент В). Скорость потока подвижной фазы составляла 1,5 мл/мин.

Биомасса	Температура пиролиза, °С	Содержание, %		
		C	N	Зола
Просо	400	63,1 ± 3,1	0,47 ± 0,06	8,3 ± 0,2
	600	71,2 ± 3,8	0,65 ± 0,07	13,9 ± 0,4
Кукуруза	400	57,2 ± 3,2	0,90 ± 0,07	13,5 ± 0,5
	600	66,3 ± 4,5	0,86 ± 0,05	19,9 ± 0,3
Ива	400	77,3 ± 4,7	0,22 ± 0,06	2,7 ± 0,4
	600	79,6 ± 4,2	0,27 ± 0,05	6,8 ± 0,2
Липа	250	65,8 ± 3,8	0,26 ± 0,07	6,9 ± 0,2
	400	71,3 ± 3,7	0,23 ± 0,06	7,5 ± 0,4
	600	75,7 ± 3,2	0,29 ± 0,06	10,2 ± 0,3

Табл. 1. Содержание C, N и золы в биоуглях (среднее ± стандартное отклонение; n = 3; p < 0,05)

Идентификацию нафталина, ацетонафтилена, аценафтена, проводили при помощи УФ-детектора Flexar (Perkin Elmer, США) при длине волны 254 нм, остальные ПАУ – на флуоресцентном детекторе Flexar (λ_{ex} 260 нм; λ_{Em} 420 нм) (Perkin Elmer, США).

Подготовку почв, искусственно загрязненных ПАУ, проводили по методу, описанному в работе (Sawada et al., 2004), который обеспечивает равномерное распределение поллютанта в большом объеме почвы. Раствор ПАУ после экстракции из биоугля липы (250 °С) выпаривали, сухой остаток растворяли в 5 мл ацетона, добавляли к 20 г почвенной пробы, затем выпаривали ацетон. Высушенные загрязненные пробы почв растирали и пропускали через сито с отверстиями диаметром 1 мм. Расчетную навеску загрязненной почвы перемешивали с основным образцом (240 г), чтобы концентрация вносимого бенз(а)пирена составляла 20 и 40 мкг/кг, что соответствует загрязнению в 1 и 2 ПДК по бенз(а)пирену. Почву увлажняли дистиллированной водой до 60% от ППВ и инкубировали при 20 °С в течение 11 месяцев с периодическим вентилированием для обеспечения свободного доступа кислорода. Исходную влажность модельных смесей поддерживали гравиметрическим методом. Определение остаточного количества ПАУ проводили через 1, 2, 6 и 11 месяцев инкубации.

Для составления почвенных смесей использовали материал, отобранный из горизонта А1 серой лесной почвы под пологом широколиственного леса (дубрава кленово-липовая свежая). Характеристики почвы представлены в табл. 2. Опыты по деградации ПАУ в почвах проводили в трехкратной повторности. Для установления различий в содержаниях ПАУ проводили однофакторный дисперсионный анализ (при $p < 0,05$).

Тип почвы	$C_{орг}$, %	pH	Содержание глинистых частиц размером < 0,01 мм, %	ЕКО, ммоль/кг
Серая лесная	2,1 ± 0,1	5,7 ± 0,1	19,5 ± 0,1	255 ± 5

Табл. 2. Основные характеристики почвы (среднее значение ± стандартное отклонение; n = 3; p < 0,05); ЕКО – емкость катионного обмена

Результаты и их обсуждение

В образцах биоуглей установлены от 6 до 12 ПАУ (табл. 3). Чаще встречались антрацен, хризен, бенз(а)пирен. По данным исследований (Hale et al., 2012; Fabbri et al., 2013; Dutta et al., 2017), наиболее распространенным ПАУ в биоуглях является нафталин. Он обнаружен во всех изученных образцах, за исключением биоугля из липы. В работе (Fabbri et al., 2013) отмечается, что бенз(а)пирен в биоуглях также встречается довольно часто в небольших количествах. Суммарное содержание ПАУ в исследуемых образцах варьировало в диапазоне 8,49–221,21 мкг/кг, что меньше предельных концентраций, установленных Международной инициативой по биоуглю. Такие же относительно низкие суммарные значения ПАУ были обнаружены в биоуглях из стеблей кукурузы, древесины дуба и сосны (Domene et al., 2015), из проса и ряда древесных пород (Hale et al., 2012). Предполагается, что во время медленного пиролиза образующиеся ПАУ выделяются в газовую фазу и не конденсируются на поверхности биоуглей при быстром пиролизе, а также при доступе кислорода любые образующиеся ПАУ могут активно конденсироваться на материале (Hale et al., 2012; Rey-Salgueiro et al., 2004). При низкотемпературном пиролизе (400 °С) максимальная концентрация суммы ПАУ была обнаружена в биоугле из проса, минимальная – в биоугле из липы. В высокотемпературных биоуглях (за исключением образца из липы) суммарное содержание ПАУ было ниже. Возможно, при высокой температуре пиролиза (≥ 500 °С) происходит улетучивание аморфных фаз, что сводит к минимуму концентрацию экстрагируемых ПАУ на поверхности биоуглей (Keiluweit et al., 2010). Единого мнения относительно влияния температуры пиролиза на концентрацию ПАУ в биоуглях не существует. Так, согласно некоторым исследованиям, с повышением температуры пиролиза увеличиваются содержания ПАУ (Nakajima et al., 2007; Keiluweit et al., 2012), в других работах наибольшая концентрация загрязнителей наблюдается при средних (Keiluweit et al., 2012; Devi, Saroha, 2015) или низких (Hale et al., 2012; Greco et al., 2021) температурах.

Результаты определения ПАУ в биоуглях показали, что образцы из древесины, полученные при температурах 400 °С и 600 °С, являются более безопасными для внесения в почвы, так как содержат меньшее количество ПАУ. Высокая температура пиролиза также способствует снижению риска загрязнения. Однако биоугли часто содержат гораздо большее количество ПАУ (Wang et al., 2019), поэтому вопрос их устойчивости в почве остается открытым.

