

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

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

# ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 22. № 3. 2020

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

## В НОМЕРЕ:

- Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения.....79

*А.А. Кочнев, Н.Д. Козырев, О.Е. Кочнева, С.В. Галкин*

- Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин.....87

*А.Д. Черников, Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, А.Г. Сбоев и др.*

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

Журнал индексируется:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: [www.geors.ru](http://www.geors.ru), [elibrary.ru](http://elibrary.ru)

## Главный редактор

Ситдикова Л.М. – к.геол.-мин.н., доцент,  
Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
Казань, Россия

## Редакционная коллегия

Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН,  
Томск, Россия  
Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН,  
Москва, Россия  
Лаломов А.В., Институт геологии рудных месторождений,  
петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия  
Муслимов Р.Х., Казанский (Приволжский) федеральный  
университет, Казань, Россия  
Нургаллиев Д.К., Казанский (Приволжский) федеральный  
университет, Казань, Россия  
Ступакова А.В., Московский государственный университет  
имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия  
Храмченков М.Г., Казанский (Приволжский) федеральный  
университет, Казань, Россия  
Хуторской М.Д., Геологический институт РАН,  
Москва, Россия  
Burganov B., Department of Physics, ETH Zurich,  
Zurich, Switzerland  
Delamaide E., IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada  
Kayal J.R., Institute of Seismological Research,  
Gandhinagar, India  
Koning T., Independent Consultant, Calgary, Canada  
Vandenberghе N., K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

## Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:  
Христофорова Д.А.  
Технический редактор: Николаев А.В.  
Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.  
Специалист по переводу: Мулиле А.А. Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя: Россия, 420012, Казань,  
ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530. E-mail: mail@geors.ru  
Учредитель: Христофорова Д.А. Издатель: ООО «Георесурсы»

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

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год  
Подписной индекс в Каталоге «Почта России» – П7977

Дата выхода в свет 30.09.2020. Тираж 1000. Свободная цена  
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»  
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2020 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/>)

## Содержание

### Геолого-геохимические исследования, поиск и разведка месторождений

Типы разрезов и перспективы нефтеносности  
баженовской свиты в Надым-Обском междуречье ..... 2  
*М.А. Фомин, Р.М. Саитов*

Нефтегазоматеринские отложения силура поднятия  
Чернова (Тимано-Печорский бассейн) ..... 12  
*И.С. Котик, Т.В. Майдль, О.С. Котик, Н.В. Пронина*

Геохимическая характеристика состава органического  
вещества (керогена) юрских отложений северных  
районов Среднего Приобья ..... 21  
*Л.С. Борисова, А.Н. Фомин, Е.С. Ярославцева*

Новый метод «геохимического каротажа» для изучения  
доманиковых отложений ..... 28  
*С.Б. Остроухов, Н.В. Пронин, И.Н. Плотнокова, Р.К. Хайрtdинов*

Количественные методы определения содержания  
монтмориллонита в бентонитовых глинах ..... 38  
*П.Е. Белоусов, Б.В. Покидько, С.В. Закусин, В.В. Крупская*

Вознесенское Си-порфировое месторождение (Южный  
Урал): условия образования, элементы-примеси, изотопы  
серы и источники флюидов ..... 48  
*С.Е. Знаменский, Н.Н. Анкушева, Д.А. Артемьев*

### Разработка нефтяных и газовых месторождений

Фациальные модели ачимовской толщи Восточно-  
Уренгойского лицензионного участка как основа для  
оптимизации систем разведки и разработки ..... 55  
*А.В. Храпцова, С.И. Пахомов, Н.Ю. Натчук, М.П. Калашикова,  
С.В. Ромашкин, А.Д. Мусихин, Н.Г. Семенова*

Результаты петроупругого моделирования карбонатных  
отложений пермской системы Хартыгинского  
месторождения ..... 62  
*С.И. Гусев*

Устойчивость зоны сочленения соосных скважин  
различного диаметра (на примере месторождения  
Ханты-Мансийского автономного округа) ..... 69  
*А.В. Серяков, М.Ю. Подбережный, О.Б. Бочаров, М.А. Азаматов*

Разработка комплексной методики прогноза  
эффективности геолого-технических мероприятий на  
основе алгоритмов машинного обучения ..... 79  
*А.А. Кочнев, Н.Д. Козырев, О.Е. Кочнева, С.В. Галкин*

Применение методов искусственного интеллекта  
для выявления и прогнозирования осложнений при  
строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы  
и основные направления решения ..... 87  
*А.Д. Черников, Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, А.Г. Сбоев,  
О.К. Семенова-Чащина, Л.К. Фицнер*

Key title: «Georesursy». Parallel title: «Georesources»

**Editor in Chief: Lyalya M. Sitdikova**

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Editorial Board****Lyubov K. Altunina**, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation**Azary A. Barenbaum**, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation**Bulat Burganov**, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland**Eric Delamaide**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada**Jnana Ranjan Kayal**, Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India**Maxim G. Khrumchenkov**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation**Mikhail D. Khutorskiy**, Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation**Tako Koning**, Independent Consultant, Calgary, Canada**Renat Kh. Muslimov**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation**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**Antonina V. Stoupakova**, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation**Noel Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium**Editorial office:**

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova. Editor: Irina Abrosimova.

Prepress by Alexander Nikolaev. Translator: Alsu Muliye.

Web-editor: Artur Sabirov.

**Publisher:** Georesursy LLC**Editorial and Publisher's address:**

1-10, Mayakovskiy st., Kazan, 420012, Russian Federation

Phone: +7 843 2390530, e-mail: mail@geors.ru

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed scientific and technical journal published since 1999.

**The journal is included/indexed in:**

- Scopus;
- Web of Science (ESCI);
- Directory of Open Access Journals (DOAJ);
- CAS (Chemical Abstracts Service) databases;
- GeoRef database;
- EBSCOhost™ databases;
- Ulrich's Periodicals Directory.

The full-text e-versions of the articles are available on: [www.geors.ru](http://www.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, 2020© 2020 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)  
Published by Georesursy LLC**Table of Contents****Geological and Geochemical Studies.  
Prospecting and Exploration of Fields****Section types and oil prospects of the Bazhenov Formation in the Nadym-Ob interfluvium** ..... 2*M.A. Fomin, R.M. Saitov***Petroleum source rocks of the Silurian deposits on the Chernov swell (Timan-Pechora basin)** ..... 12*I.S. Kotik, T.V. Maydl, O.S. Kotik, N.V. Pronina***Geochemical features of the organic matter from Jurassic sediments of the Nadym-Taz interfluvium** ..... 21*L.S. Borisova, A.N. Fomin, E.S. Yaroslavtseva***A new method of «geochemical logging» for studying Domanic deposits** ..... 28*S.B. Ostroukhov, N.V. Pronin, I.N. Plotnikova, R.K. Khairtdinov***Quantitative methods for quantification of montmorillonite content in bentonite clays** ..... 38*P.E. Belousov, B.V. Pokidko, S.V. Zakusin, V.V. Krupskaya***Vosnesensky Cu-porphyry deposit (Southern Urals): formation conditions, trace elements, sulfur isotopes and fluid sources** ..... 48*S.E. Znamensky, N.N. Ankusheva, D.A. Artemiev***Oil and Gas Field Development****Facies models of the Achimov Formation of East-Urengoi license as the basis for optimizing exploration and field development patterns** ..... 55*A.V. Khrantsova, S.I. Pakhomov, N.Yu. Natchuk, M.P. Kalashnikova, S.V. Romashkin, A.D. Musikhin, N.G. Semenova***Petro-elastic modeling deliverables for the Kharyaga Permian carbonate deposits** ..... 62*S.I. Gusev***Junction zone stability in coaxial wells of different diameters (on the example of the Khanty-Mansi Autonomous District oil field)** ..... 69*A.V. Seryakov, M.Yu. Podberezhny, O.B. Bocharov, M.A. Azamatov***Development of a comprehensive methodology for the forecast of effectiveness of geological and technical measures based on machine learning algorithms** ..... 79*A.A. Kochnev, N.D. Kozyrev, O.E. Kochneva, S.V. Galkin***Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions** ..... 87*A.D. Chernikov, N.A. Eremin, V.E. Stolyarov, A.G. Sboev, O.K. Semenova-Chaschina, L.K. Fitsner*

## Типы разрезов и перспективы нефтеносности баженовской свиты в Надым-Обском междуречье

М.А. Фомин<sup>1,2\*</sup>, Р.М. Саитов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

В статье представлены результаты изучения геологического строения баженовской свиты в Надым-Обском междуречье Западной Сибири с целью прогноза нефтеносности этой черносланцевой толщи. В результате интерпретации широкого комплекса ГИС, представленного электрическим, радиоактивным и акустическим каротажем, с последующей увязкой этих результатов с палеонтологическими определениями микро- и макрофауны уточнено распространение салымского, нижневартовского и таркосалинского типов разрезов баженовской свиты, выделены переходные области между ними. Установлено, что таркосалинский тип распространен шире в западном направлении, чем было показано ранее и выделяется также на Вэнгайхинской, Ярайнерской и других площадях. Нижневартовский тип, наоборот, имеет более узкое распространение и выделяется непосредственно в пределах одноименного свода и в южной части Варьганско-Тагринского мегавыступа.

На основе геологических, геохимических, геофизических критериев и результатов испытания на приток в глубоких скважинах составлена карта перспектив нефтеносности «классических» разрезов баженовской свиты. Выявлены региональные предпосылки (высокий катагенез органического вещества, значительные современные концентрации органического углерода и др.) для обнаружения в южных районах Ямало-Ненецкого автономного округа промышленных скоплений нефти в баженовской свите. Проанализированы результаты испытания на приток этих отложений в 70–90х гг. XX века; рекомендовано повторное, поинтервальное испытание этой толщи с использованием современных методов интенсификации притока. Обоснована необходимость лабораторного литологического, петрофизического, геохимического изучения керна баженовской свиты в южной части Ямало-Ненецкого автономного округа с целью определения ее литологического состава, выделения нефтематеринских и нефтепродуктивных интервалов, изучения структуры коллектора и характера насыщения его пустотного пространства, разработки рекомендаций к подсчету запасов нефти и созданию технологии ее рентабельной добычи.

**Ключевые слова:** баженовская свита, Западная Сибирь, типы разрезов, нефтеносность

**Для цитирования:** Фомин М.А., Саитов Р.М. (2020). Типы разрезов и перспективы нефтеносности баженовской свиты в Надым-Обском междуречье. *Георесурсы*, 22(3), с. 2–11. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.2-11>

### Введение

Черносланцевые отложения являются основными нефтематеринскими толщами во всем мире. Они распространены в Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Северо-Кавказской нефтегазоносных провинциях России, бассейнах Северной Америки (Уиллистон, Аппалачский, Пермский и др.), Колумбии (Среднемагдаленский), Карибского и Ближневосточного регионов, Северного моря и др. Главная особенность этих толщ состоит в том, что они содержат породы, которые являются как нефтематеринскими, так и резервуарами нефти. Ресурсы углеводородов в этих толщах относятся к трудноизвлекаемым.

Опыт изучения и успех освоения скоплений углеводородов, приуроченных к нетрадиционным плотным коллекторам и сланцевым комплексам США, обеспечил серьезный стимул к изучению подобных объектов по всему миру, в том числе и в России. В настоящее время сланцевые формации США, среди которых наиболее крупными нефтяными являются Bakken, Eagle Ford,

газовыми – Marcellus, Haynesville, Fayetteville, Barnett (Прищепа и др., 2014), играют важнейшую роль в нефтегазовой отрасли этой страны. Огромные перспективы связывают с керогенсодержащей формацией Green River (Soeder et al., 2019).

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с каждым годом все сложнее поддерживать уровень добычи нефти из традиционных гранулярных коллекторов. Гигантские и крупные месторождения уже открыты, а разведанные запасы в значительной степени освоены. Возникает необходимость вовлекать в промышленную разработку новые, пока еще недостаточно изученные объекты, среди которых самым сложным, пожалуй, является баженовская свита. Еще в 1961 году выдающийся советский геолог Ф.Г. Гурари предсказал ее возможную промышленную нефтеносность, которая была подтверждена в 1967 году фонтаном нефти на Салымском месторождении. В последние годы появились новые, существенно более точные данные о геологическом строении, стратиграфии и палеонтологии, палеогеографии (Конторович и др., 2013; Ступакова и др., 2016; Стафеев и др., 2017; Рыжкова и др., 2018; Конторович и др., 2019а) баженовской свиты и ее возрастных аналогов в Западно-Сибирском осадочном бассейне. На основе интерпретации широкого комплекса ГИС, результаты которого были увязаны с

\* Ответственный автор: Михаил Александрович Фомин  
E-mail: [fominma@ipgg.sbras.ru](mailto:fominma@ipgg.sbras.ru)

© 2020 Коллектив авторов

палеонтологическими определениями возраста микро- и макрофоссилий, авторами предложены значительные уточнения границ распространения типов разрезов баженовской свиты в Надым-Обском междуречье.

На самых первых схемах и картах основные перспективы нефтеносности баженовской свиты прогнозировались в Салымской зоне нефтегазонакопления. В последние годы эти прогнозы были неоднократно детализированы и дополнены (Зубков, 2016; Колпаков и др., 2016; Баранова, 2018; Скворцов и др., 2018а, б; Конторович и др., 2019б). Однако и сегодня основные перспективы нефтеносности баженовской свиты связываются с западными (Красноленинская зона нефтегазонакопления) и центральными (Салымская группа месторождений) районами Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). Восточнее открыты промышленные скопления нефти в том числе и в аномальных, опесчаненных, разрезах баженовской свиты, которые имеют отличный от «классических глинистых» разрезов генезис и таким образом являются самостоятельным объектом для изучения. В рамках настоящего исследования они не рассматриваются.

На территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) аналитических исследований керна баженовской свиты по современным методикам (Конторович и др., 2018а, б) выполнено существенно меньше, на приток эта толща испытана в единичных скважинах. Тем не менее, на юге этого региона на Пякутинском, Малопякутинском, Вынгайхинском и севернее на Известинском и Пальниковском месторождениях открыты небольшие по запасам залежи нефти в баженовской свите, что позволяет предполагать более высокие перспективы ее нефтеносности в этом регионе. Авторами на основе интерпретации геологических и геофизических материалов с привлечением данных по геохимии органического вещества проанализированы региональные перспективы нефтеносности баженовской свиты в Надым-Обском междуречье и предложены рекомендации к ее дальнейшему изучению.

### Фактический материал и методика исследований

Исследование опирается на собранные, систематизированные и интерпретированные авторами данные и результаты:

1. Диаграммы электрического каротажа (кажущееся удельное сопротивление (КС – зонд Gz3), индукционный (ИК), боковой каротаж (БК), микрокаротаж (МГЗ – микроградиент зонд, МПЗ – микропотенциал зонд, МБК – микробоковой каротаж), потенциал самопроизвольной поляризации (ПС)), кавернометрии (КВ), акустического каротажа (АК), радиоактивного каротажа (гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам: большой (НКТБ) и малый (НКТМ) зонды, гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК), по 546 глубоким скважинам (рис. 1);

2. 124 определения возраста микро- и макрофоссилий позднеюрско-раннемелового возраста по 57 скважинам (рис. 1) из банка данных Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН) (определения А.С. Алифирова, Ю.А. Богомоллова, О.С. Дзюбы, В.А. Захарова, Л.К. Левчук, С.В. Мелединой, Б.Л.

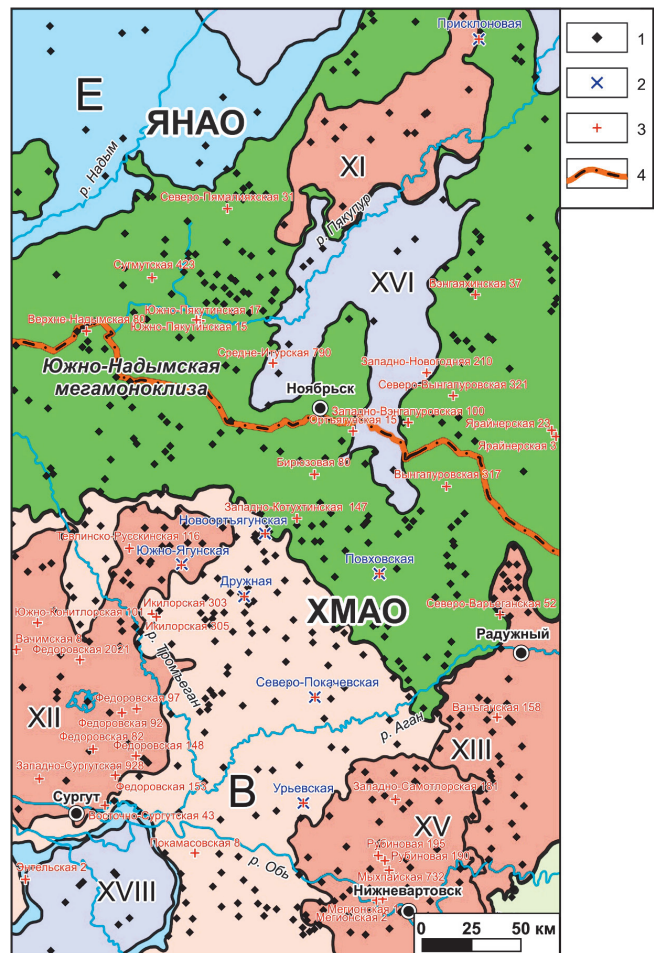


Рис. 1. Фрагмент карты тектонического районирования Надым-Обского междуречья (Конторович и др., 2001). 1 – скважины, в которых авторами был проинтерпретирован комплекс ГИС; 2 – скважины с результатами аналитических исследований керна; 3 – скважины с определениями микро- и макрофауны; 4 – административные границы. Тектонические элементы: В – Хантейская гемиянтеклиза, Е – Надымская гемисинелиза, XI – Северный свод, XII – Сургутский свод, XIII – Варьганско-Тагринский мегавыступ, XV – Нижневартовский свод, XVI – Пякупурско-Амудинский наклонный мегапрогиб, XVIII – Юганская мегавпадина.

Никитенко, Б.Н. Шурыгина, О.С. Урман, О.В. Язиковой) и из опубликованных материалов, в том числе:

- волжские аммониты в скв. Западно-Самотлорская 181, Северо-Варьганская 52, Ярайнерская 3, Вэнгайхинская 37 и 355, Западно-Вынгапуровская 100;
- двустворки средне-поздневолжские, раннеберриасские в скв. Зап. Самотлорская 181, Покамасовская 8, Ортъягунская 15, Северо-Вынгапуровская 321, Западно-Вынгапуровская 100, Вэнгайхинская 37 и 355, Сугмутская 423.
- комплексы фораминифер верхов средней волги – основания бореального берриаса в скв. Вынгапуровская 317.

3. Результаты испытаний разрезов баженовской свиты на приток в 19 скважинах.

В 2014–2016 годах в ИНГГ СО РАН проводилось комплексное изучение баженовской свиты. В рамках этих работ был изучен керн глубоких скважин Повховской, Дружной, Южно-Ягунской, Новортыгунской, Северо-Покачевской и Урьевской площадей (рис. 1). В результате аналитических исследований образцов керна были точно установлены границы баженовской и георгиевской свиты

(рис. 2). Эти скважины были выбраны в качестве эталонных для последующей корреляции разрезов баженовской свиты.

В скважинах, в которых эти отложения не изучены аналитическими методами, было выполнено стратиграфическое расчленение разрезов верхней юры и низов мела по материалам ГИС, сделана увязка с определениями микро- и макрофауны. После этого в каждой скважине было рассчитано среднее арифметическое значение удельного электрического сопротивления, естественной радиоактивности и плотности (на основе анализа зависимости от радиоактивности с последующей увязкой по скважинным данным) баженовских пород, и построены карты распределения этих параметров, представленные ниже.

### Типы разрезов баженовской свиты

Систематизация накопленного за последние годы аналитического материала по литологии баженовской свиты и геохимии содержащегося в ней органического вещества позволила разным научным коллективам независимо друг от друга разработать классификации ее пород на основе процентного содержания в них главных породообразующих компонент (Конторович и др., 2016; Калмыков и др., 2017; Макарова и др., 2017; Немова, 2019). В центральной и западной частях изучаемой территории выделяется салымский тип разреза (рис. 3) (Брадучан и др., 1986).

На севере Хантейской гемиантеклизы (рис. 1) в его нижней части преобладают темно-бурые массивные силициты и силициты керогеновые с прослоями радиоляритов (Эдер и др., 2016). В северном направлении наблюдается постепенное уменьшение, вплоть до исчезновения, мощности силицитовой пачки (Эдер и др., 2017). На Повховской площади в нижней части свиты выделяется пачка радиоляритов (Эдер и др., 2016). Средняя часть разреза состоит из темно-серых микститов кероген-кремнистых с прослоями силицитов-радиоляритов с частыми прослоями реликтов раковин двустворок. Верхняя часть свиты представлена переслаиванием микститов кероген-глинистых и кероген-кремнисто-карбонатных с реликтами кокколитофорид (Эдер и др., 2016). В этой же части разреза выделяется кокколитовая пачка, для которой характерны высокие значения на кривых БК и КС, ГК. Эта пачка выделяется также и севернее, на Присклоновой площади (Эдер и др., 2017, 2019), в таркосалинском типе разреза баженовской свиты. На севере Нижневартовского свода одноименный тип разреза баженовской свиты представлен глинисто-кремнистыми породами, кокколитовая пачка в верхней части разреза не выделяется (Эдер и др., 2015).

Наибольшие толщины баженовской свиты в разрезах салымского типа наблюдаются в осевой части Хантейской гемиантеклизы и достигают 30–32 м (рис. 3). Они уменьшаются до 10–12 м в наиболее приподнятой

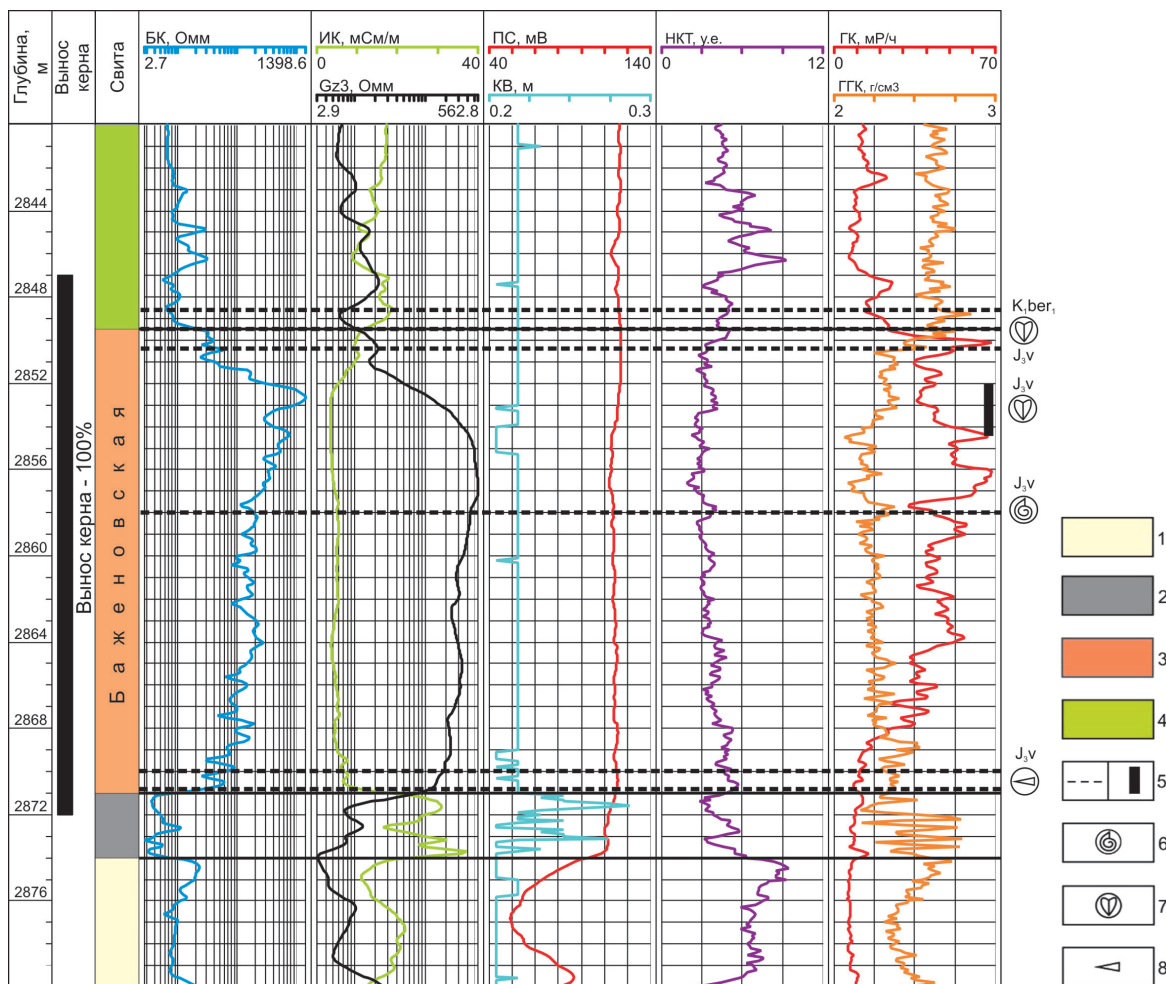


Рис. 2. Геолого-геофизический планшет по одной из скважин Дружной площади. 1 – васюганская свита; 2 – георгиевская свита; 3 – баженовская свита; 4 – сортымская свита; 5 – уровни с палеонтологическими находками; 6 – аммониты; 7 – двустворки; 8 – белемниты.

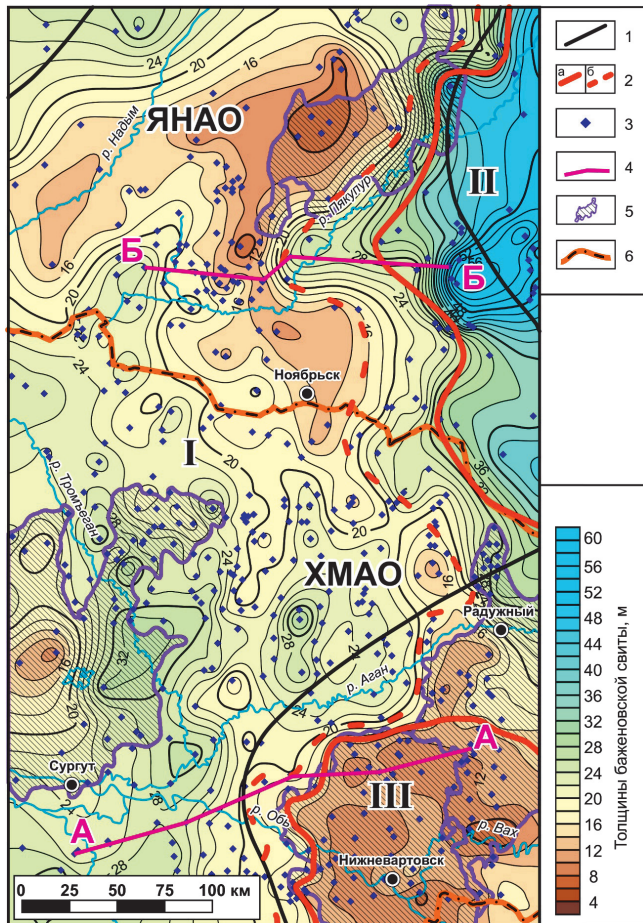


Рис. 3. Карта толщин баженовской свиты. 1 – границы между типами разрезов по (Брадучан и др., 1986): I – Салымский, II – Таркосалинский, III – Нижневартровский; 2 – авторские а) границы распространения типов разрезов баженовской свиты; б) границы зон переходов между ними; 3 – скважины с разбавками авторов, используемые для картопостроения; 4 – линии корреляционных профилей; 5 – границы положительных тектонических элементов I порядка; 6 – административные границы.

части Сургутского свода. Еще одна зона низких толщин выделяется в районе Северного свода, а также к югу и к западу от него. На севере изучаемого региона в восточном направлении происходит увеличение в разрезе доли терригенных осадков, что сопровождается постепенным ростом мощности баженовской свиты – салымский тип разреза переходит в таркосалинский, толщины которого на изучаемой территории превышают 55 м (рис. 3). На юго-востоке региона салымский тип разреза сменяется нижевартовским, что сопровождается сокращением мощности баженовской свиты на одноименном своде до 12–14 м и меньше и, скорее всего, связано с его воздыманием в волжском веке. Толщины баженовской свиты использовались авторами в качестве одного из основных критериев для уточнения границ распространения разрезов разных типов и выделения переходных областей между ними.