Фоновое содержание бенз(а)пирена в исследуемой серой лесной почве не превышает порогового значения

Наименование ПАУ	Концентрации ПАУ, мкг/кг									ПО
	Просо		Кукуруза		Ива		Липа			
	400 °C	600 °C	400 °C	600 °C	400 °C	600 °C	250 °C	400 °C	600 °C	
Нафталин	6,79	2,84	3,89	2,30	2,62	1,82	8,71	н.о.	н.о.	25,5
Аценафтилен	9,52	4,25	25,92	3,77	10,81	н.о.	10,42	н.о.	н.о.	28,3
Аценафтен	43,51	н.о.	36,67	1,29	н.о.	н.о.	10,44	н.о.	н.о.	22,6
Флуорен	40,19	н.о.	н.о.	0,38	н.о.	н.о.	7,42	н.о.	н.о.	15,8
Фенантрен	34,55	н.о.	н.о.	3,95	5,74	4,44	69,38	5,30	40,35	8,6
Антрацен	6,82	0,33	0,72	0,32	0,66	0,37	4,78	0,10	0,41	5,9
Флуорантен	н.о.	0,97	н.о.	1,50	2,04	1,90	77,11	4,80	1,11	16,1
Пирен	59,66	н.о.	10,51	4,59	15,91	н.о.	70,22	4,49	17,31	16,3
Хризен	2,26	0,09	2,43	0,05	4,24	0,07	25,06	1,91	2,73	10,1
Бенз(b)флуорантен	0,78	н.о.	н.о.	н.о.	1,68	н.о.	21,49	2,52	3,11	12,9
Бенз(a)пирен	1,05	0,01	0,62	0,08	0,68	0,01	7,88	0,88	2,81	2,5
Бенз(k)флуорантен	6,08	н.о.	1,51	0,01	1,84	н.о.	12,24	1,33	1,56	2,5
Дибенз(a,h)антрацен	н.о.	н.о.	н.о.	0,08	6,92	н.о.	н.о.	1,49	н.о.	7,6
Бен(g,h,i)перилен	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.	0,81	н.о.	н.о.	0,55	1,76	7,9
Сумма	221,21	8,49	82,27	18,32	53,95	8,61	325,13	23,37	71,16	

Табл. 3. Содержание ПАУ (мкг/кг) в биоуглях, полученных из различных растительных остатков при разных температурных условиях пиролиза, и пределы обнаружения (ПО) индивидуальных соединений (нг/кг); н.о. – не обнаружено

(по СанПиН 1.2.3685-21). По классификации Малисзевска-Кордыбач (Maliszewska-Kordybach, 1996) суммарное содержание ПАУ оценивается как низкое (< 600 мкг/кг). Добавление в почву ПАУ, выделенных из биоугля (липа 2500 °C) в количествах, соответствующих 20 и 40 мкг/кг бенз(а)пирена, значительно увеличило содержание и других изученных ПАУ (табл. 4). Суммарное содержание на уровне загрязнения 20 мкг/кг бенз(а)пирена составило 1368 мкг/кг, а на уровне 40 мкг/кг – 2193 мкг/кг, что позволило отнести почвы к сильнозагрязненным (Maliszewska-Kordybach, 1996). Такое содержание поллютанта обнаруживается в почвах некоторых индустриально-развитых городских территорий (Никифорова, Кошелева, 2011).

ПАУ	Контрольная почва	Уровень концентрации		ПО
		низкий (20 мкг/кг)	высокий (40 мкг/кг)	
Нафталин	н.о.	22	44	51,1
Аценафтилен	н.о.	26	53	56,6
Аценафтен	н.о.	27	53	45,2
Флуорен	н.о.	19	38	31,6
Фенантрен	н.о.	176	352	17,2
Антрацен	24	36	48	11,8
Флуорантен	210	406	602	32,1
Пирен	60	238	417	32,6
Хризен	120	184	247	20,1
Бенз(b)флуорантен	60	115	169	25,8
Бенз(a)пирен	8	28	48	13,0
Бенз(k)флуорантен	60	91	122	11,3
Дибенз(a,h)антрацен	н.о.	н.о.	н.о.	15,2
Бен(g,h,i) перилен	н.о.	н.о.	н.о.	15,9
Суммарно	542	1368	2193	51,1

Табл. 4. Исходные концентрации ПАУ в контрольной почве и после внесения ПАУ, выделенных из биоугля липы (250 °C) в мкг/кг, и пределы обнаружения (ПО) индивидуальных соединений (нг/кг); н.о. – не обнаружено

Содержания аценафтена, флуорена, фенантрена нафталина и ацетонафтилена были ниже предела определения уже после первого месяца инкубации как для уровня 20 мкг/кг бенз(а)пирена, так и для 40 мкг/кг. Низкие концентрации отдельных ПАУ, вероятно, связаны с высокой биодоступностью полиаренов, имеющих два или три цикла (Zhang et al., 2006; Sadighbayan et al., 2016). Природное сходство таких соединений с физиологически активными веществами, такими как гормоны и витамины, может оказывать положительное влияние на их транспорт через клеточные мембраны (Яковлева и др., 2014). Этим же объясняется и изначальное отсутствие легкомолекулярных ПАУ в фоновой почве. Таким образом, создание условий, благоприятно воздействующих на жизнедеятельность микроорганизмов, способствует интенсивной утилизации короткоцепочных ПАУ.

Содержание таких 4- и 5-членных ПАУ, как флуорантен, хризен и бенз(k)флуорантен, не определялось только после двух месяцев инкубации. Вероятно, они являются более устойчивыми в окружающей среде и меньше подвергаются биодеградации, частично из-за снижения доступности за счет адсорбции твердой фазой (Johnsen et al., 2005; Zhang et al., 2006; Łyszczarz et al., 2021). Содержание 3-членного антрацена к этому времени снизилось лишь на 38% при уровне загрязнения 20 мкг/кг и на 24% при 40 мкг/кг (рис. 1). Такая относительно медленная деградация может быть связана с меньшей его растворимостью в воде по сравнению с другими легкомолекулярными ПАУ (Johnsen et al., 2005), что могло привести к снижению его биодоступности. К концу инкубационного эксперимента содержание антрацена в почве снизилось до 86% при слабом загрязнения (20 мкг/кг) и до 78% при сильном загрязнении (40 мкг/кг).

Наиболее устойчивыми ПАУ оказались бенз(а)пирен, бенз(b)флуорантен и пирен. Содержание бенз(а)пирена к концу инкубации снизилось на 37% при слабом загрязнении и на 31% при сильном, что, вероятно, объясняется его низкой растворимостью в воде, высокой лиофильностью

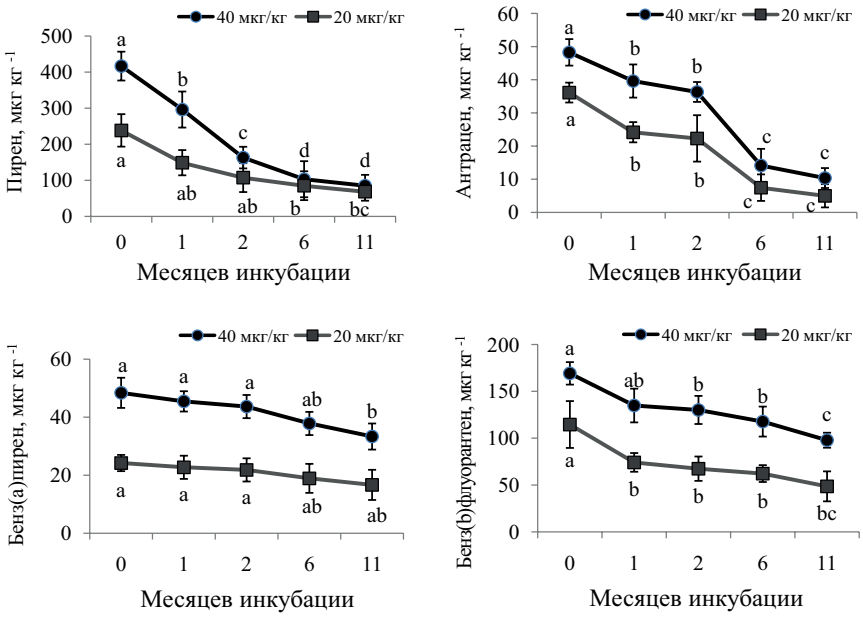


Рис. 1. Остаточные содержания ПАУ в модельных образцах после 1, 2, 6 и 11 месяцев инкубации (среднее ± стандартное отклонение; n = 3; p < 0,05) Значения с разными латинскими буквами (a, b, c) достоверно различаются при p < 0,05

и повышенной способностью сорбироваться органическим веществом в почвах с высоким его содержанием (Sushkova et al., 2019; Łyszczarz et al., 2021). Максимальное снижение концентрации бенз(b)флуорантена и пирена (на 57% и 71%, соответственно) наблюдалось при уровне загрязнения 20 мкг/кг.

Заключение

Проведенные исследования показали, что состав и содержание ПАУ в биоуглях зависят от используемого исходного сырья и режимов проведения пиролиза. Наиболее безопасными по содержанию и качественному составу ПАУ являются биоугли, полученные из древесного материала при высоких температурах пиролиза. Можно сделать вывод, что применение таких биоуглей в качестве сорбентов при ремедиации почв, загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами, является более предпочтительным. Но такие биоугли являются более дорогим продуктом, чем низкотемпературные, получаемые из отходов сельскохозяйственного производства. Поэтому наряду с содержанием различных ПАУ в биоуглях важной характеристикой для оценки экологических рисков является оценка скорости их потенциальной деградации в почвах.

В модельном лабораторном эксперименте было показано, что полное разложение большинства 2–3-ядерных ПАУ происходит в почвах в течение одного месяца. Однако остаточное содержание многоядерных ПАУ (бенз(а)пирена, бенз(б)флуорантена и пирена) даже после 11 месяцев инкубации может оставаться достаточно высоким и составлять 30–70% от исходного значения. Поэтому необходимо учитывать при внесении биоуглей невысокого качества в больших концентрациях, что при ремедиации загрязненных почв может происходить селективное накопление наиболее устойчивых к биодеградации многоядерных ПАУ, которые являются наиболее токсичными и обладают выраженным канцерогенных эффектом.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Авторы благодарят рецензентов за серьезный анализ статьи и замечания, которые позволили ее улучшить.

Литература

Никифорова Е.М., Кошелева Н.Е. (2011). Полициклические ароматические углеводороды в городских почвах (Москва, Восточный округ). *Почвоведение*, (9), с. 1114–1127.

Рязанов С.С., Грачев А.Н., Кулагина В.И., Хайруллина А.М. (2020). Содержание тяжелых металлов в растениях при внесении различных видов биоуглей в серую лесную почву. *Российский журнал прикладной экологии*, (3), с. 29–34.

СанПиН 1.2.3685-21. (2021). Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. М., 469 с.

Смирнова Е.В., Гиниятуллин К.Г., Валеева А.А., Ваганова Е.С. (2018). Пироугли как перспективные почвенные мелиоранты: оценка содержания и спектральные свойства их липидных фракций. *Ученые записки Казанского университета. Серия Естественные науки*, 160(2), с. 259–275.

Сунгатуллина Л.М., Кулагина В.И., Грачев А.Н., Рязанов С.С., Шагидуллин Р.Р., Рупова Э.Х. (2019). Коэффициент иммобилизации азота как критерий эколого-биологической оценки воздействия биоугля на почву *Российский журнал прикладной экологии*, (2), с. 49–53.