Радиоактивность черносланцевых пород находится в тесной связи с содержанием в них органического вещества (ОВ) (Неручев, 1976, 1982 и др.), которое является сорбентом урана из морской воды. Соответственно, чем выше в толще концентрация ОВ, тем выше будет радиоактивность

таких отложений. Эта взаимосвязь прослеживается и в полученных авторами результатах. Наибольшие значения средней радиоактивности баженовской свиты фиксируются в пределах Хантейской гемиянтеклизы (рис. 4А), где зафиксировано высокое современное содержание в ней органического углерода ( $C_{орг}$ ) (Конторович и др., 2018в). Области повышенной радиоактивности наблюдаются в седловине между Сургутским и Нижневартовскими сводами, а также к северу от последнего; значения достигают 60–70 мкР/час (рис. 4А). В пределах Южно-Надымской мегамоноклизы радиоактивность пород существенно меньше, она изменяется в среднем от 10 до 20, на отдельных площадях до 25 мкР/час.

Для баженовской свиты салымского типа повышенная радиоактивность характерна для средней и верхней частей разреза и составляет 50–60 мкР/час, достигая в отдельных скважинах 75–80 мкР/час; в приподошвенной части свиты ее значения уменьшаются. В нижевартовском типе высокая радиоактивность (до 80–90 мкР/час) отмечается по всему разрезу (рис. 5). Лишь в разрезах некоторых скважин Ватинской, Мыхпайской, Усть-Вахской площадей ее средние значения уменьшаются до 25–30 мкР/час. В таркосалинском типе разреза радиоактивность распределена так же, как и в салымском, но ее максимальные значения существенно ниже – чаще всего они изменяются в интервале 20–25 мкР/час (рис. 6). Такое уменьшение радиоактивности, по-видимому, связано с увеличением в разрезе доли терригенных осадков.

Основным фактором, влияющим на современную плотность баженовской свиты, является содержание в ней ОВ (Конторович и др., 2019а), которое, в свою очередь тесно связано с радиоактивностью пород. Наименьшая плотность пород наблюдается в южной части изучаемой территории (рис. 4Б), в зоне высоких средних концентраций органического углерода (Конторович и др., 2018в). На север, с уменьшением содержания  $C_{орг}$ , плотность баженовской свиты возрастает.

В тесной связи с радиоактивностью находится и электрическое сопротивление горных пород. Авторами проанализировано распределение по разрезу удельного электрического сопротивления (зонды Gz3 и БК) баженовской свиты. Выделяется две области повышенных средних значений электрического сопротивления. Первая расположена к северу от Сургутского свода (рис. 4В, Г). Максимальные значения и кажущегося удельного и истинного электрического сопротивления достигают здесь 600–700 Ом\*м. Вторая зона повышенных средних сопротивлений находится между Сургутским и Нижневартовским сводами и наиболее четко выделяется по значениям кажущегося удельного электрического сопротивления, которые достигают здесь 500 Ом\*м (рис. 4Г).

На кривой кажущегося удельного электрического сопротивления (КС) салымский тип разреза в южной и центральной частях региона характеризуется двучленным строением, максимальные значения достигают 500 Ом\*м (рис. 5). В юго-восточном направлении сопротивление верхней части разреза постепенно падает до 30 Ом\*м, а нижней – до 200 Ом\*м – это является еще одним критерием для уточнения границы между салымским и нижевартовским типами разрезов. В северной части региона кривая КС салымского типа также имеет двучленное строение,

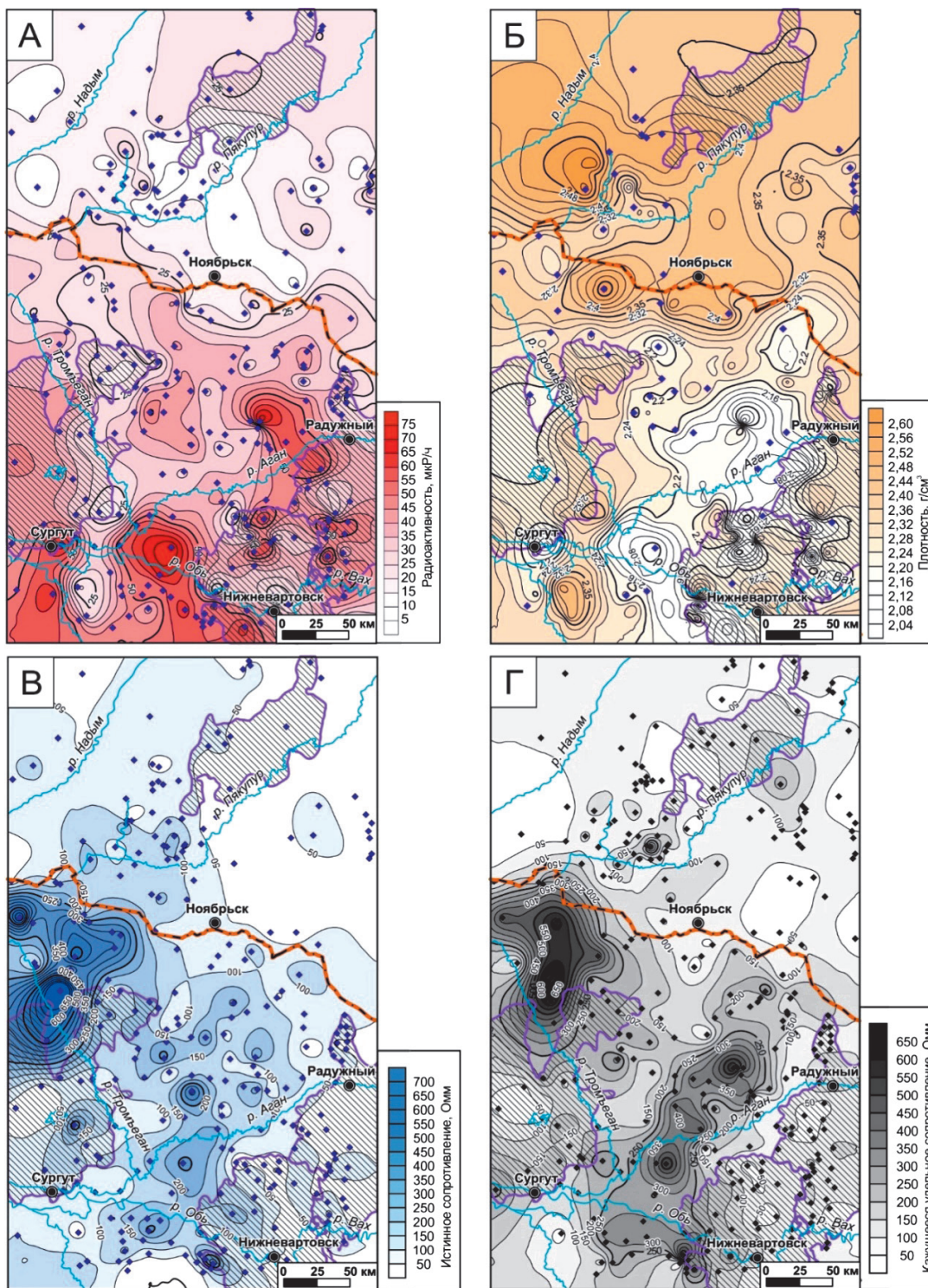


Рис. 4. Карты средних значений: А – радиоактивности, Б – плотности, В – истинного электрического сопротивления, Г – кажущегося удельного электрического сопротивления бажендовской свиты. Условные обозначения см. на рис. 3.

максимальные значения на западе достигают 1000 Ом\*м, постепенно уменьшаясь на восток. На Вынгапуровской, Западно- и Южно-Вынгапуровской площадях на этой кривой появляется третий пик, характерный для таркосалинского типа; такие разрезы являются переходными. Восточнее выделяется собственно таркосалинский тип разреза, для которого характерно трехчленное строение кривой кажущегося удельного электрического сопротивления, максимальные значения до 200–250 Ом\*м в верхней части разреза. В средней части разреза они изменяются от 60 Ом\*м на Ярайнерской площади до

200 Ом\*м на Вынгапуровской и Вэнгяхинской (рис. 6) площадях.

Таким образом, установлено, что таркосалинский тип распространен шире в западном направлении, чем было показано ранее (Брадучан и др., 1986) и выделяется также на Вэнгяхинской, Ярайнерской и других площадях. Нижневартовский тип, по мнению авторов, наоборот, имеет более узкое распространение и выделяется непосредственно в пределах одноименного свода и в южной части Варьеганско-Тагринского мегавыступа, сменяясь на юг и восток вахским типом разреза (Брадучан и др., 1986).



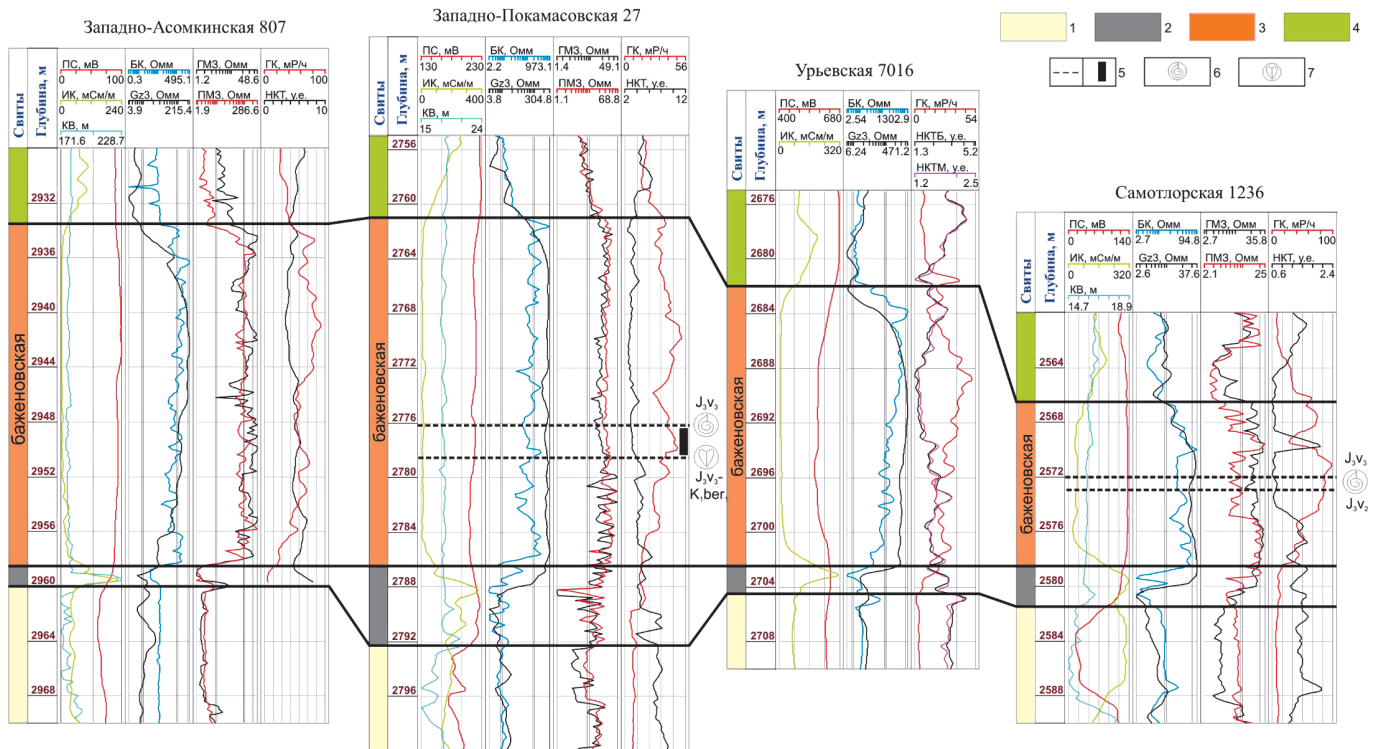


Рис. 5. Корреляционный профиль по линии А-А. 1 – васюганская свита; 2 – георгиевская свита; 3 – баженовская свита; 4 – сортымская свита; 5 – уровни с палеонтологическими находками; 6 – аммониты; 7 – двусторвки; 8 – аммониты.

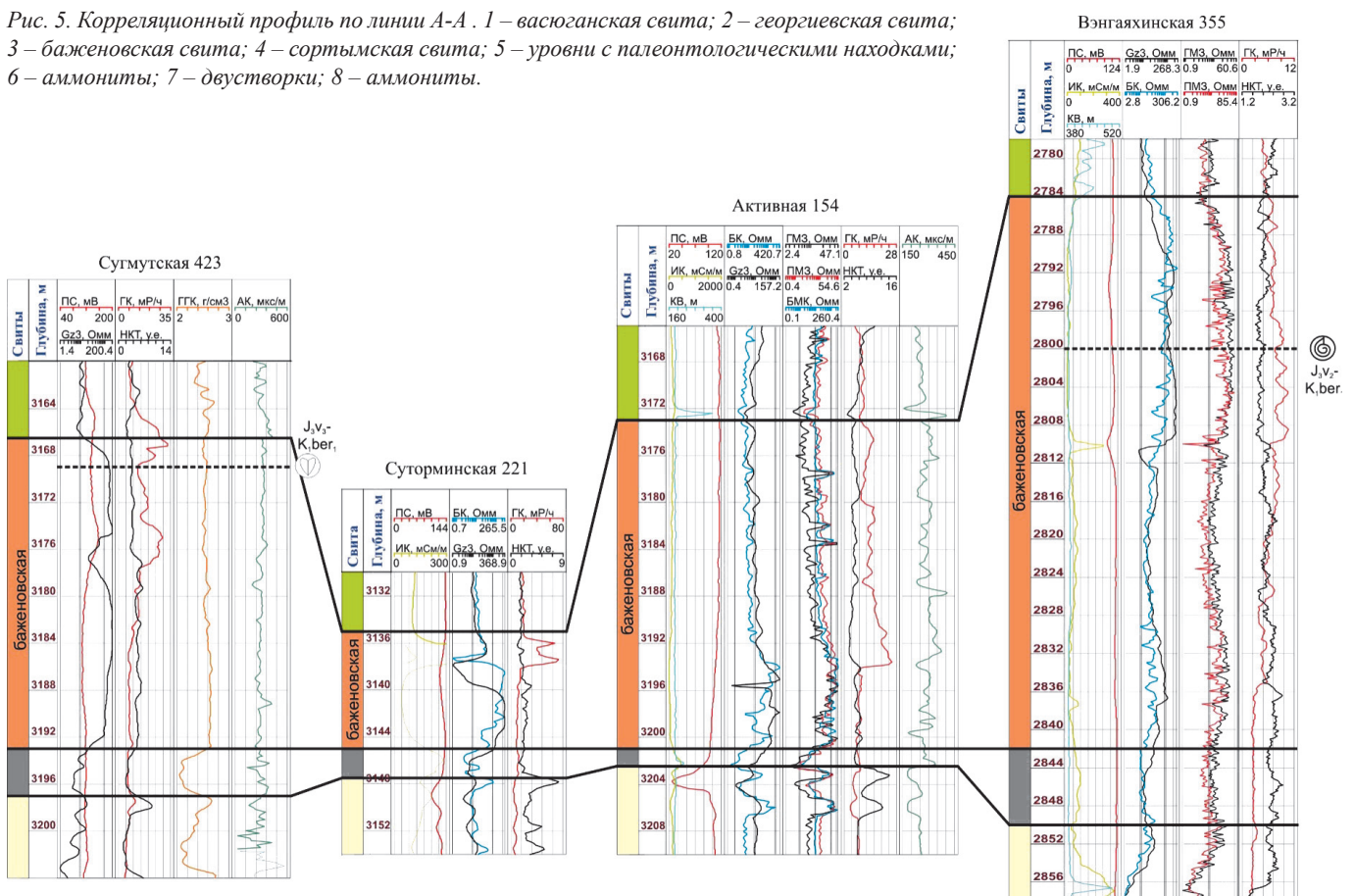


Рис. 6. Корреляционный профиль по линии Б-Б. Условные обозначения см. на рис. 5.

### Перспективы нефтеносности баженовской свиты

В баженовской свите установлено два типа коллектора: пустоты (каверны) в матрице породы и горизонтальная трещиноватость (сланцеватость), заложенная в седиментогенезе. Оба этих типа коллекторов формируются при

катагенезе за счет псевдофазовых превращений керогена (Конторович и др., 2018а). Таким образом, концентрация органического вещества и его катагенез – важнейшие критерии при оценке нефтеносности баженовской свиты. Комплексная интерпретация геофизических, геологических материалов и данных по геохимии ОВ

позволила авторам выполнить прогноз нефтеносности этих отложений (рис. 7). В качестве перспективных и высокоперспективных рассматриваются только те земли, в пределах которых органическое вещество баженовской свиты находится в главной фазе нефтеобразования. На склоне Хантейской гемиантеклизы она началась около 45 млн лет назад (Конторович и др., 2019б), а на Сургутском и Нижневартовском сводах (рис. 1) – позднее. На этих крупных положительных структурах сокращены мощности баженовской свиты (рис. 3), а также отмечается низкий катагенез ОВ (Конторович и др., 2009). На Нижневартовском своде зафиксированы невысокие современные концентрации органического углерода в баженовской свите (Конторович и др., 2018в). Все это связано, по-видимому, с ростом этих структур в волжском веке.

На западе и юго-западе изучаемого региона толщины баженовской свиты с концентрацией  $C_{орг}$  7–10 % достигают 10 м и более (Конторович и др., 2018в). В этих зонах высокий катагенез органического вещества. На Сорымско-Иминской, Вать-Ёганской, Южно-Ягунской, Западно-Имилорской, Западно-Асомкинской и Согорской площадях получены притоки из «классических» разрезов баженовской свиты. Все это позволяет высоко оценивать здесь перспективы ее нефтеносности (рис. 7).

В качестве дополнительных критериев для прогноза также использовались:

- современные температуры в кровле юрского комплекса (Зубков, 2016; Скворцов и др., 2018б),

- толщины выше- и нижележащих флюидоупоров, посчитанные авторами на основе результатов расчленения разрезов верхней юры и нижнего мела по комплексу ГИС,

- средние значения естественной радиоактивности и плотности баженовской свиты (рис. 4А, Б), качественно характеризующие современное содержание в породах керогена,

- средние значения удельного электрического сопротивления (рис. 4В, Г), указывающие на нефтенасыщенность разреза.

Результаты изучения литологии баженовской свиты (Эдер и др., 2016; Немова, 2019 и др.) показывают, что прослой, возможно обладающие хорошими коллекторскими свойствами, распределены по всему ее разрезу. На Сорымско-Иминской и Южно-Ягунской площадях притоки нефти дебитом от 1 до 4.5 м<sup>3</sup>/сут получены из средней и верхней частей разреза, представленных различными по составу микститами и «кокколитовой пачкой». На остальных площадях в южной, «ханты-мансийской», половине изучаемого региона испытывался весь разрез свиты целиком, приток достигает 6 м<sup>3</sup>/сут.

В ЯНАО на Известинском, Вэнгяхинском, Еты-Пуровском месторождениях испытывалась на приток, в основном, верхняя часть разреза баженовской свиты, которая здесь сложена микститами с различным преобладанием основных породообразующих компонент. На Еты-Пуровской площади во всех скважинах притока нефти не было получено, на Вэнгяхинской он изменяется в

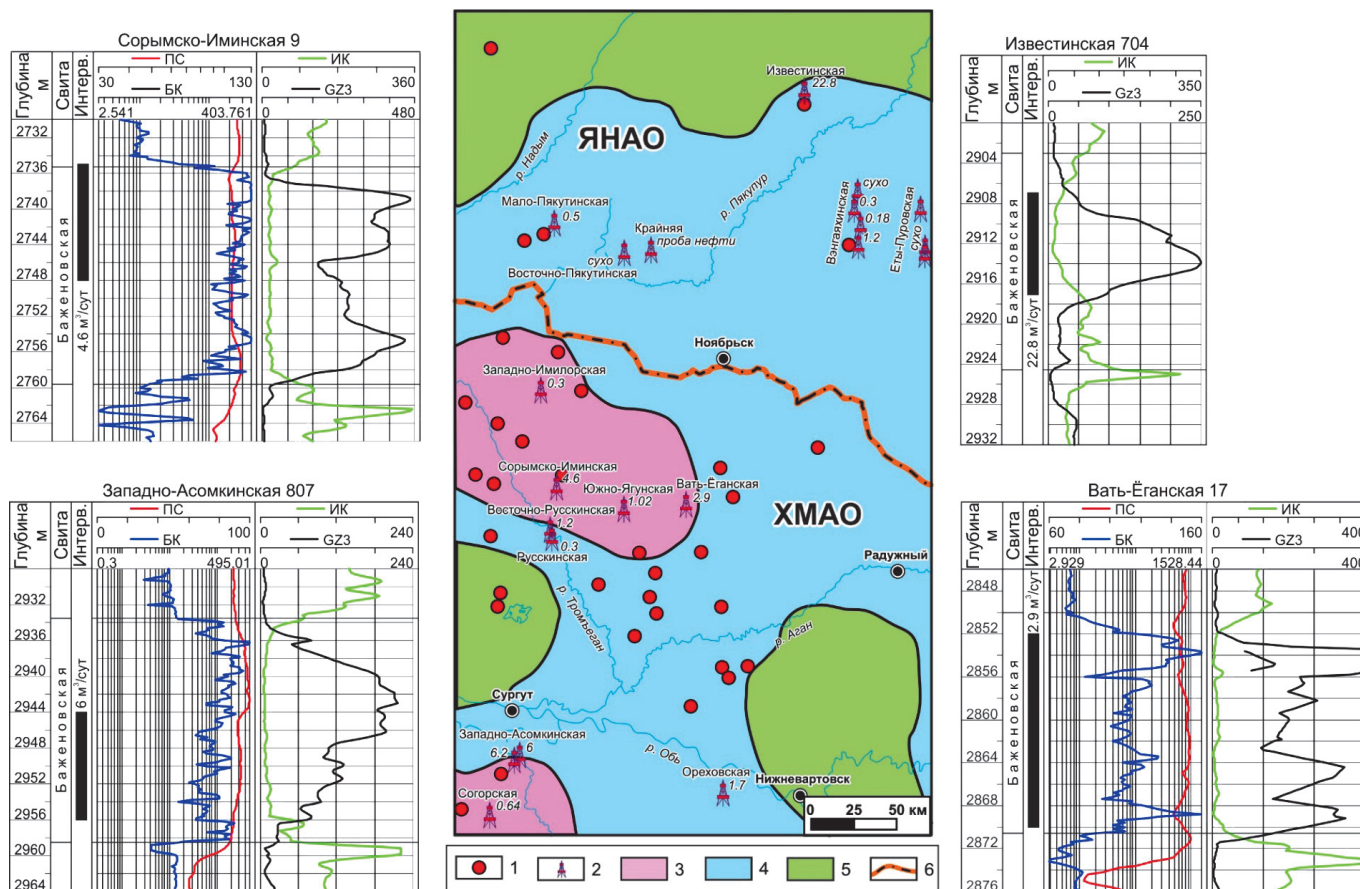


Рис. 7. Карта перспектив нефтеносности баженовской свиты и планиетты с интервалами испытания этих отложений на приток. 1 – месторождения с залежами нефти в баженовской свите; 2 – скважины с испытаниями баженовской свиты на приток; 3 – высокоперспективные территории; 4 – перспективные территории; 5 – малоперспективные территории; 6 – административные границы.

интервале 0–1.2 м<sup>3</sup>/сут, на Крайней и Мало-Пякутинской площадях не превышает 1 м<sup>3</sup>/сут. Наибольший приток нефти получен в скважине Известинская 704 (22.8 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере), залежь баженовской нефти на этом месторождении стоит на государственном балансе. По-видимому, такая большая величина притока обусловлена значительной трещиноватостью свиты на этой площади. Важно отметить, что испытания на этих площадях проводили с 1974 по 1991 годы. Возбуждение пласта производилось сменой глинистого раствора на воду и уменьшением гидростатического давления. По-видимому, именно применением такого неэффективного по сегодняшним меркам способа испытания баженовской свиты объясняются столь незначительные притоки в большинстве скважин.

В этом регионе, помимо Известинского, небольшие по запасам залежи нефти открыты на Пякутинском, Малопякутинском, Вэнгайхинском, Пальниковском месторождениях. На этих площадях толщины баженовской свиты с содержанием  $C_{\text{орг}}$  7–10 % достигают 4–5 м (Конторович и др., 2018в). Она находится в главной зоне нефтеобразования, надежно изолирована ниже- и выше-лежащим флюидоупорами, современные температуры в ее кровле превышают 90 °С. Все это позволяет предполагать здесь наличие промышленных скоплений нефти в баженовской свите. На указанных и соседних площадях на юге ЯНАО необходимо провести повторное, поинтервальное испытание этих отложений на приток с помощью современных технологий и методов интенсификации притока (гидроразрыв пласта, каталитическое воздействие на пласт и др.). Необходимо пробурить скважины с полным отбором керна баженовской свиты, а также перекрывающих и подстилающих отложений, и провести его изучение по современным методикам (Конторович и др., 2018а, б). Изучение этого сложного геологического объекта аналитическими методами позволит:

- определить литологический состав баженовской свиты,
- достоверно выделить в ней нефтематеринские и нефтепродуктивные интервалы,
- изучить структуру баженовского коллектора и характера насыщения его пустотного пространства,
- подобрать оптимальный комплекс ГИС, с помощью которого можно будет рассчитывать литологический состав и геохимические параметры баженовской свиты в скважинах, не охарактеризованных керновым материалом,
- разработать рекомендации к подсчету запасов в баженовской свите,
- разработать рекомендации к созданию технологий добычи нефти из баженовской свиты.

## Выводы

На основе интерпретации широкого комплекса ГИС авторами существенно уточнены границы распространения различных типов разрезов баженовской свиты в Надым-Обском междуречье. Установлено, что таркосалинский тип распространен шире, чем было показано ранее и выделяется также на Вэнгайхинской, Ярайнерской и других площадях. Нижневартовский тип, наоборот, имеет более узкое распространение и выделяется непосредственно в пределах одноименного свода, сменяясь на юг и восток вахским типом разреза.

Комплексный анализ полученных авторами новых геологических, геофизических и опубликованных геохимических материалов показал, что в южной части ЯНАО в междуречье Надыма и Харампура возможно обнаружение промышленных скоплений нефти в баженовской свите. На Пякутинском, Малопякутинском, Вэнгайхинском, Еты-Пуровском, Известинском, Пальниковском, Крайнем месторождениях необходимо провести повторное испытание этих отложений на приток с помощью современных технологий и методов интенсификации притока. На этих и соседних площадях необходимо пробурить новые поисковые и разведочные скважины с полным отбором керна баженовской свиты и провести его изучение по современным методикам с целью детального изучения структуры баженовского коллектора и характера насыщения его пустотного пространства.

## Финансирование/Благодарности

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Проекта 0266-2019-0006 «Разработка методик оценки ресурсов, разведки и подсчета запасов залежей трудно-извлекаемой нефти в углеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых, карбонатных и засоленных песчаных коллекторах» Программы ФНИ IX.131.*

*Авторы выражают благодарность рецензенту за подробный разбор рукописи статьи и ценные замечания.*

## Литература

- Баранова С.С. (2018). Выделение перспективных зон баженовской свиты на территории ЯНАО. *Горные ведомости*, 1, с. 86–96.
- Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. (1986). Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 216 с.
- Зубков М.Ю. (2016). Региональный и локальный прогнозы нефтеносности баженовской и абалакской свит (Западная Сибирь). *Горные ведомости*, 3–4, с. 46–68.
- Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М: ГЕОС, 246 с.
- Колпаков В.А., Спиридонов Д.А., Шайхутдинова Г.Х., Сатгалеев Я.Х., Койнова Н.А., Галиев Т.Р. (2016). Нефтеносность и геологическое строение нормального и аномального разрезов баженовской свиты когалымского региона. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 11, с. 5–17.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. (2019б). Направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века. *Вестник РАН*, 89(11), с. 1095–1104.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Никитенко Б.Л., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Ершов С.В., Костырева Е.А., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Пономарева Е.В., Фомин М.А., Ян П.А. (2019а). Маргинальный фильтр волжско-раннеберийского морского бассейна и его влияние на распределение осадков. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 199–210. <https://doi.org/10.1134/S0024490219030039>
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казанков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>
- Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. (2018б). Геохимия битумоидов баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 2, с. 79–88.
- Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. (2018в). Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 59(3), с. 357–371. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2018.03.007>
- Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. (2018а). Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 5, с. 61–73.

Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. (2016). Классификация пород баженовской свиты. *Геология и геофизика*, 57(11), с. 2034–2043. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2016.10.006>

Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. (2001). Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. *Геология и геофизика*, 42(11–12), с. 1832–1845.

Макарова О.М., Коробова Н.И., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Белохин В.С., Козлова Е.В., Косоруков В.Л., Мануилова Е.А. (2017). Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 155–164. <http://doi.org/10.18599/grs.19.16>

Немова В.Д. (2019). Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 13–17.

Неручев С.Г. (1976). Эпохи радиоактивности в истории Земли и развитие биосферы. *Геология и геофизика*, 5, с. 3–13.

Неручев С.Г. (1982). Взаимосвязь эпох накопления органического вещества и урана с рубежами развития органического мира. *Мат. VIII Межд. конгресса: Геохимия современных ископаемых осадков*, с. 5–15.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. (2014). Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб: ФГУП ВНИГРИ, 323 с.

Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. (2018). Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины. *Геология и геофизика*, 59(7), с. 1053–1074. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.009>

Скворцов М.Б., Кузнецов Г.В., Сурова Н.Д., Копилевич Е.А. (2018б). Новые данные о размещении нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, 2, с. 89–96.

Скворцов М.Б., Немова В.Д., Панченко И.В., Кирсанов А.М. (2018а). Критерии нефтеносности отложений баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 1, с. 109–114.

Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Сулова А.А., Гиляев Р.М. (2017). Обстановки осадконакопления и палеогеографическая зональность баженовского горизонта (титон-нижний берриас) Западной Сибири. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 134–143. <http://doi.org/10.18599/grs.19.14>

Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Сулова А.А., Гиляев Р.М. (2016). Палеогеографические условия в Западно-Сибирском бассейне в титон-раннем берриасе. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 6, с. 10–19.

Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Жигульский И.А. (2016). Литология баженовской свиты в районах Хантейской гемиантеклизы и Межовского мегамыса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Геология нефти и газа*, 6, с. 87–96.

Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Ян П.А. (2017). Закономерности распространения кремнистых пород и “кокколитовой” пачки баженовской свиты. *Геология и геофизика*, 58(3–4), с. 511–521. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.017>

Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балущкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова А.Г., Савченко Н.И. (2019). Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири. *Георесурсы*, 21(2), с. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>

Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н., Жигульский И.А. (2015). Особенности литологического состава основных типов разрезов баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 6, с. 96–106.

Soeder J. Daniel, Borglum J. Scyller (2019). The fossil fuel revolution. *Shale gas and tight oil*. Elsevier, 336 p.

## Сведения об авторах

*Михаил Александрович Фомин* – канд. геол.-мин. наук, заведующий лабораторией проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; старший преподаватель, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, проспект ак. Коптюга, 3  
E-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

*Рашид Маратович Саитов* – младший научный сотрудник лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, проспект ак. Коптюга, 3

Статья поступила в редакцию 08.04.2020;

Принята к публикации 16.06.2020; Опубликовано 30.09.2020

IN ENGLISH

## Section types and oil prospects of the Bazhenov Formation in the Nadym-Ob interfluvium

M.A. Fomin<sup>1,2</sup>, R.M. Saitov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Mikhail A. Fomin, e-mail: fominma@ipgg.sbras.ru

**Abstract.** The article presents the results of studying the geological structure of the Bazhenov Formation in the Nadym-Ob interfluvium of Western Siberia with the aim of predicting the oil content of this black shale stratum. As a result of interpretation of a wide range of well logging represented by electric, radioactive and acoustic logging, with subsequent matching of these results with paleontological definitions of micro- and macrofauna, the distribution of the Salym, Nizhnevartovsky and Tarkosalinsky types of sections of the Bazhenov Formation was clarified, transitional areas between them were identified. It has been established that the Tarkosalinsky type is more widespread in the western direction than was shown earlier and is also distinguished in the Vengayakhinskaya, Yaraynerskaya and other areas. The Nizhnevartovsky type, on the contrary, has a narrower distribution and stands out directly within the same name arc and to the south by the Variegasky-Tagrinsky megahigh.

On the basis of geological, geochemical, geophysical criteria and the results of an inflow test in deep wells, a map of the oil potential prospects of the “classical” sections of the Bazhenov Formation has been compiled. Regional prerequisites (high catagenesis of organic matter, significant modern concentrations of organic carbon, etc.) for the discovery of industrial accumulations of oil in the Bazhenov Formation in the southern regions of the Yamalo-Nenets Autonomous Area are identified. The results of the test for the inflow of the Bazhenov Formation in this area in the 70–90s XX century were analyzed; repeated, interval testing of these deposits using modern methods of stimulation of the inflow is recommended. The necessity of laboratory lithological, petrophysical, geochemical study of the core of the Bazhenov Formation in the southern part of the Yamalo-Nenets Autonomous Area is substantiated with the aim of determining its lithological composition, identifying oil source

and oil productive intervals, studying the reservoir structure and the nature of saturation of its void space, developing recommendations for calculating oil reserves and creating technology for its cost-effective production.

**Key words:** Bazhenov Formation, West Siberia, types of sections, oil content

**Recommended citation:** Fomin M.A., Saitov R.M. (2020). Section types and oil prospects of the Bazhenov Formation in the Nadym-Ob interfluve. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 2–11. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.2-11>

#### Acknowledgments

The study was carried out with the financial support of Project 0266-2019-0006 «Development of methods for resource assessment, exploration and calculation of reserves of hard-to-recover oil deposits in carbonaceous carbonate-clay-siliceous, carbonate and saline sand reservoirs» of the FNI Program IX.131.

The authors are grateful to the reviewer for a detailed analysis of the manuscript and valuable comments.

#### References

- Baranova S.S. (2018). Highlighting promising zones of the Bazhenov Formation on the territory of the Yamalo-Nenets Autonomous Area. *Gornye Vedomosti*, 1, pp. 86–96. (In Russ.)
- Braduchan Yu.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. (1986). Bazhenov Horizon of Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil content). Novosibirsk: Nauka, 216 p. (In Russ.)
- Eder V.G., Kostyreva E.A., Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Sotnich I.S., Kozlova E.V., Zamirailova A.G., Savchenko N.I. (2019). New data on lithology, organic geochemistry, and conditions for the formation of the Bazhenov formation of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 129–142. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>
- Eder V.G., Zamirailova A.G., Yan P.A. (2017) The regularities of the distribution of siliceous mudstones and “coccolith” member of the Bazhenov Formation. *Russian Geology and Geophysics*, 58(3–4), pp. 416–424. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.017>
- Eder V.G., Zamirailova A.G., Zhigulsky I.A. (2016). Lithology of the Bazhenov formation in the areas of the Khantey hemianteclyse and Mezhevskiy megamys of the West Siberian oil and gas basin. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 6, pp. 87–96. (In Russ.)
- Eder V.G., Zamirailova A.G., Zanin Yu.N., Zhigulsky I.A. (2015). Features of the lithological composition of the main types of sections of the Bazhenov Formation. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 6, pp. 96–106. (In Russ.)
- Kolpakov V.A., Spiridonov D.A., Shaykhutdinova G.Kh., Satgaleev Y.Kh., Koinova N.A., Galiev T.R. (2016). Oil content and geological structure of the normal and anomalous sections of the Bazhenov formation of the Kogalym region. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, Geophysics and Oil and Gas Field Development*, 11, pp. 5–17. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V. (2019). The main directions of development of the oil complex of Russia in the first half of the XXI century. *Vestnik RAN = Bulletin of the Russian Academy of Sciences*, 89(11), pp. 1095–1104. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Nikitenko B.L., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ershov S.V., Kostyreva E.A., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Y., Ponomareva E.V., Fomin M.A., Yan P.A. (2019). Volgian-Early Berriasian Marginal Filter in the West Siberian Marine Basin and Its Influence on Sediment Distribution. *Lithology and Mineral Resources*, 54(3), pp. 187–199. <https://doi.org/10.1134/S0024490219030039>
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenko V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747–779. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>
- Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S., Yan P.A. (2018b). Geochemistry of bitumoids of the Bazhenov formation. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 2, pp. 79–88. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Burshtein L.M., Glinskikh V.N., Kim N.S., Kostyreva E.A., Pavlova M.A., Rodchenko A.P., Yan P.A. (2018). Distribution of organic matter in rocks of the Bazhenov Horizon (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*, 59(3), pp. 285–298. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2018.03.007>
- Kontorovich A.E., Rodyakin S.V., Burshtein L.M., Kostyreva E.A., Ryzhkova S.V., Yan P.A. (2018a). Porosity and oil saturation of rocks of the Bazhenov formation. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 5, pp. 61–73. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. (2016). Classification of rocks of the Bazhenov Formation. *Russian Geology and Geophysics*, 57(11), pp. 1606–1612. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2016.10.006>
- Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. (2001). The tectonic structure and history of tectonic development of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i Geophysika = Geology and Geophysics*, 42, 11–12, pp. 1832–1845. (In Russ.)
- Makarova O.M., Korobova N.I., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Belokhin V.S., Kozlova E.V., Kosorukov V.L., Manuilova E.A. (2017). The main rock types of the Bazhenov Formation on the Surgut arch and adjacent territories. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 155–164. <http://doi.org/10.18599/grs.19.16>
- Nemova V.D. (2019). Multilevel lithological typization of rocks of the Bazhenov Formation. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 8, pp. 13–17. (In Russ.)
- Neruchev S.G. (1982). The relationship of the epochs of accumulation of organic matter and uranium with the boundaries of the development of the organic world. *Proc. VIII Int. Congress: Geochemistry of modern fossil sediments*, pp. 5–15. (In Russ.)
- Neruchev S.G. (1976). The era of radioactivity in the history of the Earth and the development of the biosphere. *Geologiya i Geophysika = Geology and Geophysics*, 5, pp. 3–13. (In Russ.)
- Prishepa O.M., Averyanova O.Yu., Ilyinsky A.A., Morariu D. (2014). Oil and gas of low-permeability shale strata – the reserve of the raw material base of hydrocarbons in Russia. St.Petersburg: VNIGRI, 323 p. (In Russ.)
- Ryzhkova S.V., Burshtein L.M., Ershov S.V., Kazanenko V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Y., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.N., Beizel A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. (2018). The Bazhenov Horizon of West Siberia: structure, correlation, and thickness. *Russian Geology and Geophysics*, 59(7), pp. 846–863. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.009>
- Skvortsov M.B., Kuznetsov G.V., Surova N.D., Kopilevich E.A. (2018b). New data on the location of oil and gas productive zones of Bazhenov deposits in Western Siberia. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 2018b, 2, pp. 89–96. (In Russ.)
- Skvortsov M.B., Nemova V.D., Panchenko I.V., Kirsanov A.M. (2018a). Oil-bearing criteria for sediments of the Bazhenov Formation. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 1, pp. 109–114. (In Russ.)
- Soeder J. Daniel, Borglum J. Scyller (2019). The fossil fuel revolution. Shale gas and tight oil. Elsevier, 336 p.
- Stafeev A.N., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Gilae R.M. (2017). Conditions of sedimentation and paleogeographic zoning of the Bazhenov Horizon (Tithon-Lower Berrias) in West Siberia. *Georesursy = Georesources*. Special issue, pp. 134–143. <http://doi.org/10.18599/grs.19.14>
- Stupakova A.V., Stafeev A.N., Suslova A.A., Gilae R.M. (2016). Paleogeographic conditions in the West Siberian Basin during the Tithonian–Early Berriasian. *Moscow University Geology Bulletin*, 72, pp. 8–17. <https://doi.org/10.3103/S0145875217010112>
- Zubkov M.Yu. (2016). Regional and local forecasts of the oil content of the Bazhenov and Abalak Formations (Western Siberia). *Gornye Vedomosti*, 3–4, pp. 46–68. (In Russ.)

#### About the Authors

*Mikhail A. Fomin* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory for Problems of Geology, Exploration and Development of Hard-to-Recover Oil Fields, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Senior Lecturer, Novosibirsk State University

3, Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation  
E-mail: [FominMA@ipgg.sbras.ru](mailto:FominMA@ipgg.sbras.ru)

*Rashid M. Saitov* – Junior Researcher, Laboratory for Problems of Geology, Exploration and Development of Hard-to-Recover Oil Fields, 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

Manuscript received 8 April 2020;

Accepted 16 June 2020; Published 30 September 2020

# Нефтегазоматеринские отложения силура поднятия Чернова (Тимано-Печорский бассейн)

И.С. Котик<sup>1\*</sup>, Т.В. Майдль<sup>1</sup>, О.С. Котик<sup>1</sup>, Н.В. Пронина<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, Россия

<sup>2</sup>Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Силурийские нефтегазоматеринские отложения являются одними из наименее изученных в Тимано-Печорском бассейне. В основном это связано с их залеганием на больших глубинах (3,0–4,5 км) и ограниченностью вскрытия скважинами этого стратиграфического интервала. Другим источником информации являются естественные обнажения силура, которые известны в восточной и северо-восточной части Тимано-Печорского бассейна. Изученный разрез силурийских отложений вскрывается на р. Падимейтывис, расположенный на поднятии Чернова в северо-восточной части бассейна. Данная статья посвящена изучению силурийских нефтегазоматеринских отложений по результатам литологических, углепетрографических исследований и геохимии органического вещества. Изученный разрез сложен карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями, сформировавшихся в мелководно-шельфовых условиях. Для большей части разреза, сложенной иловыми и илово-биокластовыми известняками характерны невысокие концентрации органического вещества ( $C_{орг}$  в основном менее 0,3 %). Повышенные содержания  $C_{орг}$  (до 1,16 %) характерны для глинисто-карбонатных разностей пород, которые составляют около 20 % разреза. Отложения с повышенными концентрациями органического вещества формировались в изолированных и углубленных участках дна в целом мелководного бассейна. Оценка степени катагенетической преобразованности по данным пиролиза Rock-Eval, углепетрографических исследований и индексов окраски конодонтов показала, что органическое вещество достигло условий середины-конца главной зоны нефтегенерации (градация МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>). Полученные геохимические характеристики ( $C_{орг}$ , S<sub>2</sub>, HI) с учетом определенного уровня зрелости органического вещества свидетельствуют, что силурийские нефтегазоматеринские отложения обладали средним углеводородным потенциалом.

**Ключевые слова:** поднятие Чернова, силурийские отложения, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, катагенез, углеводороды

**Для цитирования:** Котик И.С., Майдль Т.В., Котик О.С., Пронина Н.В. (2020). Нефтегазоматеринские отложения силура поднятия Чернова (Тимано-Печорский бассейн). *Георесурсы*, 22(3), с. 12–20. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.12-20>

## Введение

Силурийские отложения в составе среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса в Тимано-Печорском бассейне рассматриваются как одни из источников для генерации углеводородов (УВ) (Баженова и др., 2008; Клименко, Анищенко, 2010; Данилевский и др., 2003). Залежи нефти в силурийских отложениях установлены на прилегающих к поднятию Чернова территориях – гряде Чернышева и Варандей-Адзввинской структурной зоне. Наличие нефтегазоматеринских пород, обладающих необходимыми для процессов генерации геохимическими параметрами, свидетельствует о генерации УВ в силурийских отложениях. Оценка нефтематеринских свойств отложений силура в исследуемом районе Тимано-Печорского бассейна приведена в немногочисленных публикациях и на ограниченном керновом материале (Баженова и др., 2008, Данилов и др., 2011, Котик и др., 2016, Песецкая, Павлова, 1997). В основном это связано с их залеганием на больших глубинах (3,0–4,5 км) и ограниченностью вскрытия скважинами данного стратиграфического интервала. Недостаток фактического материала возможно восполнить исследованием

силурийских отложений в естественных обнажениях, которые известны на поднятии Чернова. Изучение строения осадочного разреза силура в естественных выходах, выделение потенциальных нефтегазогенерировавших толщ и характеристика органического вещества (ОВ), являются целью проведенных литологических, геохимических и углепетрографических исследований, результаты которых обсуждаются в данной статье.

## Район и объект исследований

Исследуемая территория расположена на северо-востоке Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна в пределах поднятия Чернова. Поднятие Чернова представляет собой линейную в плане структуру, отделяющую Кортаихинскую впадину от Варандей-Адзввинской структурной зоны и Косью-Роговской впадины (Тимонин, Юдин, Беляев, 2004) (рис. 1). Северо-западная половина поднятия (Вашуткино-Талотинский надвиг) в виде моноклинально погружающихся отложений имеет более простое строение, а юго-восточная осложнена встречно падающими надвигами, образующими клиновидную в разрезе форму.

Изученный нами разрез силурийских отложений на протяжении около 500 метров вскрывается в каньоне р. Падимейтывис левого притока р. Кортаиха. Залегание

\* Ответственный автор: Иван Сергеевич Котик  
E-mail: [ivkotik@gmail.com](mailto:ivkotik@gmail.com)

© 2020 Коллектив авторов

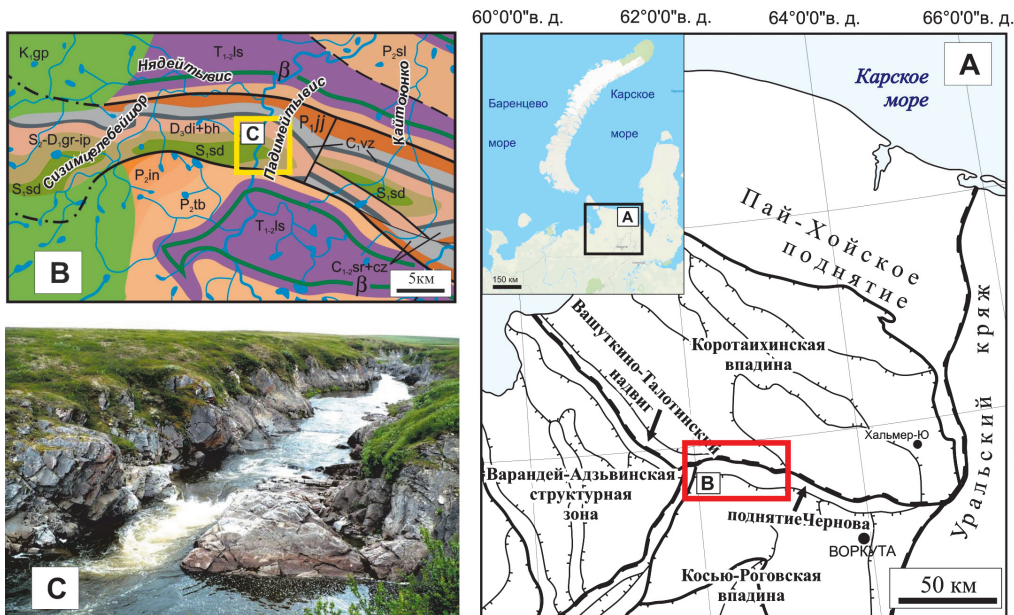


Рис. 1. Обзорная схема района исследований и расположение изученного разреза силурийских отложений. А – карта тектонического районирования (Белонин и др., 2004), В – геологическая карта (Государственная геологическая карта..., 2007), С – фото выходов силурийских отложений в каньоне р. Падимейтывис.

пород достаточно выдержанное, при общем падении на север под углом 60–65°. Вскрытая мощность разреза составляет около 460 м. В возрастном диапазоне силурийские отложения здесь представлены венлокским, лудловским и пржидольским ярусами (Чернов, 1972; Безносова, 2008).

### Методы исследований

Комплекс исследований включал петрографическое и химическое изучение литологического состава пород и углепетрографические и геохимические исследования рассеянного ОБ.

Микроскопическое изучение ОБ пород проводилось в аншлифах при простом отраженном и ультрафиолетовом свете на микроскопе Leica DM-2500 (МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва), а также в шлифах в проходящем свете на микроскопе MeF-2.

Содержания органического углерода ( $C_{орг}$ , %) в породе определялось на экспресс-анализаторе АН-7529 методом сжигания в токе кислорода образцов, предварительно обработанных 10-процентной соляной кислотой. Выход битумоидов в породах определялся методом горячей экстракции хлороформом в аппаратах Сокслета. Газохроматографический анализ УВ состава насыщенной фракции (*n*-алканов и изопреноидов) хлороформных экстрактов проводился на приборе «Кристалл 2000М». Этот комплекс исследований проводился в ЦКП «Геонаука» (г. Сыктывкар).

Пиролитические характеристики ОБ  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $T_{max}$  получены на приборе Source Rock Analyzer (SR Analyzer, Humble Instruments) (ИНГТ СО РАН, г. Новосибирск). Для определения влияния свободных УВ на величину пика  $S_2$  и получения более корректных значений параметра  $T_{max}$  выполнен повторный пиролиз образцов пород после экстракции хлороформом на приборе Rock-Eval 6 Standard (Vinci Technologies) (ВНИГНИ, г. Москва).

### Результаты исследований и их обсуждение Литологическая характеристика разреза

В силурийское время исследуемая территория представляла собой морской эпиконтинентальный бассейн с обстановками типичной мелководной карбонатной

платформы (Антошкина и др., 2011, 2015). Фациальные условия седиментации в осадочном бассейне неоднократно менялись, что приводило к накоплению различных по вещественному составу и структурно-текстурным особенностям карбонатных и глинисто-карбонатных осадков. В исследуемом разрезе силурийских отложений по особенностям литологического состава снизу вверх выделяются 4 пачки: глинисто-известковая, известковая, глинисто-доломитово-известковая и известковая (рис. 2).

Первая глинисто-известковая пачка (160 м) сложена известняками, доломитистыми известняками с прослоями глинистых известняков и мергелей (рис. 3, а-е). Известняки представлены волнисто-слоистыми микробиаально-густковыми, иловыми и илово-детритовыми разностями с пятнисто-полосчатой и пятнистой текстурой. Преобладают известняки со структурой мадстоунов и вакстоунов, реже пак-вакстоунов (рис. 3, а, б). В верхней части пачки увеличивается доля глинисто-карбонатных слоев. Среди известняков преобладают иловые мадстоуны и пелоидно-остракодовые вакстоуны с мелкими литокластами (рис. 3, с). Вторая известковая пачка (161 м) сложена преимущественно биокластовыми и илово-биокластовыми известняками, по структуре пак-вакстоунами, реже мадстоунами (рис. 3, f, e). В нижней и верхней части пачки присутствуют известняки со строматолитовыми биостромами. Третья пачка (84 м) отличается глинисто-доломитово-известковистым составом. Ее слагают известняки, доломитовые известняки пелоидно-биокластовые и доломиты известковистые глинистые (рис. 3, h-j). По структуре преобладают мадстоуны и вакстоуны. Завершает разрез известковая пачка (52 м), сложенная известковыми мадстоунами с редкими биокластами (рис. 3, k) и строматолитовыми известняками. В кровле пачки залегают биокластовые известняки со структурой пакстоунов (рис. 3, l).

### Фациальные условия накопления ОБ

Рассмотрение литологического состава в изученном разрезе показывает, что формирование силурийских отложений в условиях мелководного шельфа не способствовало накоплению выдержанных по мощности

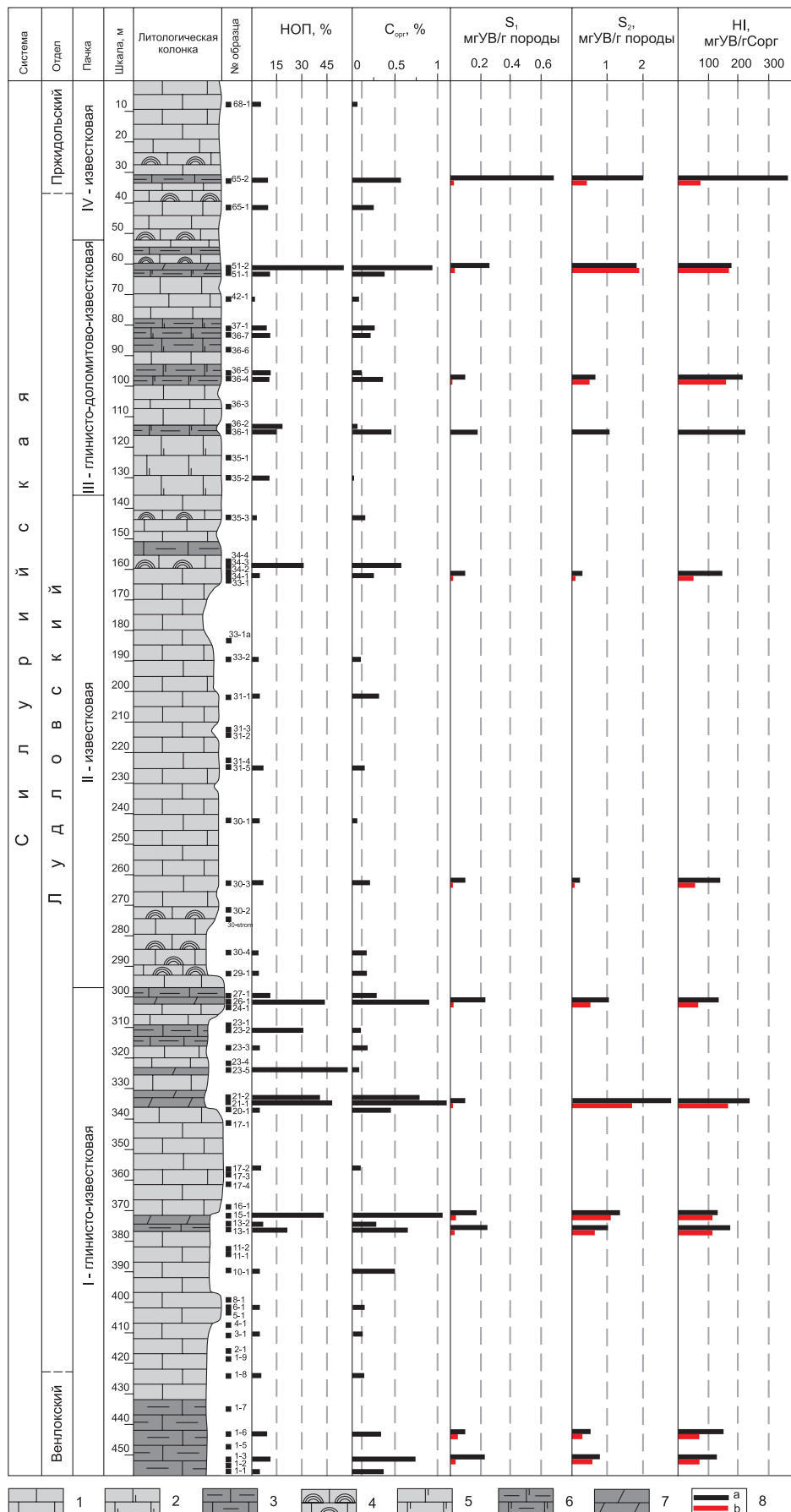


Рис. 2. Литологический состав и распределение геохимических параметров по разрезу. 1 – известняк, 2 – известняк доломитистый и доломитовый, 3 – глинистый известняк, 4 – известняк строматолитовый, 5 – доломит известковистый и известковый, 6 – доломит известковистый и известковый глинистый, 7 – мергель, 8 – данные пиролиза Rock-Eval: a – до экстракции, b – после экстракции.

и обогащенных ОВ нефтегазо-материнских отложений (рис. 2). Накопление глинисто-карбонатных отложений с повышенными содержаниями  $C_{org}$  в изученном разрезе связано с отдельными углубленными участками дна в целом мелководного бассейна.

Обогащенные ОВ глинистые известняки и доломиты, слагающие преимущественно I и III пакки, формировались в сублиторальных условиях. Микрозернистая структура, характер слоистости, редкие следы биотурбации, бедность фаунистическими остатками, указывают на относительную изоляцию бассейна седиментации (рис. 4, а). В углубленных участках сублиторали в периоды максимального стояния уровня моря формировались наиболее обогащенные ОВ мергели (рис. 4, b).

В обоих случаях обстановки осадконакопления способствовали относительному накоплению органического материала и его консервации. Это обусловлено тем, что ограниченная циркуляция вод препятствуют свободному кислородному обмену и разложению ОВ аэробными гетеротрофными организмами. Наличие терригенной примеси в осадках также благоприятствует аккумуляции ОВ. Адсорбция растворенного ОВ на поверхности минеральных частиц способствует более быстрому осаждению через толщу воды и увеличивает его защищенность от разрушения бактериями (Баженова и др., 2000).

Бедность ОВ биокластовых и пелоидно-биокластовых известняков, характерных для II и IV пакчек, обусловлена их накоплением в условиях литорали-сублиторали с активной гидродинамикой водной среды и жизнедеятельностью бентосных организмов, не способствовавших сохранению и концентрированию ОВ (рис. 4, b). Активная циркуляция в водной толще обеспечивала постоянное восполнение кислородом, который расходовался на разложение ОВ. Биотурбация осадков бентосными организмами обеспечивала дополнительную аэрацию отложений и деградацию ОВ (Demaison, Moore, 1980).