Цибарт А.С., Геннадиев А.Н. (2013). Полициклические ароматические углеводороды в почвах: источники, поведение, индикационное значение (обзор). *Почвоведение*, (7), с. 788–802. https://doi.org/10.1134/S1064229313070090

Яковлева Е.В., Габов Д.Н., Безносиков В.А., Кондратенок Б.М. (2014). Полициклические ароматические углеводороды в почвах и растениях нижнего яруса южной кустарниковой тундры в условиях техногенеза. *Почвоведение*, (6), с. 685–696. https://doi.org/10.7868/S0032180X14060124

Bandowe B.A.M., Shukurov N., Leimer S., Kersten M., Steinberger Y., Wilcke W. (2021). Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in soils of an industrial area in semi-arid Uzbekistan: Spatial distribution, relationship with trace metals and risk assessment. *Environmental Geochemistry and Health*, 43, pp. 4847–4861. https://doi.org/10.1007/s10653-021-00974-3

Beesley L., Moreno-Jiménez E., Gomez-Eyles J.L., Harris E., Robinson B., Sizmur T. (2011). A review of biochars' potential role in the remediation, revegetation and restoration of contaminated soils. *Environmental Pollution*, 159(12), pp. 3269–3282. https://doi.org/10.1016/j.envpol.2011.07.023

Beusch C. (2021). Biochar as a Soil Ameliorant: How Biochar Properties Benefit Soil Fertility – A Review. *Journal of Geoscience and Environment Protection*, 9(10), pp. 28–46. https://doi.org/10.4236/gep.2021.910003

Buss W., Graham M.C., MacKinnon G., Mašek O. (2016). Strategies for producing biochars with minimum PAH contamination. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 119, pp. 24–30. https://doi.org/10.1016/j.jaap.2016.04.001

Bilias F., Nikoli T., Kalderis D., Gasparatos D. (2021). Towards a Soil Remediation Strategy Using Biochar: Effects on Soil Chemical Properties and Bioavailability of Potentially Toxic Elements. *Toxics*, 9(8), 184. https://doi.org/10.3390/toxics9080184

Brtnicky M., Datta R., Holatko J., Bielska L., Gusiatin Z.M., Kucerik J., Hammerschmiedt T., Danish S., Radziemska M., Mravcova L., Fahad Sh., Kintl A., Sudoma M., Ahmed N., Pecina V. (2021). A critical review of the possible adverse effects of biochar in the soil environment. *Science of the Total Environment*, 796, 148756. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.148756

Cao X.D., Ma L.N., Gao B., Harris W. (2009). Dairy-manure derived biochar effectively sorbs lead and atrazine. *Environmental Science and Technology*, 43(9), pp. 3285–3291. https://doi.org/10.1021/es803092k

Devi P., Saroha A.K. (2015). Effect of pyrolysis temperature on polycyclic aromatic hydrocarbons toxicity and sorption behaviour of biochars prepared by pyrolysis of paper mill effluent treatment plant sludge. *Bioresource Technology*, 192, pp. 312–320. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.05.084

Domene X., Enders A., Hanley K., Lehmann J. (2015). Ecotoxicological characterization of biochars: Role of feedstock and pyrolysis temperature. *Science of the Total Environment*, 512–513, pp. 552–561. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2014.12.035

Dutta T., Kwon E., Bhattacharya S.S., Jeon B.H., Deep A., Uchimiya M., Kim K.-H. (2017). Polycyclic aromatic hydrocarbons and volatile organic compounds in biochar and biochar–amended soil: A review. *GCB Bioenergy*, 9, pp. 990–1004. https://doi.org/10.1111/gcbb.12363

European Union, Commission Recommendation (2005). Commission recommendation on the further investigation into the levels of polycyclic aromatic hydrocarbons in certain foods: 2005/108/EC. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32005H0108

Fabbri D., Rombolà A.G., Torri C., Spokas K.A. (2013). Determination of polycyclic aromatic hydrocarbons in biochar and biochar amended soil. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 103, pp. 60–67. https://doi.org/10.1016/j.jaap.2012.10.003

Hale S.E., Lehmann J., Rutherford D., Zimmerman A.R., Bachmann R.T., Shitumbanuma V., O'Toole A., Sundqvist K.L., Arp H.P.H., Cornelissen G. (2012). Quantifying the total and bioavailable polycyclic aromatic hydrocarbons and dioxins in biochars. *Environmental Science and Technology*, 46(5), pp. 2830–2838. https://doi.org/10.1021/es203984k

Greco G., Videgain M., Stasi C.D., Pires E., Manyà J.J. (2021). Importance of pyrolysis temperature and pressure in the concentration of polycyclic aromatic hydrocarbons in wood waste-derived biochars. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 159, 105337. https://doi.org/10.1016/j.jaap.2021.105337

IBI (2013). Standardized Product Definition and Product Testing Guidelines for Biochar that is used in Soil. International Biochar Initiative, 48 p. https://biochar-international.org/wp-content/uploads/2018/05/IBI_Biochar_Standards_V1.1.pdf

Famiyeh L., Chen K., Xu J., Sun Y., Guo Q., Wang Ch., Lv J., Tang Y.-T., Yu H., Snape C., He J. (2021). A review on analysis methods, source identification, and cancer risk evaluation of atmospheric polycyclic aromatic hydrocarbons. *Science of the Total Environment*, 789, 147741.

Johnsen A.R., Karlson U. (2005). PAH degradation capacity of soil microbial communities-does it depend on PAH exposure? *Microbial Ecology*, 50(4), pp. 488–495. https://doi.org/10.1007/s00248-005-0022-5

Johnsen, A.R., Wick L.Y., Harms H. (2005). Principles of microbial PAH-degradation in soil. *Environmental Pollution*, 133(1), pp. 71–84. https://doi.org/10.1016/j.envpol.2004.04.015

Keiluweit M., Kleber M., Sparrow M.A., Simoneit B.R.T., Prahl F.G. (2012). Solvent-extractable polycyclic aromatic hydrocarbons in biochar: influence of pyrolysis temperature and feedstock. *Environmental Science & Technology*, 46(17), pp. 9333–9341. https://doi.org/10.1021/es302125k

Keiluweit M., Nico P.S., Johnson M.G., Kleber M. (2010). Dynamic molecular structure of plant biomass-derived black carbon (biochar). *Environmental Science & Technology*, 44(4), pp. 1247–1253. https://doi.org/10.1021/es9031419

Krzyszczak A., Dybowski M.P., Czech B. (2021). Formation of polycyclic aromatic hydrocarbons and their derivatives in biochars: The effect of feedstock and pyrolysis conditions. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 160, 105339. https://doi.org/10.1016/j.jaap.2021.105339

Łyszczarz S., Lasota J., Szuszkiewicz M.M., Błońska E. (2021). Soil texture as a key driver of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) distribution in forest topsoils. *Scientific Reports*, 11, 14708. https://doi.org/10.1038/s41598-021-94299-x

Maliszewska-Kordybach B. (1996). Polycyclic aromatic hydrocarbons in agricultural soils in Poland: Preliminary proposals for criteria to evaluate the level of soil contamination. *Applied Geochemistry*, 11(1–2), pp. 121–127. https://doi.org/10.1016/0883-2927(95)00076-3

Nakajima D., Nagame S., Kuramochi H., Sugita K., Kageyama S., Shiozaki T., Takemura T., Shiraishi F., Goto S. (2007). Polycyclic aromatic hydrocarbon generation behavior in the process of carbonization of wood. *Bulletin of Environmental Contamination and Toxicology*, 79, pp. 221–225. https://doi.org/10.1007/s00128-007-9177-8

Patel A.B., Shaikh S., Jain K.R., Desai Ch., Madamwar D. (2020). Polycyclic Aromatic Hydrocarbons: Sources, Toxicity, and Remediation Approaches. *Frontiers in Microbiology*, 11, 562813. https://doi.org/10.3389/fmicb.2020.562813

Pawar R.M. (2015). The Effect of Soil pH on Bioremediation of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHS). *Journal of Bioremediation & Biodegradation*, 6, 291. https://doi.org/10.4172/2155-6199.1000291

Rong H., Hong-Fu W., Yan-Tun S., et al. (2007). Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in Agricultural Soils of the Southern Subtropics, China. *Pedosphere*, 15, pp. 673–680. https://doi.org/10.1016/S1002-0160(07)60081-2

Sadighbayan Kh., Assadi M.M., Farazmand A., Monadi A.R, Aliasgharzad N. (2016). Biodegradation of naphthalene, phenanthrene and anthracene (PAHs) with bacteria in the oily soil of Tabriz. *Bioscience Biotechnology Research Communications*, 9(3), pp. 399–405. http://dx.doi.org/10.21786/bbrc/9.3/9

Sawada A., Kanai K., Fukushima M. (2004). Preparation of artificially spiked soil with polycyclic aromatic hydrocarbons for soil pollution analysis. *Analytical Sciences*, 20, pp. 239–241. https://doi.org/10.2116/analsci.20.239

Sushkova S., Minkina T., Deryabkina (Turina) I., Antonenko E., Mandzhieva S., Zamulina I., Bauer T., Gromakova N., Vasilyeva G. (2019). Phytoaccumulation of Benzo[a]pyrene by the Barley in Artificially Contaminated Soil. *Polycyclic Aromatic Compounds*, 39(5), pp. 395–403. https://doi.org/10.1080/10406638.2017.1335217

Thies J., Rillig M. (2009). Characteristics of Biochar: Biochar Properties. *Lehmann J., Joseph S. (Eds.) Biochar for Environmental Management Science and Technology*, London: Earthscan, pp. 85–105.

U.S. EPA (1993). Provisional Guidance for the Quantitative Risk Assessment of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAH): EPA/600/R-93/089. https://cfpub.epa.gov/si/si_public_record_report.cfm?Lab=NCEA&dirEntryId=49732

Wang C., Wang Y., Herath H.M.S.K. (2017). Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in biochar – Their formation, occurrence and analysis: A review. *Organic Geochemistry*, 114, pp. 1–11. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2017.09.001

Wang J., Odinga E.S., Zhang W., Zhou X., Yang B., Waigi M.G., Gao Y. (2019). Polyaromatic hydrocarbons in biochars and human health risks of food crops grown in biochar-amended soils: A synthesis study. *Environment International*, 130, 104899. https://doi.org/10.1016/j.envint.2019.06.009

Wilcke W. (2000). Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs) in Soil – a Review. *Journal of Plant Nutrition and Soil Science*, 163(3), pp. 229–248. https://doi.org/10.1002/1522-2624(200006)163:3<229::AID-JPLN229>3.0.CO;2-6

Xiang L., Liu Sh., Ye Sh., Yang H., Song B., Qin F., Shen M., Tan Ch., Zeng G., Tan X. (2021). Potential hazards of biochar: The negative environmental impacts of biochar applications. *Journal of Hazardous Materials*, 420, 126611. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2021.126611

Yaashikaa P.R., Kumar P.S., Varjani S.J., Saravanan A. (2019). Advances in production and application of biochar from lignocellulosic feedstocks for remediation of environmental pollutants. *Bioresource Technology*, 292, 122030. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.122030

Zhang C., Wu D., Ren H. (2020). Bioremediation of oil contaminated soil using agricultural wastes via microbial consortium. *Scientific Reports*, 10, 9188. https://doi.org/10.1038/s41598-020-66169-5

Zhang X.-X., Cheng Sh.-P., Zhu Ch.-J., Sun Sh.-L. (2006). Microbial PAH-Degradation in Soil: Degradation Pathways and Contributing Factors. *Pedosphere*, 16(5), pp. 555–565. https://doi.org/10.1016/S1002-0160(06)60088-X