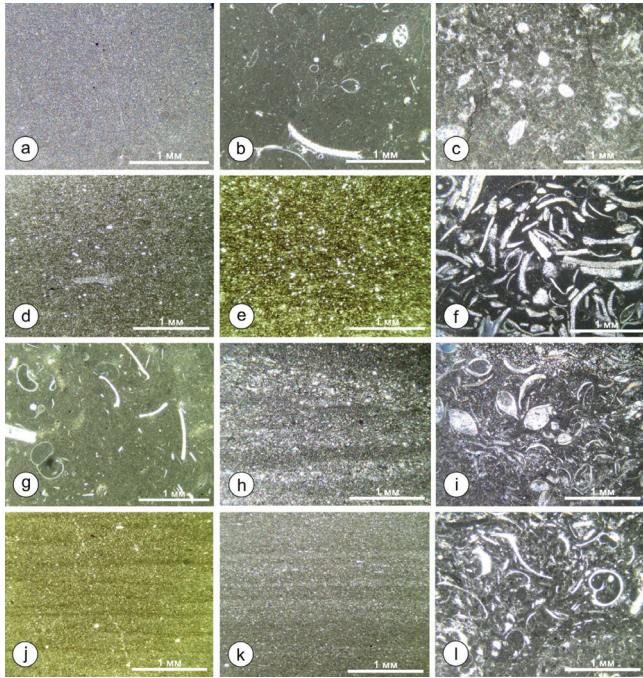


Рис. 3. Основные литологические типы пород силурийских отложений, слагающие выделенные пачки. I пачка: а – известняк микрозернистый, мадстоун, обр. 6-1, б – известняк микрозернистый с биокластами, вакстоун, обр. 17-2, с – известняк пелоидно-остракодовый, вакстоун, обр. 23-3, d – известняк глинистый, мадстоун, обр. 13-1, e – мергель, обр. 26-1; II пачка: f – известняк биокластовый, пакстоун, обр. 30-2, g – известняк микрозернистый с биокластами, вакстоун, обр. 31-5, III пачка: h – доломит известковистый, мадстоун, обр. 36-5, i – известняк доломитовый, пелоидно-биокластовый, пакстоун, обр. 36-6, j – доломит глинистый, мадстоун, обр. 51-1; IV пачка: k – известняк микрозернистый, мадстоун, обр. 65-1, l – известняк биокластовый, пакстоун, обр. 68-5.

**Содержание, УВ потенциал и катагенез ОБ**

Концентрации  $C_{орг}$  в исследованных породах изменяются от 0,02 до 1,16 % и находятся в зависимости от их литологического состава (рис. 2). Биокластовые, пелоидно-биокластовые, иловые и илово-биокластовые известняки характеризуются низкими содержаниями  $C_{орг}$ , в основном не превышающих 0,30 %. В глинистых известняках и доломитах (нерастворимый остаток породы (НОП) – 9–21 %) концентрация  $C_{орг}$  повышается до 0,74 %. Максимальные содержания до 0,83–1,16 % установлены в

карбонатно-глинистых породах с повышенной глинистой составляющей (НОП – 43–55 %). В целом, глинисто-карбонатные отложения с повышенным содержанием ОБ в основном распространены в пачках I и III, суммарной мощностью около 110 м, что составляет примерно 20 % разреза (рис. 2).

Полученные при пиролизе Rock-Eval значения параметров  $S_1$  и  $S_2$  для исследованных образцов составляют 0,10–0,68 мг УВ/г породы и 0,21–2,76 мг УВ/г породы, соответственно (табл. 1, рис. 2). Водородный индекс (НИ) изменяется в пределах 122–363 мг УВ/г  $C_{орг}$ . Генерационный потенциал ( $S_1+S_2$ ), как и содержание  $C_{орг}$  зависит от литологии пород. Наиболее высокие значения установлены в глинистых известняках и доломитах – 1,06–2,86 мг УВ/г породы. Для биокластовых известняков значение  $S_1+S_2$  наиболее низкое – 0,31–0,37 мг УВ/г породы.

Пиролитические исследования образцов после горячей экстракции, частично освобожденных от УВ и смолисто-асфальтовых компонентов, показывают сокращение пиков  $S_1$  и  $S_2$ . Параметр  $S_1$  значительно уменьшается и выравнивается, составляя 0,01–0,05 мг УВ/г породы (рис. 2, табл. 1). Значение параметра  $S_2$  снижается на 15–79 %. Уменьшение пика  $S_2$  приводит, соответственно, к снижению значений НИ (рис. 2). Для ряда глинистых известняков и доломитов НИ после экстракции снизился на 10–30 %, а существенное уменьшение показателя до 60 % характерно для биокластовых известняков (табл. 1, рис. 2).

Степень катагенетической преобразованности ОБ определялась на основании данных пиролиза, углепетрографических исследований и индексов окраски конодонтов (ИОК).

Уровень катагенетической преобразованности ОБ по результатам пиролиза оценивался двумя параметрами – величиной  $T_{max}$  и значениям индекса продуктивности (PI). Величина  $T_{max}$  изменяется в диапазоне 421–452 °С. Значения индекса PI для большинства образцов изменяются в пределах 0,02–0,14 (табл. 1, рис. 5). Наблюдаемые для образцов 30-3 и 34-1 высокие значения PI 0,18–0,30 при низких значениях  $T_{max}$  421–429 отражают эффект присутствия в породах миграционных битумов (Лопатин, Емец, 1987) (рис. 5). В целом, полученные данные  $T_{max}$  и PI указывают на уровень зрелости ОБ, соответствующий середине-концу главной зоны нефтеобразования (МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>).

Результаты определения зрелости ОБ по данным пиролиза согласуются с проведенной ранее оценкой катагенеза

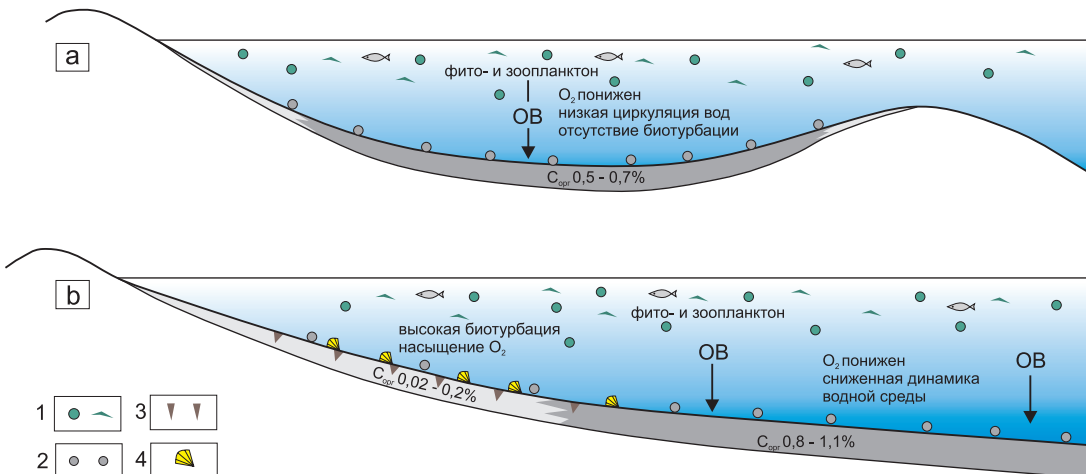


Рис. 4. Модель накопления обогащенных ОБ силурийских отложений в изолированных (лагунных) (а) и открытоморских (сублиторальных) (b) условиях. 1 – фито- и зоопланктон; 2 – органическое вещество; 3 – биотурбация; 4 – бентосная фауна.

№ обр.	Порода	НОП, %	$C_{орг}$ , %	$C_{орг}^{эк}$ , %	$S_1$ , мг УВ/г породы	$S_2$ , мгУВ/г породы	$S_1^{эк}$ , мг УВ/г породы	$S_2^{эк}$ , Мг УВ/г породы	НП, мг УВ/г Сорг	$НП^{эк}$ , мг УВ/г Сорг	$T_{max}^{эк}$ , °С	$PI^{эк}$
1-3	известняк глинистый	12	0,70	0,66	0,21	0,85	0,03	0,62	122	73	441	0,05
1-6	известняк	9	0,34	0,30	0,10	0,51	0,05	0,30	148	71	438	0,14
13-1	известняк глинистый	21	0,62	0,57	0,24	1,06	0,02	0,68	170	110	452	0,02
15-1	мергель	43	1,10	1,06	0,18	1,35	0,03	1,15	123	111	448	0,02
21-1	мергель	48	1,16	1,13	0,10	2,76	0,01	1,70	238	168	440	0,01
26-1	мергель	44	0,83	0,77	0,23	1,03	0,02	0,49	124	67	438	0,03
30-3	известняк биокластовый	7	0,15	0,12	0,10	0,21	0,02	0,05	144	56	421	0,30
34-1	известняк биокластовый	5	0,19	0,16	0,10	0,27	0,02	0,11	140	52	429	0,18
36-1	доломит глинистый	15	0,44		0,19	0,95			217			
36-4	доломит известковый	11	0,31	0,28	0,10	0,67	0,01	0,52	215	162	446	0,02
51-2	мергель	55	0,98	0,91	0,25	1,81	0,03	1,89	184	172	440	0,02
65-2	известняк глинистый	10	0,55	0,48	0,68	1,98	0,02	0,41	363	76	435	0,05

Табл. 1. Данные пиролитических исследований (Rock-Eval). НОП – нерастворимый остаток породы;  $C_{орг}$  – содержание органического углерода;  $C_{орг}^{эк}$  – содержание органического углерода после экстракции;  $S_1, S_2, НП – 100 * S_2 / C_{орг}$  – результаты пиролитических образцов до экстракции;  $S_1^{эк}, S_2^{эк}, НП^{эк}, T_{max}^{эк}, PI^{эк} – S_1^{эк} / S_1^{эк} + S_2^{эк}$  – результаты пиролитических образцов после экстракции

по данным ИОК (Котик и др., 2017). Изменение окраски конодонтовых элементов используется в качестве приближенной оценки степени термального преобразования вмещающих пород и, соответственно, заключенного в них ОВ. Полученные значения ИОК для силурийских отложений составляют 1,5–2,0 (рис. 6), что свидетельствует об интенсивности прогресса вмещающих толщ до 140 °С (Erstein, Erstein, Harris, 1977). Данный уровень термального воздействия отвечает условиям катагенеза на грации МК<sub>2</sub> главной зоны нефтеобразования (Справочник..., 1998).

Углепетрографические исследования не позволили провести оценку катагенетической преобразованности ОВ из-за отсутствия мацералов, подходящих для замеров показателя отражения. Однако наличие качественных признаков, таких как слабое свечение в ультрафиолетовом свете или его полное отсутствие, а также отсутствие ореольных битуминозных структур, может свидетельствовать

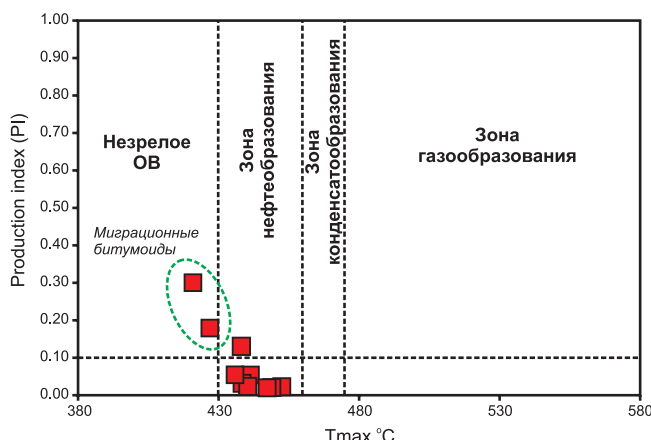


Рис. 5. Катагенез ОВ по значениям пиролитических параметров  $T_{max}$  и индекса продуктивности (PI)

о значительной преобразованности ОВ на уровне конца зоны нефтегенерации.

Проведенные ранее исследования Д.А. Бушнева, Н.С. Бурдельной (Бушнев, Бурдельная, 2012) для образцов силурийских отложений разреза р. Падимейтывис и его притока руч. Безымянного установили более высокую катагенетическую зрелость ОВ. По данным распределения полициклических УВ стеранового и гопанового рядов катагенез ОВ достигает градаций МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub> и возможно выше (Бушнев, Бурдельная, 2012).

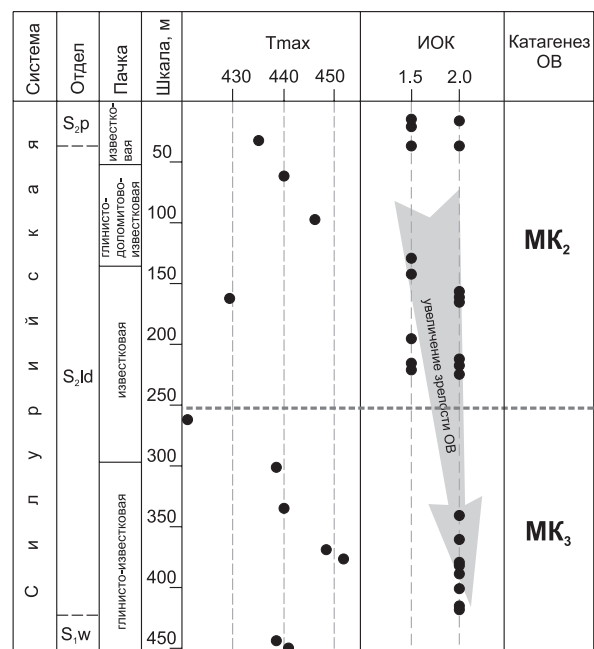


Рис. 6. Изменение катагенетической преобразованности ОВ по разрезу

Таким образом, совокупность имеющихся данных указывает на уровень катагенетической преобразованности ОБ, соответствующий середине-концу главной зоны нефтеобразования. Полученные геохимические характеристики ( $C_{орг}$ ,  $S_2$ , HI) с учетом определенного уровня зрелости ОБ, свидетельствуют, что исследованные нефтегазоматеринские породы силурийских отложений обладали средним УВ потенциалом.

### Состав и тип ОБ

Изучение образцов глинисто-карбонатных пород (образцы 21-1, 26-1, 51-2), наиболее обогащенных ОБ, углепетрографическими методами не выявили содержание таких мацералов, как битуминит (pre-mature, mature) и «твердых битумов» (post-mature) (Taylor, Liu, Teichmüller, 1991). Все органические компоненты представлены битумами, которые являются конечными продуктами преобразования альгогенного ОБ. В породах битумы присутствуют в виде пленок между минеральными зернами и налетов на них, что придает ей коричневатый оттенок в простом отраженном свете (рис. 7, а-с). Наиболее отчетливо распределение битумов в породе наблюдается в ультрафиолетовом свете, где они образуют протяженные слои и отдельные изолированные включения (рис. 7, d-f).

В карбонатных породах, являющихся своего рода коллекторами для УВ, битуминозность проявляется иным образом. Битумы заполняют в породе стилолитовые швы, трещины и пустоты, что свидетельствует об их частичном или значительном перемещении относительно материнской породы (рис. 7, g-i). Для карбонатных пород также характерны повышенные содержания битумоидов на фоне низких концентраций  $C_{орг}$ , битумоидный коэффициент ( $\beta_{ХБ}$ ) составляет 14–34 % (табл. 2). Высокие значения  $\beta_{ХБ}$  также указывают на аллохтонность битумоидов вмещающим породам.

Исследование УВ состава насыщенной фракции битумоидов, экстрагированных из пород, проводилось по данным газохроматографического анализа. Изученные

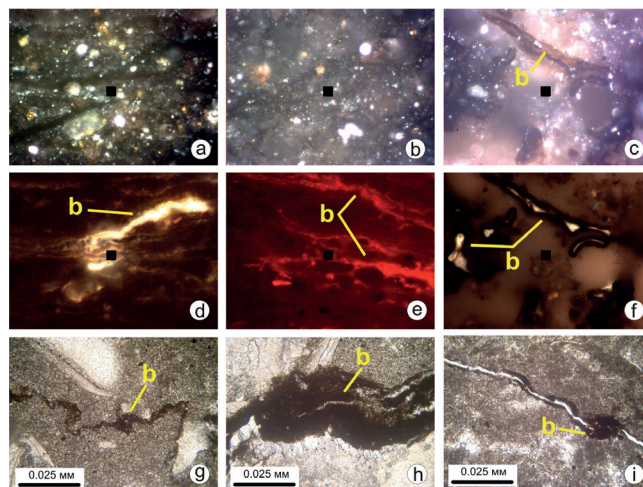


Рис. 7. Микрофотографии битумов в отраженном (а-ф) и проходящем (g-i) свете. а-с – отраженный белый свет, масляная иммерсия, ув. х 50: а – обр. 21-1, b – обр. 26-1, с – обр. 51-2; d-f – ультрафиолетовый свет, масляная иммерсия, ув. х 50: d – обр. 21-1, e – обр. 21-1, f – обр. 51-2. b – битумы. Черная метка в центре кадра 5x5 мкм. g-i – проходящий свет: g – обр. 35-3, h – обр. 29-1, i – обр. 23-3.

ранее особенности УВ состава битумоидов силурийских отложений поднятия Чернова показали различия в характере молекулярно-массового распределения *n*-алканов и изопреноидов (Котик и др., 2017). Как показали исследования, характер распределения УВ находится в зависимости от литологического состава отложений (карбонатности/глинистости).

В нефтегазоматеринских породах глинисто-карбонатного состава почти повсеместно присутствуют битумоиды более тяжелого УВ-состава с повышенным содержанием средне- и высокомолекулярных *n*-алканов (рис. 8, а, b). Установлено два типа распределения нормальных и изоалканов. Битумоиды первой группы (обр. 15-1, 21-1, 26-1, 51-2) характеризуются максимумом распределения

№ п/п	№ обр.	$C_{орг}$ , %	$C_{орг}^{ЭК}$ , %	ХБА, %	$\beta_{ХБ}$ , %	$\beta_{ХБ}^{ЭК}$ , %	$n-C_{17}/n-C_{27}$	Pr / $n-C_{17}$	Ph / $n-C_{18}$	Pr+Ph / $n-C_{17}+n-C_{18}$	Pr / Ph	CPI
1	1-3	0,70	0,66	0,0527	8	8	0,81	0,51	0,83	0,66	0,71	1,02
2	1-6	0,34	0,30	0,0468	14	15	0,67	0,45	0,69	0,57	0,68	0,97
3	10-1	0,50	0,45	0,0593	12	13	0,91	0,26	0,45	0,34	0,80	0,99
4	13-2	0,28	0,22	0,0414	15	17	1,17	0,22	0,31	0,27	0,78	0,95
5	15-1	1,10	1,06	0,0551	5	5	3,43	0,16	0,18	0,17	1,39	0,96
6	20-1	0,46	0,37	0,1079	23	29	0,64	0,20	0,28	0,24	0,76	0,97
7	21-1	1,16	1,13	0,0386	3	3	1,26	0,08	0,08	0,08	1,15	0,97
8	23-3	0,18	0,15	0,0383	21	26	1,06	0,10	0,12	0,11	0,85	0,99
9	26-1	0,83	0,77	0,0748	9	10	2,49	0,15	0,18	0,16	1,26	0,97
10	29-1	0,18	0,16	0,0298	17	19	1,13	0,12	0,13	0,12	1,08	0,98
11	30-3	0,15	0,12	0,0375	25	31	2,84	0,06	0,09	0,08	1,04	0,95
12	34-1	0,19	0,16	0,0420	22	27	1,74	0,12	0,25	0,17	0,87	0,95
13	35-3	0,15	0,11	0,0504	34	46	0,36	0,15	0,16	0,15	1,02	0,99
14	36-4	0,31	0,28	0,0415	13	15	0,97	0,10	0,25	0,16	0,67	0,97
15	42-1	0,08	0,06	0,0272	34	47	1,42	0,18	0,37	0,25	0,87	0,98
16	51-2	0,98	0,91	0,0891	9	10	1,81	0,26	0,40	0,31	1,03	1,01
17	65-1	0,25	0,21	0,0440	18	20	2,63	0,14	0,35	0,20	0,98	0,96

Табл. 2. Геохимические параметры битумоидов силурийских отложений.  $\beta_{ХБ}$  – ХБА/С<sub>орг</sub>\*100;  $\beta_{ХБ}^{ЭК}$  – ХБА/С<sub>орг</sub><sup>ЭК</sup>\*100; CPI –  $\frac{1}{2} * (C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}) / (C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}) + (C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31}) / (C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32})$

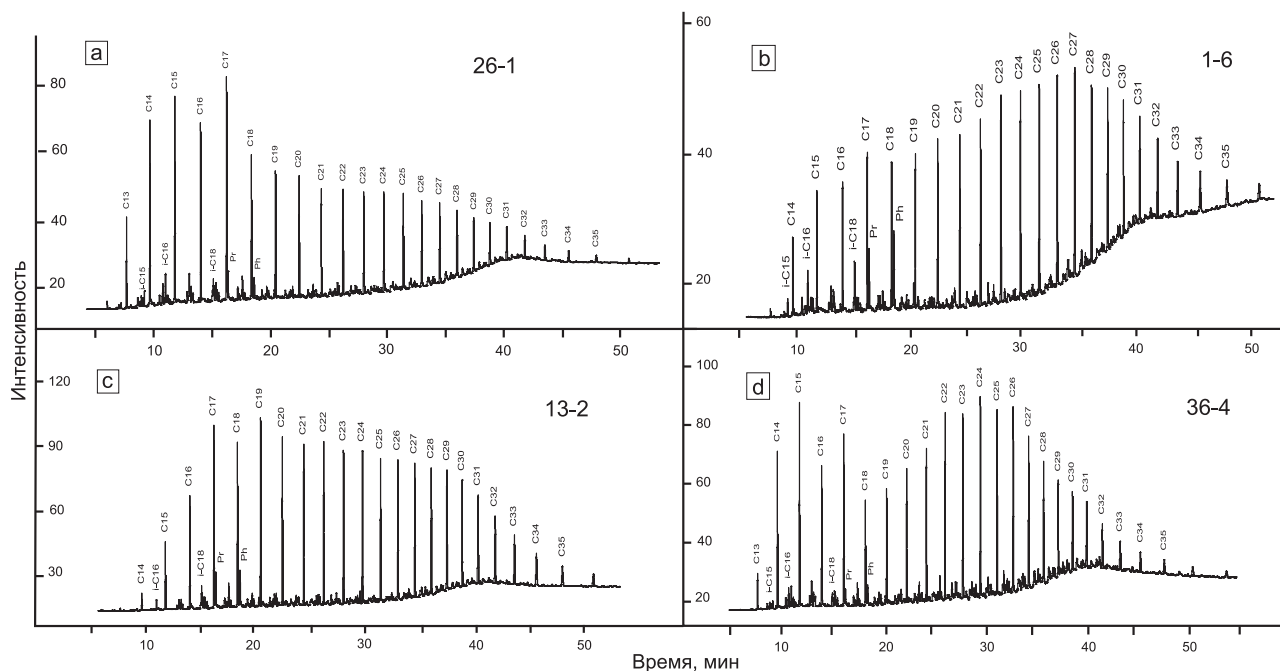


Рис. 8. Хроматограммы распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов

*n*-алканов в области  $n\text{-C}_{13}\text{-C}_{20}$  и наиболее высоким отношением  $n\text{-C}_{17}/n\text{-C}_{27} = 1,26\text{--}2,84$  (табл. 2, рис. 8, а). Более облегченный состав УВ-фракции подтверждается присутствием в породах скоплений легких УВ (рис. 7, f). Для второй группы образцов (1-3, 1-6, 10-1) максимум распределения *n*-алканов смещен в высокомолекулярную область  $> n\text{-C}_{20}$ , значения отношения  $n\text{-C}_{17}/n\text{-C}_{27}$  для них самые низкие – 0,36–1,42 (табл. 2, рис. 8, b). В таких породах наблюдается большее количество глинисто-битуминозных прослоев и прожилок битума с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, без видимой люминесценции. Соотношение изопреноидных и *n*-алканов таких как  $\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$ ,  $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$ ,  $\text{Pr}+\text{Ph}/\text{C}_{17}+\text{C}_{18}$  (изопреноидный коэффициент,  $K_i$ ) и  $\text{Pr}/\text{Ph}$ , для исследованных образцов также определяется типом молекулярно-массового распределения УВ (табл. 2). Для битумоидов с повышенными концентрациями высокомолекулярных *n*-алканов (рис. 8, b) значения  $\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$ ,  $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$ ,  $K_i$  более высокие, и в основном преобладает фитан ( $\text{Pr}/\text{Ph} = 0,67\text{--}1,08$ ) (табл. 2).

В карбонатных породах, содержащих долю перемещенных битумоидов, наблюдается преимущественно два типа распределения *n*-алканов. В первом типе максимум УВ находится в широком молекулярном диапазоне  $\text{C}_{17}\text{-C}_{30}$  (рис. 8, c). Второй тип характеризуется бимодальным распределением *n*-алканов с максимумами на  $\text{C}_{15}\text{-C}_{17}$  и  $\text{C}_{24}\text{-C}_{27}$  (рис. 8, d). Для пород, содержащих битумоиды с бимодальным распределением, почти повсеместно присутствуют стилолитовые швы с битумом (рис. 7, g-i). В карбонатных породах все битумоиды по вариациям значений геохимических параметров  $\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$ ,  $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$ ,  $K_i$  являются сходными с первой группой битумоидов глинисто-карбонатных пород (табл. 2). Это позволяет отнести их к паравтохтонным битумоидам.

Несмотря на различия в распределении УВ, общим для всех исследованных битумоидов является преобладание в среднемoleкулярной части нечетных *n*-алканов состава  $\text{C}_{15}$ ,  $\text{C}_{17}$ ,  $\text{C}_{19}$ , что является характерной биометкой сапропелевого ОВ (Петров, 1984).

## Заключение

Проведенные исследования показали, что силурийские отложения содержат нефтегазоматеринские породы, которые обладали средним УВ потенциалом. Глинисто-карбонатные пачки с повышенным генерационным потенциалом слагают около 20 % осадочного разреза.

Исходным органическим материалом являлось морское планктоногенное ОВ. Накопление обогащенного органическим веществом отложений проходило в тихоходных и углубленных участках дна в целом мелководного бассейна.

Оценка степени катагенетической преобразованности по данным пиролиза, индексов окраски конодонтов и углетерографии свидетельствует, что ОВ пород достигло условий середины-конца главной зоны нефтеобразования.

Соответствие УВ состава битумоидов карбонатных и глинисто-карбонатных отложений свидетельствует об эмиграции и перераспределении УВ из нефтематеринских пород в более проницаемые карбонатные.

## Благодарность

Авторы выражают благодарность М.В. Дахновой (ВНИГНИ, г. Москва) и А.Н. Фомину (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) за возможность выполнения пиролиза Rock-Eval. Благодарность за обсуждение материалов статьи и сделанные замечания авторы выражают Т.К. Баженовой (ВНИГРИ, г. Санкт-Петербург).

## Литература

Антошкина А.И., Салдин В.А., Сандула А.Н., Никулова Н.Ю., Пономаренко Е.С., Шадрин А.Н., Шеболкин Д.Н., Канева Н.А. (2011). Палеозойское осадконакопление на внешней зоне шельфа пассивной окраины северо-востока Европейской платформы. Сыктывкар: Геопринт, 200 с.

Антошкина А.И., Салдин В.А., Никулова Н.Ю., Юрьева З.П., Пономаренко Е.С., Сандула А.Н., Канева Н.А., Шмелева Л.А., Шеболкин Д.Н., Шадрин А.Н., Инкина Н.А. (2015). Реконструкция осадконакопления в палеозое Тимано-Североуральского региона: направления исследований, результаты, проблемы и задачи. *Известия Коми научного центра УрО РАН*, 1(21), с. 55-72.

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2004). Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 415 с.

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева (Гембицкая) Л.А., Климова Л.И. (2008). Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб.: ВНИГРИ, 164 с.

Безносова Т.М. (2008). Сообщества брахиопод и биостратиграфия верхнего ордовика, силура и нижнего девона северо-восточной окраины палеоконтинента Балтия. Екатеринбург: УрО РАН, 217 с.

Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А. (2004). Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. СПб: Недра, 396 с.

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. (2012). Органическое вещество силурийских отложений поднятия Чернова. *Геохимия*, 7, с. 683–691. <https://doi.org/10.1134/S0016702912050023>

Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист Q-41 – Воркута. М.А. Шишкин, Я.Э. Файбусович, А.П. Астапов, А.С. Воронин, Е.В. Молчанова. СПб.: ВСЕГЕИ, ЗапСибГеоНАЦ, 2007.

Данилевский С.А., Склярлова З.П., Трифачев Ю.М. (2003). Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, 298 с.

Данилов В.Н., Огданец Л.В., Макарова И.Р., Гудельман А.А., Суханов А.А., Журавлёв А.В. (2011). Основные результаты изучения органического вещества и УВ-флюидов Адакской площади. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(2). [http://www.ngtp.ru/rub/1/22\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf)

Клименко С.С., Анищенко Л.А. (2010). Особенности нефтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне. *Известия Коми НЦ УрО РАН*, 2, с. 61–69.