Zheng H., Qu C., Zhang J., Talpur Sh.A., Ding Y., Xing X., Qi Sh. (2019). Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in agricultural soils from Ningde, China: levels, sources, and human health risk assessment. *Environmental Geochemistry and Health*, 41, pp. 907–919. https://doi.org/10.1007/s10653-018-0188-7

Сведения об авторах

Родион Владимирович Окунев – канд. биол. наук, доцент кафедры почвоведения Института экологии и природопользования Казанского федерального университета
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18

Елена Васильевна Смирнова – канд. биол. наук, заведующий кафедрой почвоведения Института экологии и природопользования Казанского федерального университета
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18

Камиль Гашикович Гиниятуллин – канд. биол. наук, доцент кафедры почвоведения Института экологии и природопользования Казанского федерального университета
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18

Статья поступила в редакцию 26.01.2023;
Принята к публикации 25.07.2023;
Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Evaluation of the content and degradation rates of PAHs in biochars, in terms of assessing the environmental risks of their application for soil remediation

R.V. Okunev, E.V. Smirnova and K.G. Giniyatullin*
Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
**Corresponding author: Okunev Rodion Vladimirovich, e-mail: tutinkaz@yandex.ru*

Abstract. The growing worldwide practice of biochar application as soil ameliorants, as well as adsorbents for remediation of soil contaminated with oil products and heavy metals, can lead to an increase the risk of environmental pollution by pyrolysis by-products. One of the most dangerous components of biochars is polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs), which are inevitably formed during the production of pyrogenic material. In this work, biochars obtained from various plant materials (millet, corn, willow, linden) under different pyrolysis temperatures were tested for the content of polycyclic aromatic hydrocarbons. The total content of PAHs in the studied samples ranged from 8.49 to 221.21 μg/kg, which does not exceed the limit concentrations established by the International Biochar Initiative. At the same time, polynuclear hydrocarbons with high carcinogenic and immunotoxic properties are found in the composition of biochars. A natural question arises about the effect of the final pyrolysis temperature on the total content and composition of PAHs in pyrolysis by-products. To study the degradation of polycyclic aromatic hydrocarbons in soil, linden biochar obtained by pyrolysis at 250 °C was used, from which the contaminants were extracted and applied to the soil so that the concentration of the marker was 20 and 40 μg/kg. The determination of the residual amount of polycyclic aromatic hydrocarbons was carried out after 1, 2, 6, and 11 months of incubation. Complete degradation of some 3–5-membered polycyclic aromatic hydrocarbons was found after 1–2 months of incubation. The most persistent pollutants were benzo(a)pyrene, benzo(b)fluoranthene, and pyrene, the concentration of which decreased to 31–71% on after 11 months of incubation. The slower degradation was found in the variant of the experiment with the high concentration level of polycyclic aromatic hydrocarbons. It was concluded that in soils selective accumulation of polynuclear PAHs, that most resistant to biodegradation, can occur.

Keywords: biochar, polycyclic aromatic hydrocarbons, adsorbents for remediation, PAHs degradation, soil PAHs

Recommended citation: Okunev R.V., Smirnova E.V., Giniyatullin K.G. (2023). Evaluation of the content and degradation rates of PAHs in biochars, in terms of assessing the environmental risks of their application for soil remediation. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 227–235. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.26

References

Bandowe B.A.M., Shukurov N., Leimer S., Kersten M., Steinberger Y., Wilcke W. (2021). Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in soils of an industrial area in semi-arid Uzbekistan: Spatial distribution, relationship with trace metals and risk assessment. *Environmental Geochemistry and Health*, 43, pp. 4847–4861. https://doi.org/10.1007/s10653-021-00974-3

Beesley L., Moreno-Jiménez E., Gomez-Eyles J.L., Harris E., Robinson B., Sizmur T. (2011). A review of biochars' potential role in the remediation, revegetation and restoration of contaminated soils. *Environmental Pollution*, 159(12), pp. 3269–3282. https://doi.org/10.1016/j.envpol.2011.07.023

Beusch C. (2021). Biochar as a Soil Ameliorant: How Biochar Properties Benefit Soil Fertility – A Review. *Journal of Geoscience and Environment Protection*, 9(10), pp. 28–46. https://doi.org/10.4236/gep.2021.910003

Buss W., Graham M.C., MacKinnon G., Mašek O. (2016). Strategies for producing biochars with minimum PAH contamination. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 119, pp. 24–30. https://doi.org/10.1016/j.jaap.2016.04.001

Bilias F., Nikoli T., Kalderis D., Gasparatos D. (2021). Towards a Soil Remediation Strategy Using Biochar: Effects on Soil Chemical Properties and Bioavailability of Potentially Toxic Elements. *Toxics*, 9(8), 184. https://doi.org/10.3390/toxics9080184

Brtnicky M., Datta R., Holatko J., Bielska L., Gusiatin Z.M., Kucerik J., Hammerschmiedt T., Danish S., Radziemska M., Mravcova L., Fahad Sh., Kintl A., Sudoma M., Ahmed N., Pecina V. (2021). A critical review of the possible adverse effects of biochar in the soil environment. *Science of the Total Environment*, 796, 148756. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.148756

Cao X.D., Ma L.N., Gao B., Harris W. (2009). Dairy-manure derived biochar effectively sorbs lead and atrazine. *Environmental Science and Technology*, 43(9), pp. 3285–3291. https://doi.org/10.1021/es803092k

Devi P., Saroha A.K. (2015). Effect of pyrolysis temperature on polycyclic aromatic hydrocarbons toxicity and sorption behaviour of biochars prepared by pyrolysis of paper mill effluent treatment plant sludge. *Bioresource Technology*, 192, pp. 312–320. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.05.084