Котик И.С., Даньшикова И.И., Котик О.С., Валяева О.В., Можегова С.В., Соколова Л.В. (2016). Литолого-геохимическая характеристика силурийских отложений тальейского блока Гряды Чернышева. *Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН*, 11, с. 15-22. DOI: 10.19110/2221-1381-2016-11-15-22

Котик И.С., Котик О.С., Валяева О.В., Соколова Л.В. (2017). Нефтегазоматеринские породы силурийских и нижнедевонских отложений западной части поднятия Чернова. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 12(4). [http://www.ngtp.ru/rub/1/41\\_2017.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/41_2017.pdf)

Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1987). Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 143 с.

Песецкая В.А., Павлова С.Н. (1997). Геохимическая характеристика органического вещества ордовикско-нижнедевонских пород Печорского бассейна. *Геология европейского севера России: Труды Института геологии Коми НЦ УрО РАН*, вып. 92, с. 63–68.

Петров Ал.А. (1984). Углеводороды нефти и газа. (1998). СПб.: Недра, 264 с.

Справочник по геохимии нефти и газа. (1998). СПб.: Недра, 576 с.

Тимонин Н.И., Юдин В.В., Беляев А.А. (2004). Палеогеодинамика Пай-Хоя. Екатеринбург: УрО РАН, 226 с.

Чернов Г.А. (1972). Палеозой Большеземельской тундры и перспективы его нефтегазоносности. М.: Наука, 318 с.

Demaison G., Moore G. (1980). Anoxic environments and oil source bed genesis. *Org. Geochem.*, 2, pp. 9–31. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(80\)90017-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(80)90017-0)

Epstein A.G., Epstein J.B., Harris L.D. (1977). Conodont color alteration – an index organic metamorphism. *U.S. Geological Survey Professional Paper*, 995, 27 p. <https://doi.org/10.3133/pp995>

Taylor G.H., Liu S.Y., Teichmüller M. (1991). Bituminite – a TEM view. *International Journal of Coal Geology*, 18, pp. 71–85. [https://doi.org/10.1016/0166-5162\(91\)90044-J](https://doi.org/10.1016/0166-5162(91)90044-J)

### Сведения об авторах

*Иван Сергеевич Котик* – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, лаборатория геологии нефтегазоносных бассейнов

Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН

Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, 54

E-mail: ivkotik@gmail.com

*Татьяна Викторовна Майдль* – доцент, канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, лаборатория геологии нефтегазоносных бассейнов

Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН

Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, 54

*Ольга Сергеевна Котик* – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, лаборатория геологии нефтегазоносных бассейнов

Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН

Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, 54

*Наталья Владимировна Пронина* – доцент, кандидат геол.-мин. наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 29.03.2019;

Принята к публикации 03.06.2020; Опубликована 30.09.2020

IN ENGLISH

## Petroleum source rocks of the Silurian deposits on the Chernov swell (Timan-Pechora basin)

*I.S. Kotik<sup>1\*</sup>, T.V. Maydl<sup>1</sup>, O.S. Kotik<sup>1</sup>, N.V. Pronina<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktывkar, Russian Federation

<sup>2</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Ivan S. Kotik, e-mail: iskotik@geo.komisc.ru

**Abstract.** Silurian source rocks are among the least studied in the Timan-Pechora basin. This is mainly due to their occurrence at great depths (3.0–4.5 km) and the limited penetration of this stratigraphic interval by wells. Another source of information is the outcrops of the Silurian, which are known in the eastern and northeastern parts of the Timan-Pechora basin. The studied section of the Silurian deposits is exposed on the Padimeityvis River, located on the Chernov swell in the northeastern part of the basin. This article is devoted to the study of Silurian source rocks based on the results of lithological, coal petrographic studies and geochemistry of organic matter. The studied section is composed of carbonate and clay-carbonate deposits formed

in shallow-water shelf conditions. Most of the section, composed of microcrystalline and microcrystalline with bioclasts limestones, is characterized by low concentrations of organic matter ( $C_{org}$  is generally less than 0.3 %). Elevated  $C_{org}$  contents (up to 1.16 %) are characteristic of clay-carbonate rock varieties, which make up about 20 % of the section. Sediments with increased concentrations of organic matter were formed in isolated and deepened areas of the bottom of the shallow-water basin as a whole. Assessment of the catagenetic transformation based on Rock-Eval pyrolysis data, coal petrographic studies, and conodont color indices showed that organic matter reached the conditions of the middle-end of the main oil generation zone (gradation

MC<sub>2</sub>-MC<sub>3</sub>). The obtained geochemical characteristics (C<sub>org</sub>, S<sub>2</sub>, HI), taking into account a certain level of organic matter maturity, indicate that the Silurian source rocks had an average hydrocarbon potential.

**Keywords:** Chernov swell, Silurian deposits, source rocks, organic matter, catagenesis, hydrocarbons

**Recommended citation:** Kotik I.S., Maydl T.V., Kotik O.S., Pronina N.V. (2020). Petroleum source rocks of the Silurian deposits on the Chernov swell (Timan-Pechora basin). *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 12–20. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.12-20>

### Acknowledgments

The authors are grateful to M.V. Dakhnova (VNIGNI, Moscow) and A.N. Fomin (INGG SB RAS, Novosibirsk) for the possibility of performing Rock-Eval pyrolysis. The authors thank T.K. Bazhenova (VNIGRI, St.Petersburg) for the discussion of the article materials and the comments made.

### References

- Antoshkina A.I., Saldin V.A., Sandula A.N., Nikulova N.Yu., Ponomarenko E.S., Shadrin A.N., Shebolkin D.N., Kaneva N.A. (2011). Paleozoic sedimentation on the outer shelf zone of the passive margin in the North-East of European platform. Syktyvkar: Geoprint, 200 p. (In Russ.)
- Antoshkina A.I., Saldin V.A., Nikulova N.Yu., Yurieva Z.P., Ponomarenko E.S., Sandula A.N., Kaneva N.A., Shmeleva L.A., Shebolkin D.N., Shadrin A.N., Inkina N.A. (2015). Reconstruction of sedimentary environments in the Paleozoic Timan-Northern Ural region: research trends, results, problems and challenges. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra UrO RAN = Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Division of the RAS*, 1(21), pp. 55–72. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2004). Petroleum geology and geochemistry. Moscow: MSU, 415 p. (In Russ.)
- Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva (Gembitskaya) L.A., Klimova L.I. (2008). Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin. St.Petersburg: VNIGRI, 164 p. (In Russ.)
- Belonin M.D., Prischeva O.M., Teplov E.L., Budanov G.F., Danilevskiy S.A. (2004). The Timan-Pechora province: geological structure, petroleum potential and prospects of development. St.Petersburg: Nedra, 396 p. (In Russ.)
- Beznosova T.M. (2008). Brachiopod communities and biostratigraphy Upper Ordovician, Silurian and Lower Devonian deposits of the northeastern margin of the BalticaPaleocontinent. Ekaterinburg: UB RAS, 217 p. (In Russ.)
- Bushnev D.A., Burdel'naya N.S. (2012). Organic matter in Silurian rocks from the Chernov uplift. *Geokhimiya = Geochemistry International*, 7, pp. 683–691. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0016702912050023>
- Chernov G.A. (1972). Paleozoic of the Bolshezemelskaya tundra and prospects of its oil and gas potential. Moscow: Nauka, 318 p. (In Russ.)
- Danilevskiy S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. (2003). Geofluid systems of the Timan-Pechora province. Ukhta, 298 p. (In Russ.)
- Danilov V.N., Ogdanets L.V., Makarova I.R., Gudel'man A.A., Sukhanov A.A., Zhuravlov A.V. (2011). Adak area – main results of organic matter and hydrocarbon fluids study. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology.Theoretical and Applied Studies*, 6(2). (In Russ.) [http://www.ngtp.ru/rub/1/22\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf)
- Demaison G., Moore G. (1980). Anoxic environments and oil source bed genesis. *Org. Geochem.*, 2, pp. 9–31. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(80\)90017-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(80)90017-0)
- Epstein A.G., Epstein J.B., Harris L.D. (1977). Conodont color alteration – an index organic metamorphism. *U.S. Geological Survey Professional Paper*, 995, 27 p. <https://doi.org/10.3133/pp995>
- State geological map of Russian Federation. (2007). Scale 1:1 000 000 (third generation). Ural Series. Sheet Q-41 – Vorkuta. M.A. Shishkin, Ya.E. Faybusovich, A.P. Astapov, A.S. Voronin, E.V. Molchanova. St.Petersburg: VSEGEI, ZapSibGeoNATs. (In Russ.)
- Klimenko S.S., Anischenko L.A. (2010). Features of evolution of naphthide genesis of Timan-Pechora basin. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra UrO RAN = Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Division of the RAS*, 2, pp. 61–69. (In Russ.)
- Kotik I.S., Danshchikova I.I., Kotik O.S., Valyaeva O.V., Mozhegova S.V., Sokolova L.V. (2016). Lithological and geochemical characterization of Silurian deposits in the Talbeysky block of Chernyshev ridge. *Vestnik Instituta geologii Komi NTs UrO RAN = Vestnik of the Institute of Geology of the Komi Science Centre UB RAS*, 11, pp. 15–22. (In Russ.) DOI: 10.19110/2221-1381-2016-11-15-22
- Kotik I.S., Kotik O.S., Valyaeva O.V., Sokolova L.V. (2017). Silurian and Lower Devonian petroleum source rocks of the Chernov ridge (Timan-Pechora basin). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology.Theoretical and Applied Studies*, 12(4). (In Russ.) [http://www.ngtp.ru/rub/1/41\\_2017.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/41_2017.pdf)
- Lopatin N.V., Emets T.P. (1987). Pyrolysis in petroleum geochemistry. Moscow: Nauka, 143 p. (In Russ.)
- Pesetskaya V.A., Pavlova S.N. (1997). Organic matter geochemical characteristics of the Ordovician-Lower Devonian rocks of the Pechora basin. *Geology of the European North of Russia: Proceedings of the Institute of Geology of the Komi SC, UB RAS*, 92, pp. 63–68. (In Russ.)
- Petrov A.I. (1984). Petroleum hydrocarbons. Moscow: Nauka, 264 p. (In Russ.)
- Handbook of petroleum geochemistry. St.Petersburg: Nedra, 576 p. (In Russ.)
- Taylor G.H., Liu S.Y., Teichmüller M. (1991). Bituminite – a TEM view. *International Journal of Coal Geology*, 18, pp. 71–85. [https://doi.org/10.1016/0166-5162\(91\)90044-J](https://doi.org/10.1016/0166-5162(91)90044-J)
- Timonin N.I., Yudin V.V., Belyaev A.A. (2004). Paleogeodynamics of Pai-Khoi. Yekaterinburg: UB RAS, 226 p. (In Russ.)

### About the Authors

**Ivan S. Kotik** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Petroleum Basins Geology Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences  
54, Pervomayskaya st., Syktyvkar, 167982, Russian Federation  
E-mail: [ivkotik@gmail.com](mailto:ivkotik@gmail.com)

**Tatyana V. Maidl** – Associate Professor, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Petroleum Basins Geology Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences  
54, Pervomayskaya st., Syktyvkar, 167982, Russian Federation

**Olga S. Kotik** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Petroleum Basins Geology Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences  
54, Pervomayskaya st., Syktyvkar, 167982, Russian Federation

**Natalia V. Pronina** – Associate Professor, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 29 March 2020;  
Accepted 3 June 2020; Published 30 September 2020

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.21-27>

УДК 550.4:552.57/58(571.1)

# Геохимическая характеристика состава органического вещества (керогена) юрских отложений северных районов Среднего Приобья

Л.С. Борисова<sup>1,2\*</sup>, А.Н. Фомин<sup>1,2</sup>, Е.С. Ярославцева<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Работа посвящена оценке нефтегенерационного потенциала глубокозалегающих юрских отложений Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) на основании геохимических данных. Материалом для исследования послужили образцы пород из сверхглубоких и глубоких скважин, вскрывших мезозойско-кайнозойский осадочный чехол севера центральной части НГБ (Ен-Яхинская, Ево-Яхинская, Ярудейская, Тюменская и др.). Объектом исследования явилась нерастворимая в органических растворителях часть органического вещества (ОВ) из отложений верхне-, средне- и нижнеюрского возраста (54 образца).

Комплексное изучение керогена методами элементного, изотопного анализов и пиролиза Rock-Eval позволило получить важнейшую информацию о генетическом типе ОВ, его зрелости и об остаточном нефтегенерационном потенциале. С помощью программ Surfer и CorelDraw построены и проанализированы схематические карты и диаграммы изменения наиболее информативных геохимических параметров керогена на площади изученной территории, а также вниз по разрезу – от верхней до нижней юры. Полученные геохимические данные свидетельствуют, что в юрских отложениях Надым-Тазовского междуречья наиболее высокий генерационный потенциал ОВ установлен в баженовском горизонте, а также в отдельных пачках малышевского, леонтьевского, шараповского и китербютского. Судя по уровню зрелости ОВ в верхне- и среднеюрских отложениях могли сохраниться залежи преимущественно нефтей и жирных газов, а в нижнеюрских – жирных и сухих газов.

**Ключевые слова:** нерастворимое органическое вещество, нефтегенерационный потенциал, юрские отложения, Западная Сибирь

**Для цитирования:** Борисова Л.С., Фомин А.Н., Ярославцева Е.С. (2020). Геохимическая характеристика состава органического вещества (керогена) юрских отложений северных районов Среднего Приобья. *Георесурсы*, 22(3), с. 21–27. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.21-27>

## Введение

В северных районах Западно-Сибирского мегабассейна в последние десятилетия пробурена серия сверхглубоких скважин (Ен-Яхинская, Ево-Яхинская, Ярудейская и др.), вскрывших мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, что открыло для геохимиков уникальные возможности для изучения органического вещества (ОВ) в условиях мезо- и апокатагенеза. С начала 90-х гг. прошлого столетия вопросам органической геохимии северной части Западно-Сибирского бассейна посвящено значительное число исследований, проводимых в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН) под руководством ак. А.Э. Конторовича (Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Конторович и др., 2002, 2019; Конторович, 2004). Изучение генерационного потенциала пород Тюменской сверхглубокой скважины показало, что верхнеюрские отложения, ОВ которых характеризуется умеренным уровнем зрелости ( $R_{\text{vt}}^0 - 0,8-0,9\%$ ), находятся в главной зоне нефтеобразования, и в них может происходить генерация жидких углеводородов. Нижнесреднеюрские толщи находятся в зоне

интенсивного газообразования – для ОВ этих отложений отмечается высокий уровень зрелости ( $R_{\text{vt}}^0 - 1,15-2,1\%$ ) (Конторович и др., 2002). Генерационный потенциал нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья также оценивается как средний и пониженный (Нехаев и др., 2009), но с учетом толщин нефтематеринских отложений и плотности генерации углеводородов, в этих отложениях авторам удалось выделить достаточно перспективные земли на газ.

Исходя из вышеизложенного, целью настоящей работы является выявить геохимические особенности состава керогена, остаточный нефтегенерационный потенциал ОВ глубокопогруженных толщ территории Надым-Тазовского междуречья.

## Материал и объект исследования

В работе детально изучены материалы по исследованию ОВ юрских отложений Ен-Яхинской, Уренгойской, Ево-Яхинской, Тюменской, Западно-Таркосалинской, Таркосалинской, Восточно-Таркосалинской, Геологической, Медвежьей, Стахановской, Губкинской, Черничной, Юбилейной, Западно-Новогодней, Ютырмальской и Южно-Русской скважин. Обзорная карта района исследования представлена на рис. 1.

Объектом исследования является кероген – нерастворимая в органических растворителях и водных растворах

\* Ответственный автор: Любовь Сергеевна Борисова  
E-mail: [BorisovaLS@ipgg.sbras.ru](mailto:BorisovaLS@ipgg.sbras.ru)

© 2020 Коллектив авторов



Рис. 1. Обзорная карта района исследования. 1 – район исследования; 2 – скважины, вскрывшие отложения юры; 3 – города.

щелочи часть органического вещества пород (НОВ). С 60-х гг. прошлого столетия, когда В.А. Успенский с соавторами опубликовал первую классификацию типов ОВ по результатам изучения керогена (Успенский и др., 1958), многие исследователи придавали огромное значение химическому и микрокомпонентному составу нерастворимой

части ОВ (Богородская, 1973; Парпарова, Неручев, 1977; Богородская, Конторович, 1982; Конторович и др., 1985 и др.). В нашей стране наиболее полно и детально керогены были изучены Л.И. Богородской. Ею совместно с А.Э. Конторовичем и А.И. Ларичевым (Богородская и др., 2005) обобщен богатейший материал по информативности использования параметров керогена для диагностики основных генетических типов ОВ и степени его катагенетической преобразованности. За рубежом классификация типов керогенов была создана по структурно-химическому признаку (Тиссо, Вельте, 1981), хорошо коррелирующая с классификацией Конторовича-Богородской.

В классической схеме изучения керогена (Богородская и др., 2005) после удаления битумоидной составляющей ОВ, растворения минерального осадка плавиковой и соляной кислотами, а также удаления элементарной серы, НОВ изучается рядом химических и физических методов. В настоящей работе были выбраны наиболее информативные методы и параметры: элементный анализ ( $H/C_{ат}$ ), изотопный анализ ( $\delta^{13}C$ ), пиролиз Rock-Eval (HI,  $T_{max}$ ).

### Результаты исследования

В работе изучен элементный и изотопный составы, пиролитические характеристики керогена в 54 образцах верхне-, средне- и нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Средние данные и разброс значений наиболее информативных параметров, позволяющих судить о генетическом типе ОВ, степени его катагенеза и нефтегенерационном потенциале для изученных образцов керогена по горизонтам, приведены в таблице.

Горизонт	C орг	C, %	H, %	S, %	(H/C) <sub>ат</sub>	$\delta^{13}C$ , ‰	HI, мгУВ/гC <sub>орг</sub>
Верхнеюрские отложения							
Баженовский	4,3-10,5	80,3-88,4	6,7-7,4	2,1-2,4	0,96-1,05	(-31,5)-(-30,4)	167-326
	6,5	84,5	7,0	2,2	1,00	-30,9	235
Георгиевский	1,5-3,3	84,8-85,4	6,4-6,5	0,1-5,0	0,90-0,91	(-30,7)-(-25,0)	80-96
	2,4	85,1	6,5	2,5	0,91	-27,9	85
Васюганский	2,5-6,6	81,9-86,0	4,2-5,4	1,0-6,3	0,61-0,78	(-23,7)-(-22,5)	51-90
	3,4	83,3	5,0	2,6	0,71	-23,0	68
Среднеюрские отложения							
Мальшевский	1,1-7,9	80,2-85,9	4,4-6,5	0,2-0,7	0,70-1,00	(-29,4)-(-23,2)	64-175
	3,6	82,8	5,5	0,4	0,80	-23,5	152
Леонтьевский	0,7-10,6	81,7-86,3	4,6-5,4	0,3-0,9	0,65-0,80	(-29,8)-(-27,6)	90-160
	4,0	83,9	5,1	0,6	0,72	-28,5	146
Вымский	0,9-8,6	79,5-86,7	4,3-5,7	0,3-6,1	0,65-0,70	(-28,0)-(-21,8)	40-170
	4,9	84,5	4,9	1,4	0,70	-24,9	93
Нижнеюрские отложения							
Надояхский	2,2-5,3	86,9-89,2	4,0-4,7	0,2-0,4	0,55-0,64	(-28,6)-(-24,2)	18-45
	4,0	88,2	4,3	0,3	0,61	-25,9	32
Китербютский	0,2-1,9	84,7-87,1	4,2-4,9	0,3-0,7	0,59-0,68	(-29,9)-(-24,9)	37-92
	1,1	85,7	4,5	0,4	0,63	-25,4	56
Шараповский	1,5-4,4	86,0-89,2	3,9-5,3	0,0-0,4	0,54-0,73	(-29,4)-(-23,5)	27-94
	3,0	87,2	4,8	0,3	0,65	-24,4	52
Левинский	0,4-2,5	82,4-87,4	3,3-4,9	0,0-0,5	0,46-0,68	(-28,6)-(-24,7)	16-64
	1,3	85,4	4,0	0,3	0,56	-24,6	33
Зимний	0,4-2,3	81,3-90,2	3,5-4,7	0,0-0,4	0,55-0,69	(-27,7)-(-26,4)	14-28
	1,9	87,0	4,2	0,2	0,58	-26,9	25

Таблица. Распределение основных параметров керогена по горизонтам. Примечание: числитель – интервалы значений, знаменатель – среднее значение.



Кероген ОВ верхнеюрских отложений, представленных преимущественно баженовской свитой, в среднем по данным элементного анализа может быть отнесен ко II типу (Тиссо, Вельте, 1981; Конторович и др., 2019), так как он характеризуется высоким содержанием водорода (до 7,4 %) и атомного отношения Н/С (до 1,05) (таблица). Нижне- и среднеюрские отложения содержат ОВ III типа: характеризуются низкой концентрацией водорода (в среднем 4,7 %) и отношения  $H/C_{ат}$  (0,66, в среднем), более высоким, по сравнению со II типом ОВ, отношением  $O/C_{ат}$ .

С целью более детального анализа данные по 54 образцам НОВ юрских отложений были нанесены на модель эволюции элементного состава для керогенов основных генетических типов в катагенезе, разработанную А.Э. Конторовичем и Л.И. Богородской (1985–1990 гг.) (тригонограммы С-Н-NSO) (Богородская и др., 2005). Исследования показали, что образцы керогенов нижне-среднеюрских отложений преимущественно находятся в области террагенного ОВ высокой стадии преобразованности (рис. 2). Керогены этих отложений имеют высокое содержание углерода при низкой концентрации водорода и гетероатомов. Однако по содержанию водорода некоторые образцы из среднеюрских отложений заняли промежуточное положение между ОВ аквагенного и террагенного типов (малышевский, леонтьевский горизонты).

При изучении керогенов верхнеюрских отложений, представленных баженовским, георгиевским и васюганским горизонтами, выявлено, что отложения васюганского горизонта, характеризующиеся низким содержанием водорода (5,0, в среднем), содержат ОВ преимущественно террагенного типа. Керогены георгиевского и баженовского

горизонтов попали в поле аквагенного ОВ (содержание водорода варьирует от 6,4 до 7,4 %) (рис. 2).

По данным элементного анализа НОВ, кроме выделения генетического типа, рассмотрены также вопросы преобразования ОВ. Из тригонограмм С-Н-NSO следует, что ОВ нижне-среднеюрских отложений в целом сильно преобразовано ( $MK_2$ - $AK$ ), лишь ОВ малышевского, левинского и шараповского горизонтов находится в главной зоне нефтеобразования ( $MK_1^2$ - $MK_2$ ). В главной зоне нефтеобразования в настоящее время находятся и отложения верхней юры ( $MK_1^{1-2}$ - $MK_2$ ). Под действием факторов катагенеза от верхнеюрских отложений вниз по разрезу происходит постепенная карбонизация состава НОВ, дегидрогенизация, удаление гетероэлементов (главным образом кислорода и серы). Уменьшение водорода в процессе преобразования ОВ наглядно демонстрирует снижение атомного отношения Н/С: в мезокатагенезе (в отложениях верхней и частично средней юры) от 1,1 до 0,70, в апокатагенезе в отдельных пробах – до 0,46.

Данные изотопного анализа углерода керогена, также как и показатели элементного анализа, дают представление о генетическом типе ОВ пород (таблица). Образцы керогенов нижне-среднеюрских отложений преимущественно относятся к террагенному типу (Конторович, Богородская, Голышев, 1985). Однако встречаются пробы, имеющие изотопно легкий состав углерода, который свидетельствует о частичном вкладе аквагенного ОВ. Такое смешанное ОВ содержится в керогенах, полученных из пород шараповского, китербютского ( $J_1$ ), леонтьевского и малышевского горизонтов ( $J_2$ ). Образцы керогенов васюганского горизонта имеют изотопно тяжелый состав углерода ( $-23,7\text{‰}$ )–( $-22,5\text{‰}$ ). ОВ баженовского и частично георгиевского горизонта

характеризуется изотопно легким составом углерода ( $-31,5\text{‰}$ )–( $-30,4\text{‰}$ ), что указывает на его аквагенный генезис (таблица).

Результаты изучения образцов керогенов нижне-, средне- и верхнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья методом пиролиза Rock-Eval позволили получить представление об их остаточном нефтегенерационном потенциале (рис. 3). Известно, что с глубиной погружения осадка углеводородный потенциал НОВ существенно уменьшается за счет генерации жидких и газообразных углеводородных продуктов (Espitalie, 1988), тем не менее, немаловажное значение имеет и тип ОВ. Образцы баженовской свиты на территории исследования характеризуются сравнительно высоким нефтегенерационным потенциалом (до 326 мг УВ/г  $C_{орг}$ ), находясь при этом в главной зоне нефтеобразования ( $T_{max}$  440–450 °С). Образцы керогенов верхнеюрских отложений, представленных васюганской свитой, на диаграмме  $HI-T_{max}$  также занимают положение в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), имея при этом относительно невысокий нефтегенерационный потенциал (51–90 мг УВ/г  $C_{орг}$ ), что, в соответствии с палеогеографической обстановкой ее накопления на изучаемой территории (Конторович и др., 2013), объясняется континентальным типом содержащегося в них ОВ.

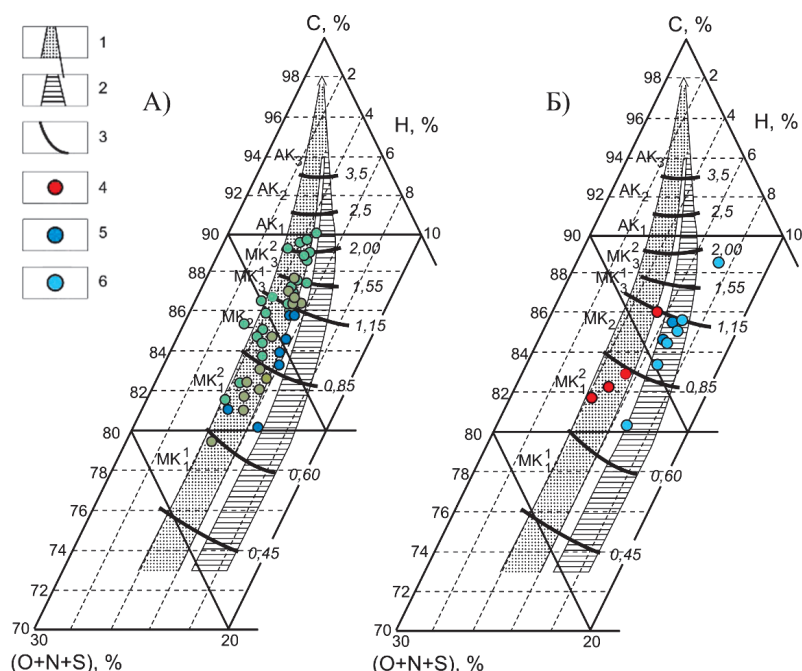


Рис. 2. Тригонограммы элементного состава керогена юрских отложений Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирского бассейна. Поля эволюции элементного состава: 1 – уголь и керогена террагенного типа; 2 – керогена аквагенного типа; 3 – границы зон катагенеза, цифрами обозначены значения  $R_o Vt$ . Возраст отложений: А)  $J_1$ ; 4 –  $J_1$  (зимний, левинский, шараповский, китербютский, надояхский горизонты);  $J_2$ ; 5 – леонтьевский, лайдинский горизонты; 6 – малышевский горизонт; Б)  $J_2$ ; 4 – васюганская, сиговская, точинская свиты; 5 – георгиевская свита; 6 – баженовская свита.

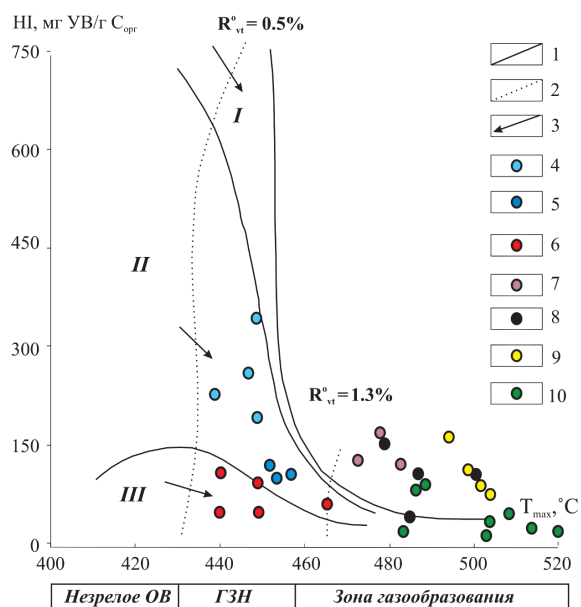


Рис. 3. Пиролитическая характеристика керогенов юрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Возраст отложений:  $J_3$ : 4 – баженовский, 5 – георгиевский, 6 – васюганский горизонты;  $J_{1,2}$ : 7 – мальшевский, 8 – леонтьевский, 9 – вымский горизонты; 10 – нижнеюрские отложения.

В целом образцы НОВ ниже- и среднеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья имеют преимущественно низкий нефтегенерационный потенциал (25–56 мг УВ/г  $C_{орг}$  и 93–152 мг УВ/г  $C_{орг}$ , в среднем, соответственно) и находятся в зоне газообразования ( $T_{max}$  470–520 °C) (рис. 3). Исключение составляют некоторые образцы керогенов средней юры (мальшевский, леонтьевский, вымский горизонты) из северо-западных и южных областей территории исследования (Медвежья, 1001; Ево-Яхинская, 356; Стахановская, 910), характеризующиеся относительно высокими значениями HI (175, 160 и 170 мг УВ/г  $C_{орг}$ , соответственно).

### Обсуждение результатов исследования

Детальное изучение 54 образцов НОВ ниже-среднеюрских и верхнеюрских отложений позволило выявить их важные особенности.

Нижнеюрские отложения в целом характеризуются относительно низкими значениями  $C_{орг}$  (в среднем 1,8, за исключением отдельных образцов шараповского горизонта с  $C_{орг}$  до 4,4 %). Керогены содержат незначительную концентрацию пиритной серы (в среднем 4,0), имеют сравнительно высокое содержание углерода (до 90,2 %) при содержании водорода 3,3–5,3 %, серы 0,0–0,7 %. Атомное отношение Н/С низкое (0,46–0,73), изотопный состав углерода тяжелый (в среднем – 25,4 ‰) (рис. 2, таблица). Образцы керогенов нижнеюрских отложений преимущественно представлены террагенным ОВ. Однако отдельные образцы из китербютского и шараповского горизонтов выделяются изотопно легким составом углерода (–29,9 ‰) и (–29,4 ‰), соответственно).

В целом нижнеюрские отложения были подвержены сильному преобразованию – вплоть до АК. Что касается среднеюрских отложений, они преобразованы в меньшей степени ( $МК_1^2$ – $МК_3^1$ ). Среднеюрские отложения характеризуются и более высокими значениями  $C_{орг}$  (в среднем

4,1 %) и содержанием пиритной серы в керогене (в среднем 7,3 %). По данным элементного анализа образцы НОВ имеют сравнительно высокое содержание углерода (79,5–89,2 %) при относительно низком содержании водорода (4,5–5,6 %) и серы (в среднем 0,8 %). Атомное отношение Н/С выше, чем в нижнеюрских отложениях (0,65–1,00). Самые высокие атомные отношения Н/С имеют керогены среднеюрских отложений мальшевского и леонтьевского горизонтов, что, возможно, свидетельствует о примеси аквагенного ОВ. Встречаются образцы из этих горизонтов и с высоким содержанием  $C_{орг}$  (до 7,9 % и 10,6 %, соответственно). Отдельные образцы керогенов характеризуются и более легким изотопным составом углерода (–29,4 и –29,8 ‰, соответственно). Однако в целом образцы керогена среднеюрских отложений представлены террагенным ОВ и имеют тяжелый изотопный состав углерода – в среднем (–25,6 ‰) (рис. 2, таблица). Углеводородный потенциал ниже-среднеюрских толщ меняется от 14–64 мг УВ/г  $C_{орг}$  (для террагенного типа ОВ) и до 92–175 мг УВ/г  $C_{орг}$  (для ОВ с примесью аквагенного).

Образцы баженовской свиты верхнеюрских отложений имеют высокий показатель  $C_{орг}$  (4,3–10,5 %), для них характерно и высокое содержание пиритной серы в керогене (13,9–36,1 %). Концентрация углерода НОВ варьирует в пределах 80,3–88,4 %, содержание водорода относительно высокое и варьирует от 6,7 до 7,4 %. Образцы характеризуются более высоким содержанием серы. Атомное отношение Н/С у них высокое – от 0,96 до 1,05, значения изотопного состава углерода  $\delta^{13}C$  меняются в пределах (–31,5)–(–30,4) ‰. В отличие от типично аквагенных баженовской и георгиевской свит НОВ васюганской и сиговской свит представлено террагенным типом (рис. 2, таблица). Катагенетическая преобразованность ОВ (по данным элементного анализа (Богородская, Конторович, Ларичев, 2005) соответствует этапам  $МК_1^{1-2}$ .

Для рассмотрения распределения свойств керогена в пределах исследуемой территории проведено построение (с помощью программы «Surfer») схематических карт изменения наиболее информативных геохимических параметров. Карты изменения атомного отношения Н/С и остаточного нефтегенерационного потенциала (HI) на территории Надым-Тазовского междуречья построены отдельно для ниже-, средне- и верхнеюрских (главным образом баженовских) отложений. На большей части изученной территории для верхнеюрских отложений (рис. 4) наблюдаются высокие значения  $N/C_{ат}$ , уменьшающиеся лишь на востоке и на юго-востоке (главным образом в скважинах, где кероген взят из отложений васюганской свиты). Остаточный нефтегенерационный потенциал верхней юры меняется от 107 мг УВ/г  $C_{орг}$  на востоке и северо-востоке до 244–326 мг УВ/г  $C_{орг}$  в центральной части территории исследования (рис. 5).

В среднеюрских отложениях на изученной территории (рис. 4, 5) кероген имеет незначительные величины параметров  $N/C_{ат}$  и HI, повышающихся (до 0,8 и до 175 мг УВ/г  $C_{орг}$ , соответственно) только на юге (скв. Стахановская-910) и на северо-западе (скв. Медвежья-1001). В целом нижнеюрские отложения в пределах изученной территории (рис. 4) характеризуются более низкими значениями этих параметров по сравнению со среднеюрскими: са-

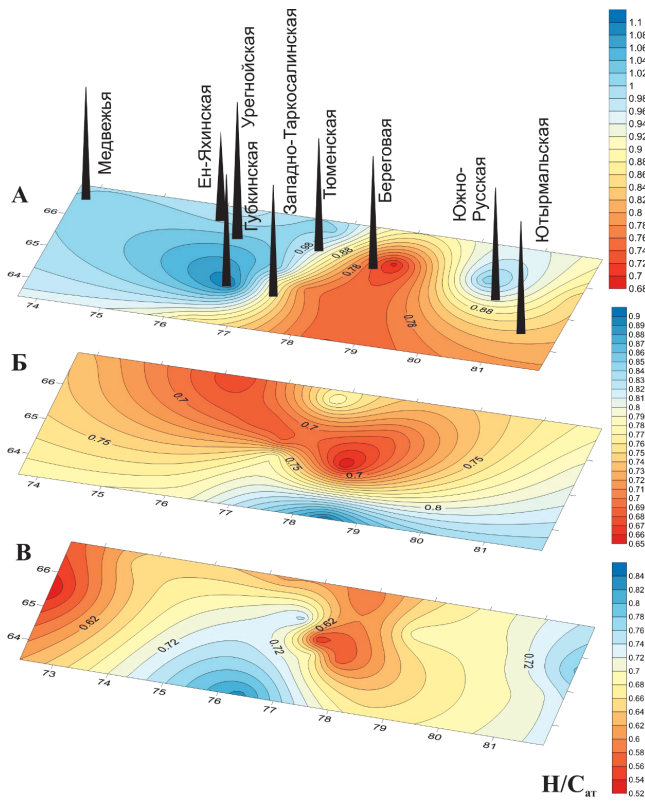


Рис. 4. Схематические карты изменения атомного отношения  $H/C_{орг}$  керогена ОВ юрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Возраст отложений: А – верхнеюрские; Б – среднеюрские; В – нижнеюрские. Показаны изолинии равных значений.

мые низкие значения – в центре территории, в областях наибольшего погружения юрских горизонтов. Однако есть участки, где кероген характеризуется относительно высокими значениями  $H/C_{орг}$  (около 0,70). Если при этом рассматривать и остаточный нефтегенерационный потенциал нижеюрских отложений, то именно в этих областях (по меридиану от скв. Западно-Новогодняя-210 до скв. Медвежья-1001) наблюдается зона достаточно высоких значений НИ в китербютском (тогурская пачка), шараповском горизонтах (до 80 мг УВ/г  $C_{орг}$ ) (рис. 5).

При сопоставлении схематических карт изменения параметров для отложений нижней, верхней и средней юры наблюдается снижение нефтегенерационного потенциала и атомного отношения  $H/C$  по мере погружения осадочного чехла (рис. 4, 5).

Для оценки перспектив нефтегазоносности осадочных толщ важное значение имеет уровень зрелости ОВ. В работе проведено сравнение полученных данных по изучению остаточного нефтегенерационного потенциала с результатами изучения отражательной способности витринита, выполненных А.Н. Фоминим и др. для юрских пород Западной Сибири (Фомин и др., 2001). В верхних горизонтах юры (баженовская свита и ее аналоги) преобразованность органического вещества отвечает грациям  $ПК_3$ - $МК_1^1$ - $МК_2$ . Наименее изменено ОВ ( $ПК_3$ - $МК_1^1$ ) по обрамлению мегабассейна и изученной территории. К центру катагенез постепенно нарастает ( $МК_1^2$ - $МК_2$ ) и достигает максимума ( $МК_3^{1-2}$ ) на севере. Данные по НИ баженовской свиты находятся в полном соответствии с уровнем зрелости ОВ по отражательной способности витринита – на севере

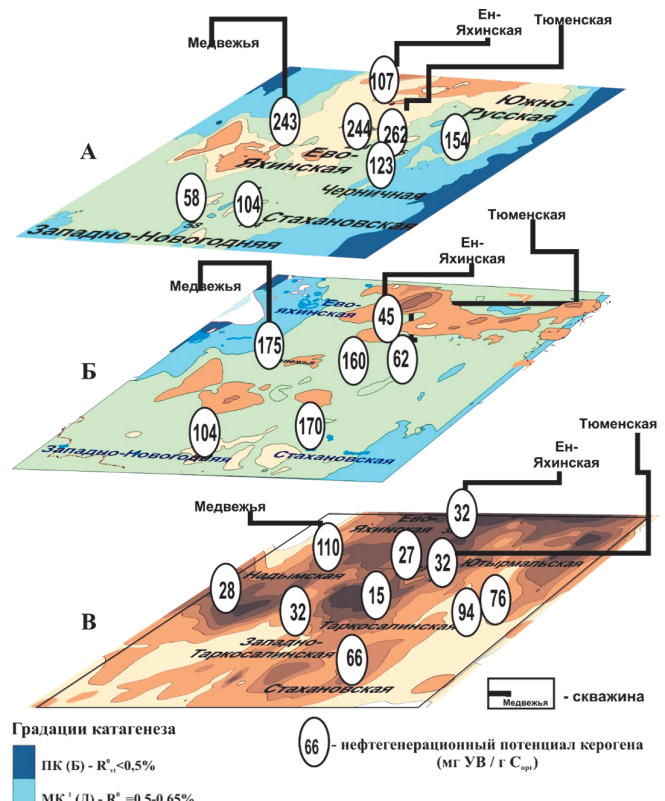


Рис. 5. Сопоставление уровня катагенеза юрских отложений (Фомин и др., 2001) и нефтегенерационного потенциала НОВ отдельных скважин Надым-Тазовского междуречья. Возраст отложений: А – верхнеюрские, Б – среднеюрские, В – нижнеюрские.

центральной части территории фиксируются самые низкие значения остаточного нефтегенерационного потенциала (рис. 5). Среднеюрские толщи в отдельных горизонтах (малышевский, вымский) имеют умеренный катагенез; кероген из ряда скважин на западе и на юге территории исследования характеризуется относительно высокими значениями остаточного нефтегенерационного потенциала – до 175 мг УВ/г  $C_{орг}$ . Отложения базальных горизонтов юры находились в сложных термобарических условиях, поэтому на большей части Западной Сибири и изученной территории ОВ претерпело существенные изменения и достигло граций  $МК_3^1$ - $АК_3$ . Данные по НИ нижеюрских отложений на севере центральной части Надым-Тазовского междуречья также свидетельствуют о высоком уровне зрелости ОВ и низких значениях остаточного нефтегенерационного потенциала – < 20 мг УВ/г  $C_{орг}$  (рис. 5). Исключение составляют некоторые области западного и северо-западного района (скв. Медвежья-1001) территории Надым-Тазовского междуречья, где ОВ китербютского и шараповского горизонтов находится в умеренной зоне катагенеза ( $МК_2$ ), здесь фиксируются относительно высокие значения остаточного нефтегенерационного потенциала (до 90 мг УВ/г  $C_{орг}$ ).

Таким образом, в юрских отложениях отчетливо прослеживается закономерное усиление преобразованности ОВ от периферии к центральным и далее к северным районам по мере погружения толщ осадочного чехла.

## Заключение

В целом весь разрез юрских отложений в пределах Надым-Тазовского междуречья характеризуется относительно высокими содержаниями органического углерода в породах, что позволяет рассматривать их в качестве потенциально нефтегазоматеринских. Наиболее высокие концентрации  $C_{\text{орг}}$  отмечаются в аргиллитах баженовской свиты, а также в отдельных пачках малышевского, леонтьевского и вымского горизонтов.

Верхнеюрские отложения на большей части территории исследования еще не вышли из главной зоны нефтеобразования, и в них может происходить генерация жидких углеводородов. Изучение нерастворимого органического вещества этих толщ подтвердило высокий нефтегенерационный потенциал баженовской свиты, ОВ которой является источником нефти как в горизонте Ю<sub>0</sub>, так и в выше- и нижележащих резервуарах, что подчеркнуто А.Э. Конторовичем с соавторами (Конторович и др., 2019). Органическое вещество васюганской и георгиевской свит имеют существенно более низкий потенциал. Нижнеюрские толщи в целом характеризуются террагенным типом ОВ и находятся в зоне интенсивного газообразования. Кероген этих отложений имеет более низкий генерационный потенциал по сравнению с верхнеюрскими (баженовский горизонт). Среднеюрские толщи в отдельных интервалах разреза имеют умеренный потенциал. Это согласуется с результатами элементного и изотопного анализов керогена. Показано, что с глубиной содержание водорода существенно падает, и на грациях апокатагенеза кероген имеет очень низкие значения водорода и атомного соотношения водорода и углерода. Тем не менее, в среднеюрских (малышевский и леонтьевский горизонты) и в нижнеюрских отложениях (китербютский, шараповский горизонты), на отдельных участках исследуемой территории распространены пачки пород, характеризующиеся относительно высоким остаточным нефтегенерационным потенциалом.

На основании построенных схематических карт в Надым-Тазовском междуречье можно выделить достаточно перспективные территории, палеогеотермические условия которых допускают сохранение в них залежей углеводородов. Судя по уровню зрелости ОВ в верхне- и среднеюрских отложениях могли сохраниться залежи нефтей и жирных газов, а в нижнеюрских – жирных и сухих газов.

## Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта ФНИ № 0331-2019-0022.

Авторы благодарны В.Н. Меленевскому за проведение пиролиза Rock-Eval.

## Литература

Богородская Л.И. (1973). Методика определения кислородсодержащих функциональных групп в дебитуминизированном рассеянном органическом веществе. *Современные методы анализа в органической геохимии*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 14.

Богородская Л.И., Конторович А.Э. (1982). Химический состав рассеянного в породах органического вещества и пути его классификации. Сидикахиты на разных этапах литогенеза. М.: Наука, с. 49.

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Филиал Гео, 255 с.

Конторович А.Э. (2004). Очерки теории нефтидогенеза. Новосибирск: СО РАН, 548 с.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С., Бурштейн Л.М., Исмагилов З.Р., Ефимова О.С., Костырева Е.А., Лемина Н.М., Рыжкова С.В., Созинов С.А., Фоми́н А.Н. (2019). Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта. *Геохимия*, 64(6), с. 585-593. <https://doi.org/10.1134/S0016702919060028>

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. (1985). Распределение стабильных изотопов углерода в сидикахитах различных областей. *Геология и геофизика* (7), с. 3-11.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Фоми́н А.Н., Костырева Е.А., Борисова Л.С., Меленевский В.Н. (2002). Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов севера Западной Сибири (Тюменская СГ-6). *Известия ТПУ. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 305(8), с. 45.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972-1012. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>

Методические рекомендации по применению пиролитического метода в органической геохимии. (1985). Ред. А.Э. Конторович. Новосибирск: СНИИГГиМС, 42 с.

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Западно-Сибирский бассейн. (1994). Гл. ред. А.Э. Конторович А.Э. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, СНИИГГиМС, 201 с.

Нехаев А.Ю., Москвин В.И., Меленевский В.Н. (2009). Оценка масштабов генерации УВ нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Новосибирск: ГеоСибирь, с. 51.

Парпарова Г.М., Неручев С.Г. (1977). Основы генетической классификации органического вещества. *Геология и геофизика* (5), с. 45-51.

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Мир, 499 с.

Успенский В.А., Инденбом Ф.Б., Чернышева А.С., Сенникова В.Н. (1958). К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества. Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, с. 221.

Фоми́н А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. (2001). Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*, 42 (11), 1875-1887.

Espitalie J. (1988). Use of Tmax as a maturation in dextr petroleum exploration. *Petroleum Geochemistry and exploration in the Afro-Asian Region*. Rotterdam, BROOKFIELD, pp. 67-73.

## Сведения об авторах

*Любовь Сергеевна Борисова* – доктор геол.-мин. наук, доцент, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН; Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3

E-mail: BorisovaLS @ipgg.sbras.ru

*Александр Николаевич Фоми́н* – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН; заведующий кафедрой геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3

*Екатерина Сергеевна Ярославцева* – младший научный сотрудник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН  
Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3

Статья поступила в редакцию 12.11.2019;

Принята к публикации 04.06.2020;

Опубликована 30.09.2020

## Geochemical features of the organic matter from Jurassic sediments of the Nadym-Taz interfluvium

L.S. Borisova<sup>1,2\*</sup>, A.N. Fomin<sup>1,2</sup>, E.S. Yaroslavtseva<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Lyubov S. Borisova, e-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

**Abstract.** This paper deals with the evaluation of oil-generation potential derived from the geochemical data on deep-buried Jurassic sedimentary rocks of the Nadym-Taz interfluvium being part of the West Siberian petroleum basin (PB). The study provides analysis of samples from ultra-deep and deep wells that penetrated the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover in the north of the central part of PB (En-Yakhinsky, Evo-Yakhinsky, Yarudeysky, Tyumensky areas, etc.). The research focuses on the insoluble organic matter (OM) from Upper, Middle and Lower Jurassic sediments (54 samples).

A comprehensive study of the kerogen by elemental, isotope analyses and pyrolysis Rock-Eval allowed obtaining the data critical for determining the genetic type of OM, its thermal maturity and residual petroleum generating potential. Using the Surfer and Corel Draw software, schematic maps and diagrams of variations in the most informative (i.e. area-specific and depth-dependent) geochemical parameters of the kerogen on the studied area and also down the section (from the Upper to the Lower Jurassic) were constructed and analyzed. The obtained geochemical data indicate that in the Jurassic sediments of the Nadym-Tazovsky interfluvium, the highest OM generation potential is found in the Bazhenov horizon, as well as in individual members of the Malyshevsky, Leontievsky, Sharapovsky and Kiterbyutsky horizons. Based upon the level of OM maturity in the Upper and Middle Jurassic sediments, deposits of mainly oil and fat gases could be preserved, and in the Lower Jurassic – deposits of fat and dry gases.

**Keywords:** insoluble organic matter, petroleum-generating potential, Jurassic sediments, West Siberia

**Recommended citation:** Borisova L.S., Fomin A.N., Yaroslavtseva E.S. (2020). Geochemical features of the organic matter from Jurassic sediments of the Nadym-Taz interfluvium. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 21–27. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.21-27>

### Acknowledgments

This work was carried out with the financial support of the Basic Scientific Research Project No. 0331-2019-0022.

The authors are grateful to V.N. Melenevsky for performing the Rock-Eval pyrolysis.

### References

- Bogorodskaya L.I. (1973). Method for determination of oxygen-containing functional groups in debituminized dispersed organic matter] *Modern methods of analysis in organic geochemistry*. Novosibirsk: SNIIGiMS, p. 14. (In Russ.)
- Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E. (1982). Chemical composition of organic matter dispersed in rocks and ways of its classification. *Sedimentation at different stages of lithogenesis*. Moscow: Nauka, p. 49. (In Russ.)
- Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen. Study methods, geochemical interpretation. Novosibirsk: Geo, 255 p. (In Russ.)
- Espalieu J. (1988). Use of Tmax as a maturation in dextrin petroleum exploration. *Petroleum Geochemistry and exploration in the Afro-Asian Region*. Rotterdam, BROOKFIELD, pp. 67-73.

Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. (2001). Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Jurassic, Triassic, and Paleozoic deposits in the northern areas of the West Siberian megabasin. *Geologiya i geofizika*, 42(11), pp. 1875-1887. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (2004). Essays on the theory of naphthodrogenesis. Novosibirsk: SO RAN, 548 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Borisova L.S., Burshtein L.M., Ismagilov Z.R., Efimova O.S., Kostyreva E.A., Lemina N.M., Ryzhkova S.V., Sozinov S.A., Fomin A.N. (2019). Geochemistry and catagenetic transformations of kerogen from the Bazhenov horizon. *Geochemistry International*, 57, pp. 621–634. <https://doi.org/10.1134/S0016702919060028>

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. (1985). Distribution of stable carbon isotopes in sediments of various regions. *Geologiya i geofizika*, 7, pp. 3–11. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Fomin A.N., Kostyreva E.A., Borisova L.S., Melenevskii V.N. (2002). Distribution of stable carbon isotopes in sediments of various regions. *Izvestiya TPU. Geologiya i razrabotka neflyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 305(8), p. 45. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanekov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747–779. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>

Methodical recommendations for the application of the pyrolytic method in organic geochemistry. (1985). Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: SNIIGiMS, 42 p. (In Russ.)

Oil and gas basins and regions of Siberia. West Siberian Basin. (1994). Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: OIGGM SO RAN, SNIIGiMS, 201 p. (In Russ.)

Nekhaev A.Yu., Moskvina V.I., Melenevskii V.N. (2009). Estimation of the scale of hydrocarbon generation in the Lower Jurassic deposits of the Nadym-Taz interfluvium. Novosibirsk: GeoSibir, p. 51. (In Russ.)

Parparova G.M., Neruchev S.G. (1977). Fundamentals of the genetic classification of organic matter. *Geologiya i geofizika*, 5, pp. 45–51. (In Russ.)

Tissot B., Velte D. (1981). *Petroleum Formation and Occurrence*. Moscow: Mir, 499 p. (In Russ.)

Uspenskii V.A., Indenbom F.B., Chernysheva A.S., Sennikova V.N. (1958). To the development of a genetic classification of dispersed organic matter. *Issues of oil formation*. Leningrad: Gostoptekhizdat, p. 221. (In Russ.)

### About the Authors

*Lyubov S. Borisova* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Associate Professor, Novosibirsk State University

3, Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation  
E-mail: BorisovaLS @ ipgg.sbras.ru

*Alexander N. Fomin* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Head of the Department of Oil and Gas Fields Geology, Novosibirsk State University

3, Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

*Ekaterina S. Yaroslavtseva* – Junior Researcher, 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

Manuscript received 12 November 2020;  
Accepted 4 April 2020; Published 30 September 2020

## Новый метод «геохимического каротажа» для изучения доманиковых отложений

С.Б. Остроухов<sup>1</sup>, Н.В. Пронин<sup>1</sup>, И.Н. Плотникова<sup>1,2\*</sup>, Р.К. Хайртдинов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

<sup>2</sup>Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия

<sup>3</sup>ЗАО «Предприятие Кара-Алтын», Альметьевск, Россия

На основе изучения пород семилукского горизонта на участке северо-западного склона Южно-Татарского свода получены новые данные о соотношении в породах-доманикитах рассеянного органического вещества, карбонатной и кремнистой составляющих. По результатам геохимических исследований битумоидов этих пород получена новая информация о закономерностях распределения ароматических биомаркеров в породах различного литологического состава. Выявлены особенности распределения в таких породах палеонериатана и изорениератана. Благодаря использованию ароматических биомаркеров разработан ряд новых геохимических коэффициентов, позволяющих охарактеризовать не только доманиковые толщи по разрезу отложений, но и процессы их преобразования, начиная со стадии формирования биоты.

Приведено обоснование использования данных геохимических коэффициентов при проведении геохимического каротажа по разрезу скважин для установления границ развития доманиковых толщ и продуктивных интервалов в них, а также для оценки фациальных условий их формирования. При этом, закономерности, установленные данными коэффициентами, хорошо коррелируют с другими геохимическими и геологическими параметрами. Выполненные исследования показали, что в толще доманикитов присутствуют минимум два типа органического вещества – миграционное, более зрелое и термokatалитически преобразованное, и сингенетичное, менее зрелое с низкой степенью термokatалитической преобразованности.

Применение разработанных геохимических коэффициентов определяет новый подход к использованию «геохимического каротажа» в общем комплексе экспрессных геолого-технологических исследований в процессе бурения скважины. При исследовании шлама данные коэффициенты позволяют выявлять интервалы-коллекторы, зоны трещиноватости и разуплотнения, содержащие следы миграционных углеводородных флюидов, подвижные углеводороды, что может указывать на наличие залежей нефти. Комплексирование геохимических исследований шлама с его экспрессным изучением методами пиролиза и рентгенографического анализа может значительно повысить точность выделения в разрезе пород-доманикитов пропластков с высоким содержанием органического вещества, а также потенциальных коллекторов с подвижными миграционными углеводородами.

**Ключевые слова:** семилукский горизонт, доманик, доманикиты, ароматические углеводороды, геохимические коэффициенты, геохимический каротаж, миграционные битумоиды

**Для цитирования:** Остроухов С.Б., Пронин Н.В., Плотникова И.Н., Хайртдинов Р.К. (2020). Новый метод «геохимического каротажа» для изучения доманиковых отложений. *Георесурсы*, 22(3), с. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.28-37>

### Введение

В настоящее время вопросам исследования отложений доманикового типа уделяется большое внимание. Оценка перспектив добычи сланцевой нефти из высокоуглеродистых толщ семилукско-речицкого комплекса инициировала начало более детальных работ по их изучению, в том числе и геохимических исследований. Новый этап изучения семилукско-речицких высокоуглеродистых пород (Остроухов и др., 2015; Плотникова и др., 2017а, б) наглядно показал, что на современном этапе необходимы более детальные знания об условиях их формирования и размещении в недрах. Для этого требуется расширить созданный ранее и применяемый сегодня комплекс геохимических исследований, поскольку выделение высокоуглеродистых толщ в разрезе только по количеству содержания в породах органического вещества (ОВ) с оценкой

его катагенетической зрелости является недостаточным и далеко не в полной мере характеризует геологическую историю формирования ОВ и его распространения по разрезу осадочного чехла. Кроме этого, до конца не решена проблема выделения перспективных нефтенасыщенных интервалов в разрезе доманиковых отложений методами ГИС, а используемый комплекс геолого-технических исследований нуждается в дополнении мобильными экспрессными методами пиролиза, рентгенографических исследований матрицы породы и геохимического изучения рассеянного органического вещества и подвижных углеводородов. Применение новых геохимических коэффициентов позволит дифференцировать разрез доманиковых отложений по характеру насыщающего флюида и выделить участки с преимущественным развитием неподвижной сингенетичной органики в плотных карбонатно-кремнистых породах и подвижных миграционных битумоидов, отвечающих за формирование промышленных скоплений.

Отложения семилукско-речицкого возраста на территории Республики Татарстан относятся к так называемым

\* Ответственный автор: Ирина Николаевна Плотникова  
E-mail: [irena-2005@rambler.ru](mailto:irena-2005@rambler.ru)

отложениям «доманикового типа». Они выделяются среди выше и ниже залегающих пород определенным минералогическим составом и высоким содержанием рассеянного органического вещества (общий органический углерод, Total Organic Carbon, ТОС, от 5 до 20 % и выше), что дает основание отнести их к горючим сланцам. Используемый на современном этапе стандартный набор геохимических исследований не всегда позволяет в полном объеме оценить их особенности, характер распространения и условия формирования. Это вызывает необходимость в создании и применении новых подходов к геохимическим исследованиям ОВ, что позволит расширить их практическую значимость как на стадии поисково-разведочных работ, так и в период эксплуатации выявленных залежей.

### Материалы и методы исследований

В настоящей работе объектом изучения явились породы семилукского горизонта франского яруса верхнего девона, вскрытые в интервале 1775–1800 м скважиной №5055 на Тавельском нефтяном месторождении на территории Республики Татарстан. Стоит отметить, что данные отложения литологически неоднородны и представлены чередованием известняков, известняков доломитизированных, кремнисто-карбонатных, карбонатно-кремнистых и преимущественно кремнистых пород. Для их изучения проведены исследования методом рентгенографического фазового анализа (12 образцов), пиролитические исследования (16 образцов) геохимические исследования битумоидов (25 образцов), экстрагированных из пород, наиболее полно характеризующих указанный интервал разреза. В связи с высокой литологической неоднородностью исследуемого интервала разреза проведены работы по выделению и изучению прослоев различного литологического типа, что способствовало получению более полной информации для данных отложений.