Domene X., Enders A., Hanley K., Lehmann J. (2015). Ecotoxicological characterization of biochars: Role of feedstock and pyrolysis temperature. *Science of the Total Environment*, 512–513, pp. 552–561. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2014.12.035

Dutta T., Kwon E., Bhattacharya S.S., Jeon B.H., Deep A., Uchimiya M., Kim K.-H. (2017). Polycyclic aromatic hydrocarbons and volatile organic compounds in biochar and biochar–amended soil: A review. *GCB Bioenergy*, 9, pp. 990–1004. https://doi.org/10.1111/gcbb.12363

European Union, Commission Recommendation (2005). Commission recommendation on the further investigation into the levels of polycyclic aromatic hydrocarbons in certain foods: 2005/108/EC. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32005H0108

Fabbri D., Rombolà A.G., Torri C., Spokas K.A. (2013). Determination of polycyclic aromatic hydrocarbons in biochar and biochar amended soil. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 103, pp. 60–67. https://doi.org/10.1016/j.jaap.2012.10.003

Hale S.E., Lehmann J., Rutherford D., Zimmerman A.R., Bachmann R.T., Shitumbanuma V., O'Toole A., Sundqvist K.L., Arp H.P.H., Cornelissen G. (2012). Quantifying the total and bioavailable polycyclic aromatic hydrocarbons and dioxins in biochars. *Environmental Science and Technology*, 46(5), pp. 2830–2838. https://doi.org/10.1021/es203984k

Greco G., Videgain M., Stasi C.D., Pires E., Manyà J.J. (2021). Importance of pyrolysis temperature and pressure in the concentration of polycyclic aromatic hydrocarbons in wood waste-derived biochars. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 159, 105337. https://doi.org/10.1016/j.jaap.2021.105337

IBI (2013). Standardized Product Definition and Product Testing Guidelines for Biochar that is used in Soil. International Biochar Initiative, 48 p. https://biochar-international.org/wp-content/uploads/2018/05/IBI_Biochar_Standards_V1.1.pdf

Famiyeh L., Chen K., Xu J., Sun Y., Guo Q., Wang Ch., Lv J., Tang Y.-T., Yu H., Snape C., He J. (2021). A review on analysis methods, source identification, and cancer risk evaluation of atmospheric polycyclic aromatic hydrocarbons. *Science of the Total Environment*, 789, 147741.

Johnsen A.R., Karlson U. (2005). PAH degradation capacity of soil microbial communities-does it depend on PAH exposure? *Microbial Ecology*, 50(4), pp. 488–495. https://doi.org/10.1007/s00248-005-0022-5

Johnsen, A.R., Wick L.Y., Harms H. (2005). Principles of microbial PAH-degradation in soil. *Environmental Pollution*, 133(1), pp. 71–84. https://doi.org/10.1016/j.envpol.2004.04.015

Keiluweit M., Kleber M., Sparrow M.A., Simoneit B.R.T., Prahl F.G. (2012). Solvent-extractable polycyclic aromatic hydrocarbons in biochar: influence of pyrolysis temperature and feedstock. *Environmental Science & Technology*, 46(17), pp. 9333–9341. https://doi.org/10.1021/es302125k

Keiluweit M., Nico P.S., Johnson M.G., Kleber M. (2010). Dynamic molecular structure of plant biomass-derived black carbon (biochar). *Environmental Science & Technology*, 44(4), pp. 1247–1253. https://doi.org/10.1021/es9031419

Krzyszczak A., Dybowski M.P., Czech B. (2021). Formation of polycyclic aromatic hydrocarbons and their derivatives in biochars: The effect of feedstock and pyrolysis conditions. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 160, 105339. https://doi.org/10.1016/j.jaap.2021.105339

Łyszczarz S., Lasota J., Szuszkiewicz M.M., Błońska E. (2021). Soil texture as a key driver of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) distribution in forest topsoils. *Scientific Reports*, 11, 14708. https://doi.org/10.1038/s41598-021-94299-x

Maliszewska-Kordybach B. (1996). Polycyclic aromatic hydrocarbons in agricultural soils in Poland: Preliminary proposals for criteria to evaluate the level of soil contamination. *Applied Geochemistry*, 11(1–2), pp. 121–127. https://doi.org/10.1016/0883-2927(95)00076-3

Nakajima D., Nagame S., Kuramochi H., Sugita K., Kageyama S., Shiozaki T., Takemura T., Shiraishi F., Goto S. (2007). Polycyclic aromatic hydrocarbon generation behavior in the process of carbonization of wood. *Bulletin of Environmental Contamination and Toxicology*, 79, pp. 221–225. https://doi.org/10.1007/s00128-007-9177-8

Nikiforova E.M., Kosheleva N.E. (2011). Polycyclic aromatic hydrocarbons in urban soils (Moscow, Eastern district). *Eurasian Soil Science*, (9), pp. 1018–1030. (In Russ.)

Patel A.B., Shaikh S., Jain K.R., Desai Ch., Madamwar D. (2020). Polycyclic Aromatic Hydrocarbons: Sources, Toxicity, and Remediation Approaches. *Frontiers in Microbiology*, 11, 562813. https://doi.org/10.3389/fmicb.2020.562813

Pawar R.M. (2015). The Effect of Soil pH on Bioremediation of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHS). *Journal of Bioremediation & Biodegradation*, 6, 291. https://doi.org/10.4172/2155-6199.1000291

Ryazanov S.S., Grachev A.N., Kulagina V.I., Khayrullina A.M. (2020). Content of heavy metals in plants when different types of biochars are added to gray forest soil. *Rossiyskiy zhurnal prikladnoy ekologii = Russian Journal of Applied Ecology*, (3), pp. 29–34. (In Russ.)