Выполненные исследования сконцентрированы преимущественно на геохимическом изучении на молекулярном уровне битумоидов пород доманиковой фации, характеристических соединений этих битумоидов в породах различного литологического состава. Для этих целей использованы новые геохимические коэффициенты, позволяющие дифференцировать битумоиды по условиям образования, по степени термокаталитического преобразования, а также по их приуроченности к определенным типам пород изучаемого разреза.

Для изучения ОВ пород рассматриваемых отложений на первом этапе был использован стандартный комплекс геохимических исследований, включающий пробоподготовку образцов с использованием горячей хлороформной экстракции, определение содержания битумоида с последующим его делением на группы методом жидкостной колоночной хроматографии.

Масляные фракции ОВ пород были проанализированы на хромато-масс-спектрометре «Thermo Fisher Scientific» (США), с использованием компьютерной обработки данных в режиме SCAN. Разделение углеводов (УВ) велось на капиллярной колонке длиной 30 м, диаметром 0,32 мм с фазой PE-XLB. Хроматографирование проводилось в режиме линейного программирования от 100 °С до 300 °С, в диапазоне температур от 100 °С до 150 °С скорость подъема температуры составляла 12,5 °С в минуту и 3 °С в минуту

в диапазоне от 150 °С до 300 °С. Изотермический режим при начальной температуре длился 2 минуты, при конечной (300 °С) – 14 минут. Температура испарителя – 300 °С. Газ-носитель – гелий, скорость потока – 2 мл/мин. Особое внимание при данных условиях хроматографирования было уделено анализу изорениератана – высокомолекулярному ароматическому соединению состава C40.

Для сопоставления данных хромато-масс-спектрометрии (ХМС) был проведен пиролиз образцов пород на приборе «HAWK Resource Workstation» (Wildcat Technologies, USA) в режиме BulkRock до и после экстракции, а также рентгенографические исследования образцов пород.

### Результаты

Изученный участок геологического разреза скважины в интервале глубин 1775–1800 м характеризуется высокой литологической неоднородностью и представлен чередующимися прослоями известняков серых или светло-серых, кремнистых известняков темно-серого цвета, а также карбонатно-кремнистых, карбонатно-кремнисто-углеродистых и преимущественно кремнисто-углеродистых пород черного цвета. Толщина чередующихся прослоев варьирует от первых миллиметров до 10–15 сантиметров.

В ряду известняк→кремнистый известняк→карбонатно-кремнистая порода→карбонатно-кремнисто-углеродистая порода→кремнисто-углеродистая порода (рис. 1) наблюдается уменьшение содержания карбонатной составляющей (от 100 до 11 %, здесь и далее используются масс. %), увеличение содержания кремнезема (от 0 до 80 %) и увеличение содержания ТОС (от 0,7 до 23,6 %).

Содержание ТОС и широкий разброс его значений связан с литотипом пород (рис. 2). Наиболее низкое содержание ОВ, не превышающее 0,7 %, характерно для известняков (рис. 3, А). В одном образце кремневой породы без карбонатных прослоев зафиксировано аномально высокое значение ТОС – 23,6 % (рис. 3, Г). Основное же содержание ОВ, заключенное в пределах от 3,5 и до 6,5 %, связано с кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми породами с известняковыми прослоями (рис. 3, Б, В).

На рисунке 4 приведена зависимость содержания свободных подвижных углеводов S1 от ТОС пород рассматриваемого интервала изучаемого разреза. Основная часть значений на нём группируется в достаточно узком диапазоне, равномерно увеличивающимся с ростом ТОС (голубые точки), что вполне закономерно. Однако часть образцов (красные точки) указывает на наличие повышенного содержания в ряде образцов подвижных (аллохтонных) УВ, что может свидетельствовать о разных типах УВ в изучаемых образцах.

В составе хлороформного битумоида А (ХБА) пород по результатам группового анализа преобладают смолы с содержанием – от 24,31 % и до 64,47 %, и асфальтены – от 14,08 % до 72,62 %. В основном это характерно для прослоев известняков. Содержание же масел изменяется от 5 до 34 % и напрямую связано с содержанием ОВ в породе.

Сложность геологического разреза семилукского горизонта и необходимость создания новых решений в поиске и разведке приуроченных к нему промышленных залежей нефти обуславливает актуальность создания новых геохимических подходов к разработке эффективного комплекса методов поиска нефти в доманикитах на

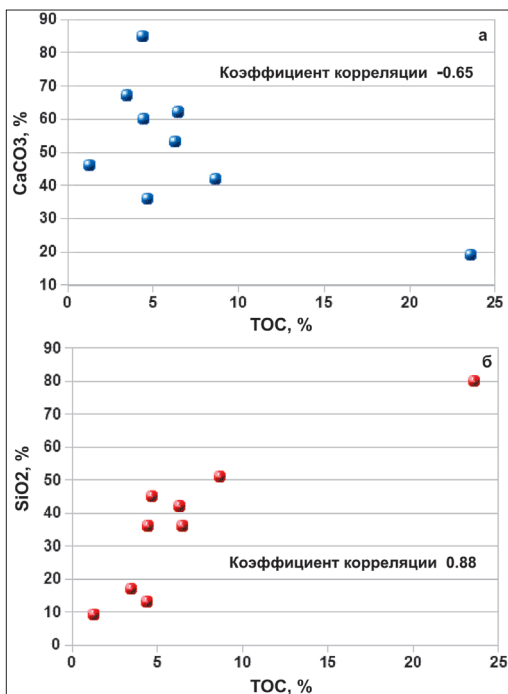


Рис. 1. Зависимость содержания общего органического углерода (ТОС) от содержания в породе карбонатной (а) и кремнистой (б) составляющих

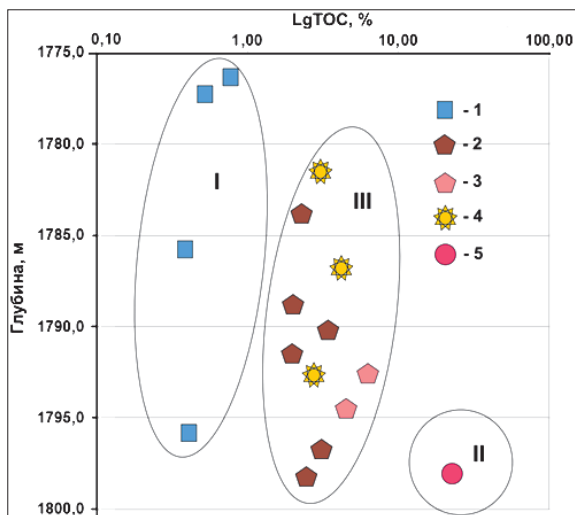


Рис. 2. Значения ТОС в образцах пород из интервала 1775–1800 м. 1 – известняки, 2 – кремнисто-карбонатные породы, 3 – карбонатно-кремнистые породы, 4 – тонкое чередование кремнисто-карбонатных, карбонатно-кремнистых, кремневых пород и прослоев известняка, 5 – кремневая порода (силицит).

базе ранее созданных и активно используемых критериев и геохимических коэффициентов (Петров 1984; Peters et al., 2005).

Расширенные геохимические исследования углеводородного состава ОБ пород семилукского горизонта позволили выявить характерную для данных отложений группу соединений. Они представляют собой моноциклические ароматические соединения состава C10–C30 с изопреноидной алкильной цепью нерегулярного строения (Ostroukhov et al., 1982), являющиеся производными природного ароматического каротиноида (АК) состава C40 (изорениератена). Изорениератен (ISR) широко представлен в живой природе начиная с возраста Земли 1,6

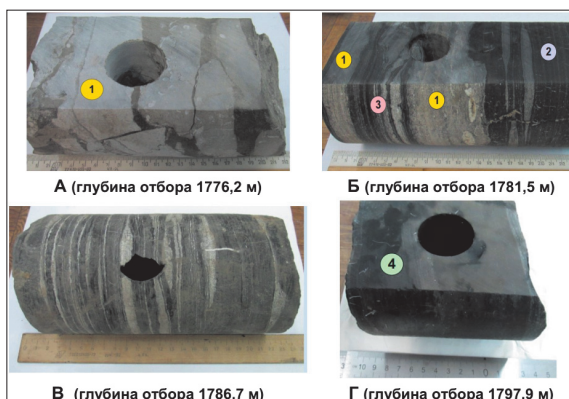


Рис. 3. Примеры образцов пород семилукского горизонта. А – известняк; Б, В – чередование прослоев карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород с прослоями светлого известняка; Г – карбонатно-кремнистая порода без прослоев известняка; 1 – известняк, 2 – тонкое переслаивание карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, 3 – тонкая слоистость известняков и карбонатно-кремнистых пород, 4 – кремневая порода (SiO<sub>2</sub> – 80 %).

млрд лет (Paleoproterozoic) (Brocks et al., 2005, 2008) и по настоящее время. При этом его содержание в природной среде за всё геологическое время не было постоянным. В определённые периоды содержание изорениератана (диагенетического продукта ISR) в живой природе, а затем и в отложениях, либо значительно возрастало, либо практически исчезало (French et al., 2015). К одному из периодов с повышенным содержанием изорениератана относятся отложения франско-фаменского возраста позднего девона.

ISR относится к изопреноидным пигментам, производимым фотосинтезируемыми коричневыми и зелеными серными бактериями (Chlorobiaceae) (Maresca et al., 2008a). Поскольку метаболизм бактерий требует одновременного доступа как к свету, так и к H<sub>2</sub>S в водной среде их обитания, то обнаружение их диагенетических и катагенетических продуктов в ОБ пород или нефтях рассматривается в качестве доказательства существования сульфидной эвксидной зоны палеобассейна (Summons, Powell, 1987; Brocks et al., 2005; Connock et al., 2018). Это позволяет при проведении геохимического каротажа выявлять в исследуемых отложениях подобные участки с определением их граничных значений.

Впервые на территории Республики Татарстан изорениератан, его диагенетические и каталитические продукты установлены в отложениях семилукского возраста в 2013–2014 гг. и описаны в работе (Остроухов и др., 2015). Аналогичные соединения наблюдаются в породах доманиковой фации и на сопредельных территориях Татарстана, что указывает на масштабность проявления единых геолого-фациальных условий осадконакопления, способствующих периодическому активному развитию биоты.

На масс-фрагментограмме, сканированной по ионам m/z 133+134 (рис. 5А), приведена группа ароматических каротиноидов состава C14–C22 (УВ этого ряда обозначены значком Δ) с метильным замещением бензольного кольца в положении 2,3,6- по отношению алкильной цепи и индивидуальное соединение II (изорениератан) с метильным замещением двух бензольных колец в положении 2,3,6-/2,3,6- (Kooftmans et al., 1996b), являющиеся производными от природного ISR состава C40 (рис. 6).



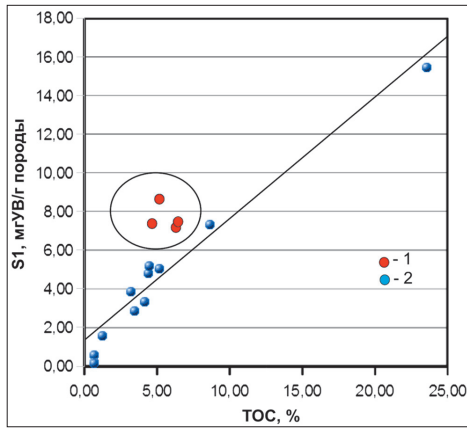


Рис. 4. Характер зависимости  $S_1$  (по данным пиролиза) от ТОС. 1 – значения  $S_1$ , указывающие на наличие миграционных УВ; 2 – значения  $S_1$ , предположительно не связанные с миграционными УВ.

На масс-фрагментограммах (рис. 5) также наблюдается присутствие второго гомологического ряда (на масс-фрагментограммах УВ этого ряда обозначены значком  $\nabla$ ) и индивидуального соединения I (палеорениератан) по составу и распределению в ряду аналогичных соединений ряда  $\Delta$  и соединению II. Строение соединений указанного ряда принято на основании исследований, описанных в работах (Hartgers et al., 1993, 1994; Clifford et al., 1998), согласно которым соединения, обозначенные  $\nabla$ , имеют метильное замещение бензольного кольца в положении 3,4,5- и соединение I (палеонииератан) с метильным замещением бензольных колец в положении 3,4,5-/2,3,6- (рис. 7).

Присутствие палеорениератана (I) отмечается в составе ОВ всех пород по разрезу семилукского горизонта. При этом необходимо отметить, что его содержание всегда выше содержания изорениератана (II). Высокая представительность соединения I подразумевает его широкое использование в комплексе геохимических исследований доманиковых отложений. Но для этого необходимо понимание условий его образования и преобразования в природной среде. Однако в настоящее время существует проблема, связанная с невозможностью установления его природного аналога. В составе более 700 установленных природных соединений не выявлены соединения каротиноидного строения с метильным замещением 3,4,5-/2,3,6- в кольце (Maresca et al., 2008a). В то же время, значительное количество соединения I присутствует в отложениях позднего девона (French et al., 2015). Это вызывает определённый интерес как к его происхождению, так и к приуроченности к отложениям доманикового типа.

В природной среде конечным продуктом биохимического процесса преобразования каротиноидов в структуре зеленых серных бактерий Chlorobiaceae в условиях эвксидной обстановки является изорениератан (ISR) (Koormans et al., 1996a, b). Это происходит в результате действия генома crtU, приводящего к разрушению геминальных метильных групп циклогексеновых колец при их ароматизации с сохранением в нём количества метильных заместителей с замещением 2,3,6-/2,3,6- по отношению к алкильной цепи (Maresca et al., 2008b). У палеорениератана в отличие от изорениератана метильное замещение одного из колец составляет 3,4,5-.

Термокаталическое воздействие на циклические соединения с диметильным геминальным замещением в процессе их ароматизации приводит к разрушению метильной группы. В результате происходит перемещение одного из метилов группы с образованием двух возможных соединений с метильным замещением 2,3,6- и 2,4,6- (Ostroukhov et al., 1982). Образование соединений с метильным замещением 3,4,5- установлено не было. Из продуктов реакции только одно соединение с замещением 2,3,6- соответствовало нефтяному, в то время как соединения с замещением 2,4,6- в составе ОВ пород и нефти не обнаружены. Необходимо добавить, что основным продуктом термокатализа являются тризамещённые алкилбензолы с метильным замещением 2,6-, также не выявленные в составе нефти и ОВ пород.

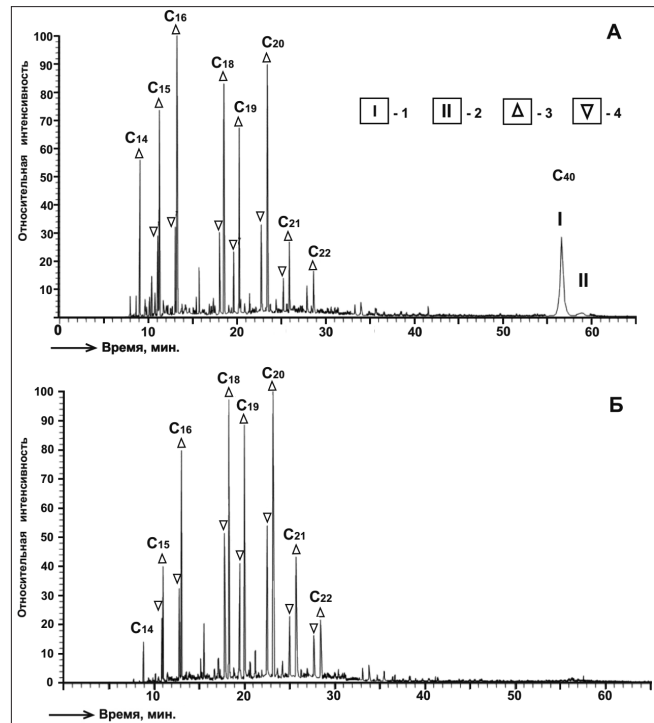


Рис. 5. Состав ароматических каротиноидов в составе ОВ пород семилукского горизонта скв. 5055. А – глубина 1781,0 м; Б – глубина 1790,5 м. 1 – 3,4,5-/2,3,6-палеонииератан; 2 – 2,3,6/2,3,6-изорениератан; 3 – 2,3,6-триметил-1-изолкилбензолы; 4 – 3,4,5-триметил-1-изолкилбензолы ( $m/z$  133+134).

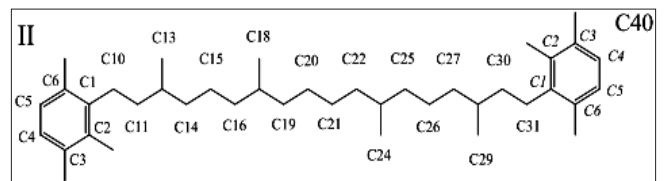


Рис. 6. Строение изорениератана с метильным замещением двух бензольных колец в положении 2,3,6-/2,3,6-, являющиеся производными от природного ISR состава C40

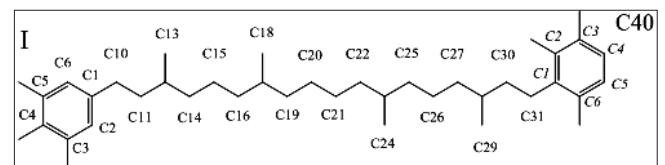


Рис. 7. Строение палеонииератана с метильным замещением бензольных колец в положении 3,4,5-/2,3,6-

В качестве одного из вариантов образования палеорениератана может быть рассмотрена изомеризация одного из бензольных колец рениератана (рис. 8).

Рениератан является производным природного соединения рениератена (RNR), классифицируемого как каротиноид (Schaeffle et al., 1977, 1997). Рениератан присутствует в составе ОБ пород и нефтей (Connock et al., 2018; Wanglu et al., 2007) определённого возраста и условий формирования нефтематеринского вещества. Изомеризация высокомолекулярных алкилбензолов происходит преимущественно за счёт изменения позиции алкильной цепи в бензольном кольце. В рассматриваемом варианте предполагается миграция алкильной цепи по кольцу из положения 1 в положение 2 с образованием самого стабильного изомера с метильным замещением 3,4,5-. Но в этом есть некоторое несоответствие, связанное с тем, что метильное замещение изопреноидной цепи, в отличие от регулярного её строения, при термокатализе блокирует процесс миграции. В связи с этим не исключена возможность изомеризации бензольного кольца природного RNR в результате биологического процесса, протекающего на ранней стадии преобразования рассеянного органического вещества.

В настоящее время в связи с отсутствием установленного исходного природного соединения для палеорениератана в качестве его предшественника можно принять, по аналогии с соединениями изорениератеном и рениератеном, псевдопалеорениератен (PAR). Это позволяет полноценно использовать его для решения геохимических задач с участием палеорениератена.

Представительность и информативность АК нефтяного ряда позволяет использовать их в комплексе геохимических исследований. В первую очередь, это касается особенностей молекулярно-массового распределения (ММР) членов их гомологических рядов. Ранее в работе (Schwark, Frimmel, 2004) был предложен коэффициент AIR (aryl isoprenoid ratio), отражающий соотношение между составами C13-C17 и C18-C22 АК с целью оценки изменчивости и стабильности фотической зоны палеобассейна в условиях возникновения аноксидной обстановки. Данный коэффициент имеет узкую направленность и не способен решать другие геохимические задачи. В этой связи, в данной работе предложен ряд геохимических коэффициентов, позволяющих через состав АК охарактеризовать некоторые процессы, связанные с образованием и преобразованием исходного ОБ в составе пород доманикового типа.

Одним из основных показателей в комплексе геохимических исследований является термокаталитическая преобразованность ОБ. Данную характеристику можно получить, основываясь на преобразованности ряда соединений АК, выраженной посредством коэффициента:

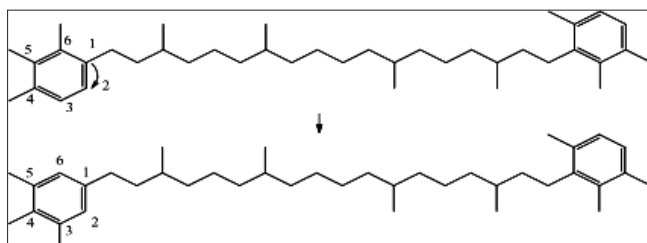


Рис. 8. Схема образования палеорениератана в результате изомеризации одного из бензольных колец рениератана

$$KacI = [\sum C_{10} / (\sum C_{10} + C_I + C_{II})],$$

где  $\sum C_{10}$  – сумма пренитола и изодурола;  $C_I$  – содержание палеорениератана (I);  $C_{II}$  – содержание изорениератана (II).

В основу коэффициента положено отношение содержания соединений I и II и алкилбензолов состава C10 с метильным замещением бензольного кольца в положении 1,2,3,4- (пренитол) и 1,2,3,5- (изодурол), представленное на рис. 9. Выбор этих соединений основан на том, что алкилюензолы состава C10 являются основными продуктами термической деструкции индивидуальных соединений I и II. Данный процесс подтверждён лабораторными исследованиями на образцах пород с высоким содержанием соединений I и II. Во всех продуктах флеш-пиролиза до 650°C исследованных пород наблюдалось высокое содержание двух новообразованных целевых соединений состава C10 и полное отсутствие исходных соединений I и II (рис. 10А, Б). При этом также наблюдалось сохранение

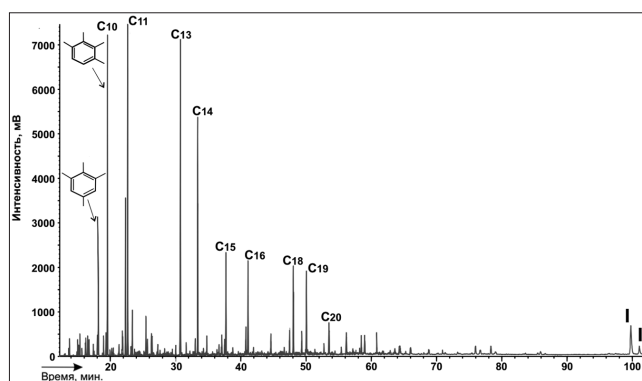


Рис. 9. Состав ароматических каротиноидов в нефти (m/z 133+134). C10-C20 – число атомов углерода в молекуле; I – 3,4,5/2,3,6-палеонииератан; II – 2,3,6/2,3,6-изорениератан.

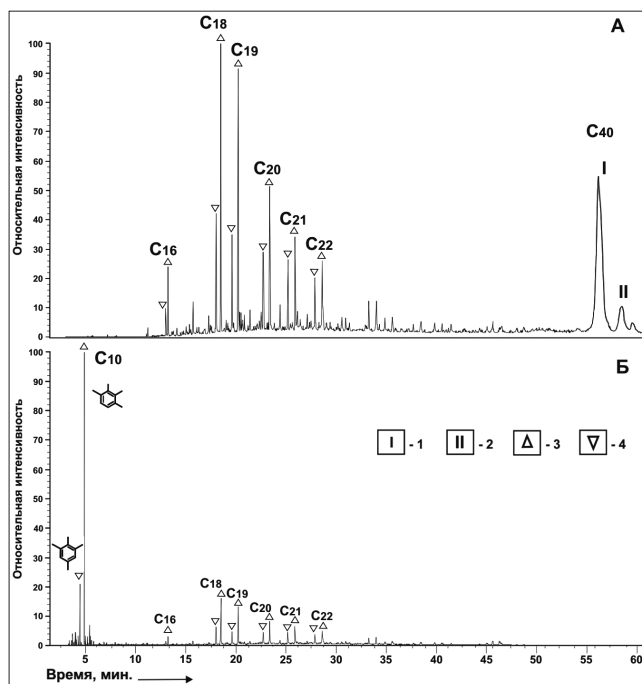


Рис. 10. Состав ароматических каротиноидов в экстракте исходного образца (А), и в продукте его флеш-пиролиза (Б). 1 – 3,4,5/2,3,6-палеонииератан; 2 – 2,3,6/2,3,6-изорениератан; 3 – 2,3,6-триметил-1-изоалкилбензолы; 4 – 3,4,5-триметил-1-изолкилбензолы (m/z 133+134).

исходных соединений АК состава C16-C22, что указывает на высокую термokatалитическую устойчивость этих соединений и отсутствие их влияния на образования C10. На это указывает и их доминирование в составе продуктов пиролиза в отличие от экстрактов.

Особо необходимо отметить отсутствие в продуктах пиролиза низкомолекулярных соединений АК состава C11-C15. Известно, что состав продуктов пиролиза ОБ пород представлен в основном низкомолекулярными алифатическими и циклическими соединениями, образованными за счёт деструкции высокомолекулярных соединений. Отсутствие же низкомолекулярных АК указывает на невозможность высокомолекулярных аналогов при данных условиях образовывать иные соединения кроме C10. При этом, их присутствие в составе нефтей вызывает интерес к процессу, способствующему их образованию. Вероятнее всего, он реализуется на ранней стадии преобразования исходного нефтематеринского вещества.

Значение коэффициента  $K_{ac1}$  отражает степень преобразования (деструкции) соединений I и II. Максимальное значение  $K_{ac1}$  связано с полным отсутствием соединений I и II в составе нефти. Значения  $K_{ac1}$  для нефтей семи-лукского горизонта Татарстана располагаются в пределах от 0,7 до 1,0. То есть в ряде исследованных нефтей соединения I и II практически отсутствуют.

Использование данного коэффициента для оценки ОБ пород в большинстве случаев затруднено из-за отсутствия в гомологическом ряду соединений состава до C14, включая и алкилбензолы C10 (рис. 5А, Б). Несмотря на это, образцы пород, не содержащие соединения I и II (рис. 6Б) могут быть отнесены к высокопреобразованным. К ним, в рассматриваемом интервале глубин относятся все пробы ОБ из отложений известняка, не содержащих или содержащих на уровне фона соединения I и II (рис. 5Б).

В составе ОБ всех карбонатно-кремнисто-углеродистых пород наблюдается присутствие в достаточно большом количестве соединения I при незначительном содержании соединения II (рис. 5А). К сожалению, отсутствие алкилбензола C10 в составе образцов не позволяет определить степень их преобразования, но наличие соединений I и II указывает на то, что она значительно ниже, чем для отложений известняка.

Состав гомологических рядов  $\nabla$  и  $\Delta$  АК органического вещества пород доманиковой фации представлен соединениями C14-C22 разной интенсивности, в отличие от нефракционированных нефтей, в которых состав гомологического ряда начинается с C10. Но тот факт, что низкомолекулярные соединения C10-C13 могли быть в их составе, не вызывает сомнений, поскольку они являются неотъемлемой частью гомологических рядов в составе нефтей доманиковых отложений, представляя собой полноценные продукты единого процесса деструкции исходных природных соединений ISR и PAR.

При рассмотрении состава гомологических рядов наблюдается отсутствие в них членов ряда выше C23-C30. При наличии высокого содержания соединений состава C10-C19, образующихся в результате деструкции цепи соединений ISR и PAR состава C40, логично ожидать присутствие, соответственно, и фрагментов состава C21-C30 с таким же содержанием. Тем не менее, в составе ОБ пород они практически отсутствуют или присутствуют в

небольшом количестве. Данный факт требует дополнительных исследований. Но такое распределение возможно за счет деструкции природных соединений Chlorobactene состава C40 (Maresca et al., 2008b), имеющих в структуре одно бензольное кольцо.

Несмотря на выше отмеченные особенности образования АК, молекулярно-массовое распределение членов их гомологических рядов имеет высокую информативность и может быть успешно использовано при изучении ОБ доманиковых отложений. Соединения гомологических рядов  $\nabla$  и  $\Delta$  имеют свои закономерности, отражающие широкий спектр природных процессов, связанных с формированием залежей УВ. К этому необходимо отнести генетическую связь между соединениями ряда  $\Delta$  и I, поскольку они, предположительно, являются продуктами природного соединения PAR, содержащего одно из двух бензольных колец с метильным замещением 3,4,5-. В свою очередь, члены ряда  $\Delta$  представлены суммой продуктов деструкции исходных природных соединений PAR и ISR, содержащих бензольные кольца с метильным замещением 2,3,6-.

Поскольку в составе нефтей и ОБ пород наблюдается значительное доминирование соединения I над II, то интересно проследить данную закономерность и для низкомолекулярных соединений одного состава. Преобладание того или иного природного соединения (PAR или ISR) в процессе формирования состава рядов  $\Delta$  и  $\nabla$  можно оценить на основании следующего коэффициента:

$$K_{ac2} = \text{PAR}/(\text{PAR} + \text{ISR}) = 2\sum C\nabla / (2\sum C\nabla + \sum C\Delta),$$

где  $2\sum C\nabla$  характеризует вклад PAR в образование членов гомологического ряда  $\nabla$ ,  $\sum C\nabla$  является суммой значения высот  $H$  или площадь  $S$  хроматографических пиков C15-C22.