Rong H., Hong-Fu W., Yan-Tun S., et al. (2007). Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in Agricultural Soils of the Southern Subtropics, China. *Pedosphere*, 15, pp. 673–680. https://doi.org/10.1016/S1002-0160(07)60081-2

Sadighbayan Kh., Assadi M.M., Farazmand A., Monadi A.R, Aliasgharzad N. (2016). Biodegradation of naphthalene, phenanthrene and anthracene (PAHs) with bacteria in the oily soil of Tabriz. *Bioscience Biotechnology Research Communications*, 9(3), pp. 399–405. http://dx.doi.org/10.21786/bbrc/9.3/9

SanPiN 1.2.3685-21 (2021). Hygienic standards and requirements for ensuring the safety and (or) harmlessness of environmental factors to humans: official publication: approved by the Chief State Sanitary Doctor of the Russian Federation on January 28, 2021: registered on January 29, 2021. Moscow, 469 p. (In Russ.)

Sawada A., Kanai K., Fukushima M. (2004). Preparation of artificially spiked soil with polycyclic aromatic hydrocarbons for soil pollution analysis. *Analytical Sciences*, 20, pp. 239–241. https://doi.org/10.2116/analsci.20.239

Smirnova E.V., Giniyatullin K.G., Valeeva A.A., Vaganova E.S. (2018). Pyrochars as promising soil ameliorants: assessment of the content and spectral properties of their lipid fractions. *Uchenye zapiski Kazanskogo universiteta. Seriya Estestvennye nauki*, 160(2), pp. 259–275. (In Russ.)

Sungatullina L.M., Kulagina V.I., Grachev A.N., Ryazanov C.C., Shagidullin R.R., Rupova E.Kh. (2019). Nitrogen immobilization coefficient as a criterion for ecological and biological assessment of the impact of biochar on soil. *Rossiyskiy zhurnal prikladnoy ekologii = Russian Journal of Applied Ecology*, (2), pp. 49–53. (In Russ.)

Sushkova S., Minkina T., Deryabkina (Turina) I., Antonenko E., Mandzhieva S., Zamulina I., Bauer T., Gromakova N., Vasilyeva G. (2019). Phytoaccumulation of Benzo[a]pyrene by the Barley in Artificially Contaminated Soil. *Polycyclic Aromatic Compounds*, 39(5), pp. 395–403. https://doi.org/10.1080/10406638.2017.1335217

Thies J., Rillig M. (2009). Characteristics of Biochar: Biochar Properties. *Lehmann J., Joseph S. (Eds.) Biochar for Environmental Management Science and Technology*, London: Earthscan, pp. 85–105.

Tsibart A S., Gennadiev A.N. (2013). Polycyclic aromatic hydrocarbons in soils: sources, behavior, and indication significance (a review). *Eurasian Soil Science*, 46(7), pp. 728–741. https://doi.org/10.1134/S1064229313070090

U.S. EPA (1993). Provisional Guidance for the Quantitative Risk Assessment of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAH): EPA/600/R-93/089. https://cfpub.epa.gov/si/si_public_record_report.cfm?Lab=NCEA&dirEntryId=49732

Wang C., Wang Y., Herath H.M.S.K. (2017). Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in biochar – Their formation, occurrence and analysis: A review. *Organic Geochemistry*, 114, pp. 1–11. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2017.09.001

Wang J., Odinga E.S., Zhang W., Zhou X., Yang B., Waigi M.G., Gao Y. (2019). Polyaromatic hydrocarbons in biochars and human health risks of food crops grown in biochar-amended soils: A synthesis study. *Environment International*, 130, 104899. https://doi.org/10.1016/j.envint.2019.06.009

Wilcke W. (2000). Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs) in Soil – a Review. *Journal of Plant Nutrition and Soil Science*, 163(3), pp. 229–248. https://doi.org/10.1002/1522-2624(200006)163:3<229::AID-JPLN229>3.0.CO;2-6

Xiang L., Liu Sh., Ye Sh., Yang H., Song B., Qin F., Shen M., Tan Ch., Zeng G., Tan X. (2021). Potential hazards of biochar: The negative environmental impacts of biochar applications. *Journal of Hazardous Materials*, 420, 126611. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2021.126611

Yaashikaa P.R., Kumar P.S., Varjani S.J., Saravanan A. (2019). Advances in production and application of biochar from lignocellulosic feedstocks for remediation of environmental pollutants. *Bioresource Technology*, 292, 122030. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.122030

Yakovleva E.V., Gabov D.N., Beznosikov V.A., et al. (2014). Polycyclic aromatic hydrocarbons in soils and lower-layer plants of the southern shrub tundra under technogenic conditions. *Eurasian Soil Science*, (6), pp. 562–572. https://doi.org/10.1134/S1064229314060106

Zhang C., Wu D., Ren H. (2020). Bioremediation of oil contaminated soil using agricultural wastes via microbial consortium. *Scientific Reports*, 10, 9188. https://doi.org/10.1038/s41598-020-66169-5

Zhang X.-X., Cheng Sh.-P., Zhu Ch.-J., Sun Sh.-L. (2006). Microbial PAH-Degradation in Soil: Degradation Pathways and Contributing Factors. *Pedosphere*, 16(5), pp. 555–565. https://doi.org/10.1016/S1002-0160(06)60088-X

Zheng H., Qu C., Zhang J., Talpur Sh.A., Ding Y., Xing X., Qi Sh. (2019). Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in agricultural soils from Ningde, China: levels, sources, and human health risk assessment. *Environmental Geochemistry and Health*, 41, pp. 907–919. https://doi.org/10.1007/s10653-018-0188-7

About the Authors

Rodion V. Okunev – Cand. Sci. (Biol.), Associate Professor, Department of Soil Science, Kazan Federal University
18 Kremlyovskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Elena V. Smirnova – Cand. Sci. (Biol.), Associate Professor, Department of Soil Science, Kazan Federal University
18 Kremlyovskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Kamil G. Giniyatullin – Cand. Sci. (Biol.), Associate Professor, Department of Soil Science, Kazan Federal University
18 Kremlyovskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 26 January 2023;
Accepted 25 July 2023;
Published 30 September 2023