Значение  $\sum C\Delta$  характеризует долю ISR в составе членов ряда  $\Delta$ . Их количество определяется в результате вычета от общего содержания члена ряда  $\Delta$  доли  $C\nabla$ .

В связи с тем, что в большинстве случаев соотношение между пиками одного состава в рядах  $\Delta$  и  $\nabla$  остаётся практически неизменным, то в расчёте данного коэффициента можно использовать значения АК C18.

В составе ОБ отложений карбонатно-кремнисто-углеродистых пород значение коэффициента  $K_{ac2}$  составляет 0,40, это указывает на преобладание ISR над PAR в процессе формирования соединений рядов  $\nabla$  и  $\Delta$ . В составе ОБ известняков также наблюдается преобладание ISR на это указывает значение рассматриваемого коэффициента, которое составляет 0,45. Имеющееся между ними различие в достаточной степени указывает на отсутствие прямой генетической связи. Значения ОБ пород, имеющих прослой, попадают в промежуточную область с интервалом 0,41–0,44. При этом, в зависимости от преобладания и природы прослоя они тяготеют к тому или другому району его расположения.

Сопоставление полученных результатов с целью установления влияния природных соединений ISR и PAR на состав членов гомологических рядов  $\nabla$  и  $\Delta$  и соединений I и II выявило определённую закономерность. Можно было бы ожидать, что при формировании состава нефти или ОБ пород как для низкомолекулярных УВ, так и для высокомолекулярных соединений I и II состава C40 должен преобладать один тип исходного вещества, но это не так. На практике выявляется, что для доманиковых отложений

Татарстана в составе гомологических рядов АК V и Δ наблюдается преобладание продуктов ISR над PAR, на что указывают значения  $K = 0,35 - 0,49$ . При этом, для этих же отложений среди соединений I и II всегда преобладает продукт PAR над ISR в соотношении от 2 и до 10 раз. Из этого следует, что ISR практически полностью преобразовался в низкомолекулярные соединения в то время, как PAR больше сохранился и представлен в высокомолекулярном соединении I. Это указывает на достаточно сложный характер преобразования исходных природных веществ каротиноидного типа в недрах.

Для комплексной характеристики ОБ доманиковых отложений использовался также коэффициент  $K_{ac3} = (C_{\Delta} + C_{V}) / (C_{\Delta} + C_{V} + C_{I} + C_{II})$ , разработанный на базе соединений I и II и членов рядов V и Δ состава C20. Члены, указанных рядов приняты на основании их нахождения в представительной области состава образца. Особенно, это касается ОБ пород, подверженных наибольшим изменениям. Коэффициент  $K_{ac3}$  дополняет получаемую при использовании коэффициентов  $K_{ac1}$  и  $K_{ac2}$  информацию о процессах, связанных с образованием и изменением состава данной группы соединений. В основу  $K_{ac3}$  положено отношение соединений I и II к продуктам деструкции исходного биологического вещества. Основные изменения значений коэффициента в едином геологическом объекте связаны с содержанием C1 и CII, на которое значительно влияет как термическое воздействие, так и миграция через пористые среды. Уточнение доминирования одного из этих процессов при необходимости осуществляется по результатам сопоставления с другими профильными методами анализа.

Для рассматриваемых доманиковых отложений, вскрытых в пределах Республики Татарстан, в связи с отсутствием или крайне низким содержанием в составе ОБ пород соединения II (CII) использовался коэффициент с упрощенным набором параметров:

$$K_{ac3} = 2C_{V} / (2C_{V} + C_{I}).$$

На рисунке 11 представлено изменение значения данного коэффициента ( $K_{ac3}$ ) с глубиной залегания пород в разрезе рассматриваемого интервала. Его значения изменяются в достаточно широком диапазоне от 0,3–1,0. При этом, низкие значения  $K_{ac3}$  связаны с высоким содержанием соединения I в составе ОБ пород, а высокие – с его снижением.

Сопоставление значений  $K_{ac3}$  с литологическим типом пород, выявляет определённую связь между ними. Например установлено, что самые низкие его значения (до 0,55) характерны для состава ОБ карбонатно-кремнисто-углеродистых пород, что связано с высоким содержанием в них соединения I. Самые высокие его значения (более 0,8) характерны для ОБ в прослоях светло-серых известняков. Необходимо обратить внимание на область значений коэффициента  $K_{ac3}$  в интервале 0,55–0,8. Эти значения характерны для образцов пород из переходной области между карбонатно-кремнисто-углеродистыми разностями, содержащими палеорениератан, и светло-серыми известняками, не содержащими палеорениератан. Литология этих пород имеет более сложный состав и представлена тонкими трудноразделимыми при пробоподготовке прослоями. Это сказывается на значениях коэффициента, характеризующего суммарный состав ОБ данных прослоев.

Для сравнительной оценки преобразованности состава ОБ пород использованы изомеры гопана состава C27 с конфигурацией Ts и Tm, традиционно применяемые в комплексе геохимических исследований. Использование гопанов связано с высокой бактериальной активностью (Kannenberget al., 1999) в анаэробной сульфидной окислительной среде рассматриваемого палеобассейна.

Термокаталитическое воздействие на насыщенные полициклические соединения приводит к их изомеризации с накоплением в смеси более термодинамически устойчивых изомеров. Необходимая тепловая энергия в недрах с глубиной залегания ОБ увеличивается, активизируя тем самым изомеризацию в составе гопана состава C27 с конфигурацией Tm в Ts. Для оценки данного процесса на практике широко используется коэффициент  $K_g = T_s / (T_s + T_m)$ , значения которого располагаются в интервале 0–1. Максимальное значение  $K_g$  указывает на полное превращение гопана с конфигурацией Tm в Ts и, соответственно, на высокую степень термокаталитического процесса.

Значения коэффициента  $K_g$  для исследованных образцов изменяются в интервале от 0,1 и до 0,4 и указывают на невысокую степень термокаталитического преобразования. На рисунке 11 представлено распределение значений с глубиной залегания образцов. Вполне естественно, что вследствие небольшой мощности исследуемого интервала это распределение не выявляет какую-либо определённую связь с глубиной залегания образцов. Однако наблюдается зависимость значений коэффициента  $K_g$  от литологии пород. Наиболее низкие значения  $K_g$  (до 0,15) характерны для карбонатно-кремнисто-углеродистых пород, обогащенных ОБ, и с самым высоким содержанием соединения I. Значения  $K_g$  выше 0,27 характерны для ОБ известняков или кремнисто-карбонатных пород с низким содержанием кремнезема, которые обеднены ОБ. Палеорениератан в их составе отсутствует или находится на уровне фона.

Значения  $K_g$ , равные 0,15 и 0,27, характеризуют переходную область, связанную с неоднородностью породы за счёт наличия в ней тонкого переслаивания известняков и карбонатно-кремнисто-углеродистых разностей. Доминирование того или иного прослоя в образце приближает его значение либо к группе известняков, либо к группе карбонатно-кремнистых пород, обогащенных ОБ.

В небольшом интервале глубин широкий разброс значений коэффициента  $K_g$ , отражающего активность изомеризационного процесса, требует особого объяснения. Связать это с различием каталитической активности пород при практически одинаковом тепловом воздействии на пласт не представляется возможным. Катагенетическая преобразованность ОБ в чистых известняках, исходя из значений коэффициента, в 2 раза превышает таковую для карбонатно-кремнистых и кремневых пород. При этом, обращает на себя внимание четкое разделение ОБ по значениям преобразованности на границах прослоев. Это указывает на отсутствие генетической связи между ОБ известняков и ОБ карбонатно-кремнистых прослоев.

Сравнительный анализ значений коэффициентов  $K_{ac2}$  и  $K_g$  от глубин залегания показал определённую взаимосвязь между ними. Отмечаются следующие основные закономерности:

– в отложениях с низкой изомеризацией гопана C27 наблюдается высокое содержание палеорениератана;

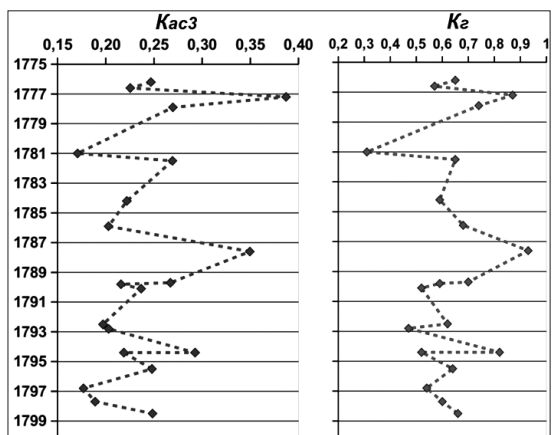


Рис. 11. Распределение значений коэффициентов  $Kac3$  и  $Kz$  в интервале глубин 1775–1800 м

– в отложениях с высокой изомеризацией гопана  $C27$  наблюдаются отсутствие палеорениератана;

– в слоистых породах преобразованность гопана и палеорениератана изменяется синхронно в зависимости от состава породы.

Корреляционную связь между значениями  $Kac3$  и  $Kz$  хорошо иллюстрирует рисунок 11. Снижение и увеличение значений данных коэффициентов наблюдается синхронно в узком интервале глубин, что свидетельствует о том, что углеводороды с высокой степенью катагенетической преобразованности связаны преимущественно с прослоями, выполненными чистым известняком (в котором, по данным пиролиза, присутствие сингенетического ОВ минимально). Таким образом, в узком интервале мощностью 15 м одновременно присутствуют УВ, сформированные при различных катагенетических условиях. Учитывая, то, что разность температур за все время геологической эволюции изучаемого интервала разреза (15 м) не превышала  $2^{\circ}C$ , присутствие в данном интервале УВ, образованных при более высоких температурах, однозначно указывает на наличие в изучаемой части разреза как минимум двух УВ-систем – сингенетического рассеянного ОВ, катагенетическая степень преобразования которого невелика, и миграционных УВ, мигрировавших в трещиноватые прослои известняков из другого источника и имеющих иной генезис. Вопрос наличия миграционных битумоидов в доманиковой толще и в других вышележащих горизонтах осадочного чехла рассматривался и ранее (Плотникова и др., 2017а, б).

Следовательно, наблюдаемые закономерности в изменении состава ОВ пород указывают на влияние на него миграционного процесса УВ, пришедших в изучаемые породы из другого источника своего формирования.

В нашем случае более высокая изомеризация гопана и отсутствие соединений I и II в битумоидах из прослоев чистого известняка указывает на более высокую термokatалитическую преобразованность данных УВ по сравнению с исходным сингенетическим веществом кремнисто-углеродисто-карбонатных прослоев семилукского горизонта.

Учитывая практическое отсутствие сингенетического ОВ в известняковых прослоях и их низкую каталитическую активность, а также условия их формирования, не способствующие высокому преобразованию сингенетической органики, можно предположить следующее. Одной из причин наличия в узком интервале геологического разреза

углеводородов, значительно отличающихся по степени катагенетической преобразованности, является то, что УВ, характеризующиеся высокой термokatалитической преобразованностью, являются миграционными, то есть мигрировавшими в исследуемые породы семилукского горизонта из другого источника генерации, связанного с высокотемпературными условиями образования углеводородов. При этом, карбонатные прослои, имеющие по сравнению с плотными кремнисто-углеродистыми повышенную пористость и проницаемость, обладают более благоприятными условиями для миграции по ним подвижных УВ. Также установлено, что источник формирования данных миграционных битумоидов не связан с сингенетическим ОВ кремнисто-углеродистых пород семилукского горизонта в районе исследований, а имеет, вероятно, глубинный характер.

## Выводы

Выполненные исследования показали, что в толще доманикитов присутствуют минимум два типа битумоидов – миграционные, более зрелые и термokatалитически преобразованные, и сингенетические, менее зрелые с низкой степенью термokatалитического преобразования (автохтонный и аллохтонный битумоиды, как это было принято называть ранее). Данный вывод полностью подтверждает полученные ранее результаты (Остроухов и др., 2017; Плотникова и др., 2017а, б), свидетельствующие о присутствии в породах осадочного чехла и в семилукском горизонте миграционных битумоидов, по своему генезису не связанных с рассеянным органическим веществом доманикового комплекса пород в пределах изучаемой территории. Применение новых геохимических коэффициентов на основе характерных для доманиковых отложений ароматических каротиноидов позволяет на новом уровне в режиме «геохимического каротажа» проводить оценку наличия в породах «подвижных» миграционных и «неподвижных» сингенетических УВ. Это позволит дифференцировать разрез семилукского горизонта и выявить в нем плотные прослои с высоким содержанием сингенетического ОВ, интервалы-коллекторы и зоны трещиноватости.

Логично предположить, что миграционные УВ преимущественно связаны с более проницаемыми и трещиноватыми породами, к которым можно отнести прослои известняков и кремнисто-карбонатных пород. Карбонато-кремнисто-углеродистые и кремневые породы, обогащенные ОВ, из-за более низкой проницаемости, по-видимому, хуже принимают «подвижные» миграционные УВ, сохраняя при этом состав сингенетической органики и показатели низкой степени её преобразованности.

Разработанные геохимические коэффициенты являются основой нового подхода к использованию «геохимического каротажа» в общем комплексе экспрессных геолого-технологических исследований в процессе бурения скважин. Такой подход может быть весьма эффективным при определении концентраций ОВ в высокоуглеродистых толщах, дополняя данные гамма-каротажа, поскольку существует положительная корреляция между содержанием ОВ и ураном. Данные новые коэффициенты могут быть успешно применены при исследовании шлама для определения интервалов-коллекторов, зон трещиноватости и разуплотнения, в которых присутствуют следы миграции

УВ-флюидов, подвижные УВ, что может указывать на наличие залежей нефти.

Комплексирование геохимических исследований шлама с его экспрессным изучением методами пиролиза и рентгенографического анализа значительно повысит точность выделения в разрезе семилукского горизонта пропластков с высоким содержанием ОВ, а также потенциальных коллекторов с подвижными углеводородами.

### Благодарности

Авторы выражают искреннюю признательность и благодарность рецензентам данной статьи за конструктивные советы и критические замечания, позволившие значительно улучшить содержание и восприятие статьи.

### Литература

Остроухов С.Б., Пронин Н.В., Плотникова И.Н. (2015). К вопросу о геохимических критериях изучения фациальных условий формирования сланцевых отложений. *Георесурсы*, 3(62), с. 42–47. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.62.3.8>

Петров А.А. (1984). Углеводороды нефти. М.: Наука, 260 с.

Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Газизов И.Г., Емельянов В.В., Пронин Н.В., Салихов А.Д., Носова Ф.Ф. (2017а). Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана. *Георесурсы*, 4(19), с. 348–355. <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>

Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Пронин Н.В. Фациальные особенности и условия образования высокоуглеродистых пород семилукского горизонта (на примере территории Татарстана) (2017б). *Сб.: Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ*. Москва: МГУ, с. 316–325.

Brocks J.J., Love G.D., Summons R.E. et al. (2005). Biomarker evidence for green and purple sulphur bacteria in a stratified Palaeoproterozoic sea. *Nature*, 437, pp. 866–870. <https://doi.org/10.1038/nature04068>

Brocks J.J., Schaeffer P. (2008). Okenane, a biomarker for purple sulfur bacteria (Chromatiaceae), and other new carotenoid derivatives from the 1640 Ma Barney Creek Formation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 72(5), pp. 1396–1414. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2007.12.006>

Clifford D.J., Clayton J.L., Sinninghe Damste J.S. (1998). 2,3,6-/3,4,5-Trimethyl substituted diaryl carotenoid derivatives (Chlorobiaceae) in petroleum of the Belarussian Pripyat River Basin Org. *Geochem*, 29(5–7), pp. 1253–1267. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00086-2)

Connock G.T., Nguyen T.X., Philp.R.P. (2018). The development and extent of photic-zone euxinic concomitant with Woodford Shale deposition. *AAPG Bulletin*, 102(6), pp. 959–986. <https://doi.org/10.1306/0726171602017224>

French, K.L., Rocher, D., Zumberge, J.E., Summons, R.E. (2015). Assessing the distribution of sedimentary C40 carotenoids through time. *Geobiology*, 13, pp. 139–151. <https://doi.org/10.1111/gbi.12126>

Hartgers W.A., Sinninghe Damste J.S., Koopmans M.P. and de Leeuw J.W. (1993). Sedimentary evidence for a diaromatic carotenoid with an unprecedented aromatic substitution pattern. *Journal of the Chemical Society, Chem. Commun.*, pp. 1715–1716. <https://doi.org/10.1039/C39930001715>

Hartgers W.A., Sinninghe Damste J.S., Requejo A.G., Allan J., Hayes J.M., Ling Y., Xie T.-M., Primack J., de Leeuw J.W. (1994). A molecular and carbon isotopic study toward the origin and diagenetic fate of diaromatic carotenoids. *Org. Geochem.*, 22(3–5), pp. 703–725. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(94\)90134-1](https://doi.org/10.1016/0146-6380(94)90134-1)

Kannenber E.L., Poralla K. (1999). Hopanoid biosynthesis and function in bacteria. *Naturwissenschaften*, 86, pp. 168–176. <https://doi.org/10.1007/s001140050592>

Koopmans M.P., Koster J., Van Kaam-Peters H.M.E., Kenig F., Schouten S., Hartgers W.A., De Leeuw J.W. and Sinninghe Damste J.S. (1996a).

Diagenetic and catagenetic products of isorenieratene: molecular indicators for photic zone anoxia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 60, pp. 4467–4496. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(96\)00238-4](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(96)00238-4)

Koopmans M.P., Schouten S., Kohnen M.E.L. and Sinninghe Damste J.S. (1996b). Restricted utility of aryl isoprenoids for photic zone anoxia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 60, pp. 4873–4876. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(96\)00303-1](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(96)00303-1)

Maresca, J.A., Graham, J.E., Bryant, D.A. (2008a). The biochemical basis for structural diversity in the carotenoids of chlorophototrophic bacteria. *Photosynth. Res.*, 97, pp. 121–140. <https://doi.org/10.1007/s11120-008-9312-3>

Maresca, J.A., Romberger S.P., Bryant D.A. (2008b). Isorenieratene biosynthesis in green sulfur bacteria requires the cooperative actions of two carotenoid cyclases. *J.Bacteriol.*, 190(19), pp. 6384–6391. <https://doi.org/10.1128/JB.00758-08>

Ostroukhov S.B., Arefyev O.A., Makusina V.M., Zabrodina M.N., Petrov A.A. (1982). Monocyclic aromatic hydrocarbons with isoprenoid side chains. *Neftekhimia*, 22, pp. 723–788.

Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidina G.T., Pronin N.V. (2015). Characteristic features of the composition and structure of crude oil from the Pervomai and Romashkino fields in Tatarstan. *Chem Technol Fuels Oils*, 50, pp. 561–568. <https://doi.org/10.1007/s10553-015-0564-2>

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). *The Biomarker Guide*. 2nd Ed. Cambridge: Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>

Schaeffle J., Ludwig B. (1977). Ourisson G. Hydrocarbures aromatiques d'origine geologique. II: *Tetrahedron Letters*, 18, pp. 3673–3676. [https://doi.org/10.1016/S0040-4039\(01\)83324-4](https://doi.org/10.1016/S0040-4039(01)83324-4)

Schaeffle J., Adam P., Wehrung P., Albrecht P. (1997). Novel aromatic carotenoid derivatives from sulfur photosynthetic bacterial in sediments. *Tetrahedron Letters*, 38(48), pp. 8413–8416. [https://doi.org/10.1016/S0040-4039\(97\)10235-0](https://doi.org/10.1016/S0040-4039(97)10235-0)

Schwark L., Frimmel A. (2004). Chemostratigraphy of the Posidonia Black Shale, SWGermany: II. Assessment of extent and persistence of photic-zone anoxia using aryl isoprenoid distributions. *Chem. Geol.*, 206, pp. 231–248. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2003.12.008>

Summons R.E., Powell T.G. (1987). Identification of aryl isoprenoids in source rocks and crude oils: biological markers for the green sulphur bacteria. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 51, pp. 557–566. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(87\)90069-X](https://doi.org/10.1016/0016-7037(87)90069-X)

Wanglu J., Ping'an P., Chiling Y., Zhongyao X. (2007). Source of 1,2,3,4-tetramethylbenzene in asphaltenes from the tarim basin. *Journal of Asian earth sciences*, 30, pp. 591–598. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2006.09.003>

### Сведения об авторах

Сергей Борисович Остроухов – канд. хим. наук, научный сотрудник, Академия наук Республики Татарстан  
Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, 20

Никита Владимирович Пронин – инженер, Академия наук Республики Татарстан  
Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, 20

Ирина Николаевна Плотникова – ведущий научный сотрудник, Академия наук Республики Татарстан; профессор, Казанский национальный исследовательский технологический университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, 20

Руслан Камилевич Хайртдинов – заместитель генерального директора – главный геолог, ЗАО «Предприятие Кара Алтын»  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Шевченко, 48

Статья поступила в редакцию 03.02.2020;

Принята к публикации 10.08.2020;

Опубликована 30.09.2020

IN ENGLISH

## A new method of «geochemical logging» for studying Domanic deposits

S.B. Ostroukhov<sup>1</sup>, N.V. Pronin<sup>1</sup>, I.N. Plotnikova<sup>1,2\*</sup>, R.K. Khairtdinov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>Kazan National Research Technological University, Kazan, Russian Federation

<sup>3</sup>CJSC «Predpriyatie Kara Alтын», Almet'yevsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Irina N. Plotnikova, e-mail: irena-2005@rambler.ru

**Abstract.** Based on the study of the rocks of the Semiluksky horizon from the northwestern slope of the South Tatar arch (Tatarstan Republic), new data on the ratio of scattered organic matter, carbonate and siliceous components in domanicite rocks were obtained. Based on the results of geochemical studies of the bitumoids of these rocks, new information was obtained on the distribution patterns of aromatic biomarkers in rocks of various lithological composition. Peculiarities of distribution of paleonyerathane and isorenierathane in such rocks are revealed. Due to the use of aromatic biomarkers, a number of new geochemical coefficients have been developed, which make it possible to characterize not only Domanic strata along the sediment section, but also the processes of their transformation, starting from the stage of biota formation. The substantiation of the use of these geochemical coefficients when carrying out geochemical logging along the well column to establish the boundaries of the Domanic strata formation and productive intervals in them, as well as to assess the facies conditions of their formation, is given. At the same time, the patterns established by these coefficients correlate well with other geochemical and geological parameters. The studies performed have shown that at least two types of organic matter are present in the domanicite sequence: migrational, more mature and thermocatalytically transformed, and syngenetic, less mature with a low degree of thermocatalytic transformation. The application of the developed geochemical coefficients determines a new approach to the use of «geochemical logging» in the complex of express logging while drilling. When studying cuttings, these coefficients make it possible to identify reservoir intervals, zones of fracturing and decompression, containing traces of migrational hydrocarbon fluids, moved hydrocarbons, which may indicate the presence of oil deposits. The integration of geochemical studies of cuttings with its rapid study by pyrolysis and X-ray analysis methods can significantly increase the accuracy of identifying interlayers with a high content of organic matter in the section of domanicite rocks, as well as potential reservoirs with moved migrational hydrocarbons.

**Keywords:** Domanic, domanicites, aromatic hydrocarbons, geochemical coefficients, geochemical logging, migrational bitumoids

**Recommended citation:** Ostroukhov S.B., Pronin N.V., Plotnikova I.N., Khairtdinov R.K. (2020). A new method of «geochemical logging» for studying Domanic deposits. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.28-37>

## References

- Brocks J.J., Love G.D., Summons R.E. et al. (2005). Biomarker evidence for green and purple sulphur bacteria in a stratified Palaeoproterozoic sea. *Nature*, 437, pp. 866–870. <https://doi.org/10.1038/nature04068>
- Brocks J.J., Schaeffer P. (2008). Okenane, a biomarker for purple sulfur bacteria (Chromatiaceae), and other new carotenoid derivatives from the 1640 Ma Barney Creek Formation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 72(5), pp. 1396–1414. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2007.12.006>
- Clifford D.J., Clayton J.L., Sinnighe Damste J.S. (1998). 2,3,6–/3,4,5–Trimethyl substituted diaryl carotenoid derivatives (Chlorobiaceae) in petroleum of the Belarussian Pripyat River Basin. *Geochem*, 29(5–7), pp. 1253–1267. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00086-2)
- Connock G.T., Nguyen T.X., Philp R.P. (2018). The development and extent of photic-zone euxinic concomitant with Woodford Shale deposition. *AAPG Bulletin*, 102(6), pp. 959–986. <https://doi.org/10.1306/0726171602017224>
- French, K.L., Rocher, D., Zumberge, J.E., Summons, R.E. (2015). Assessing the distribution of sedimentary C40 carotenoids through time. *Geobiology*, 13, pp. 139–151. <https://doi.org/10.1111/gbi.12126>
- Hartgers W.A., Sinnighe Damste J.S., Koopmans M.P. and de Leeuw J.W. (1993). Sedimentary evidence for a diaromatic carotenoid with an unprecedented aromatic substitution pattern. *Journal of the Chemical Society, Chem. Commun.*, pp. 1715–1716. <https://doi.org/10.1039/C39930001715>
- Hartgers W.A., Sinnighe Damste J.S., Requejo A.G., Allan J., Hayes J.M., Ling Y., Xie T.-M., Primack J., de Leeuw J.W. (1994). A molecular and carbon isotopic study toward the origin and diagenetic fate of diaromatic carotenoids. *Org. Geochem.*, 22(3–5), pp. 703–725. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(94\)90134-1](https://doi.org/10.1016/0146-6380(94)90134-1)
- Kannenberg E.L., Poralla K. (1999). Hopanoid biosynthesis and function in bacteria. *Naturwissenschaften*, 86, pp. 168–176. <https://doi.org/10.1007/s001140050592>

Koopmans M.P., Koster J., Van Kaam-Peters H.M.E., Kenig F., Schouten S., Hartgers W.A., De Leeuw J.W. and Sinnighe Damste J.S. (1996a). Diagenetic and catagenetic products of isorenierathene: molecular indicators for photic zone anoxia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 60, pp. 4467–4496. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(96\)00238-4](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(96)00238-4)

Koopmans M.P., Schouten S., Kohnen M.E.L. and Sinnighe Damste J.S. (1996b). Restricted utility of aryl isoprenoids for photic zone anoxia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 60, pp. 4873–4876. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(96\)00303-1](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(96)00303-1)

Maresca, J.A., Graham, J.E., Bryant, D.A. (2008a). The biochemical basis for structural diversity in the carotenoids of chlorophototrophic bacteria. *Photosynth. Res.*, 97, pp. 121–140. <https://doi.org/10.1007/s11120-008-9312-3>

Maresca, J.A., Romberger S.P., Bryant D.A. (2008b). Isorenierathene biosynthesis in green sulfur bacteria requires the cooperative actions of two carotenoid cyclases. *J.Bacteriol.*, 190(19), pp. 6384–6391. <https://doi.org/10.1128/JB.00758-08>

Ostroukhov S.B., Arefyev O.A., Makusina V.M., Zabrodina M.N., Petrov A.A. (1982). Monocyclic aromatic hydrocarbons with isoprenoid side chains. *Neftehimia*, 22, pp. 723–788.

Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Pronin N.V. (2015). Geochemical Criteria for Facies Conditions in the Formation of Shale Deposits. *Georesursy = Georesources*, 3(62), pp. 42–47. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.62.3.8>

Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidinova G.T., Pronin N.V. (2015). Characteristic features of the composition and structure of crude oil from the Pervomai and Romashkino fields in Tatarstan. *Chem Technol Fuels Oils*, 50, pp. 561–568. <https://doi.org/10.1007/s10553-015-0564-2>

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). *The Biomarker Guide*. 2nd Ed. Cambridge: Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>

Petrov A.A. (1984). *Hydrocarbons of oil*. Moscow: Nauka, 260 p. (In Russ.) Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Laptev A.A., Gazizov I.G., Emelyanov V.V., Pronin N.V., Nosova F.F., Salikhov A.D. (2017). Migration aspect in the oil-bearing capacity of the Domanic formation in Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 4(19), pp. 348–355. <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>

Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Pronin N.V. (2017b). Facies features and conditions for the formation of high-carbon rocks of the Semiluk horizon (on the example of the territory of Tatarstan). *New directions of oil and gas geology and geochemistry. Development of geological exploration works: Coll. papers*. Moscow: MSU, pp. 316–325. (In Russ.)

Schaeffe J., Ludwig B. (1977). Ourisson G. Hydrocarbures aromatiques d'origine geologique. II. *Tetrahedron Letters*, 18, pp. 3673–3676. [https://doi.org/10.1016/S0040-4039\(01\)83324-4](https://doi.org/10.1016/S0040-4039(01)83324-4)

Schaeffe J., Adam P., Wehrung P., Albrecht P. (1997). Novel aromatic carotenoid derivatives from sulfur photosynthetic bacterial in sediments. *Tetrahedron Letters*, 38(48), pp. 8413–8416. [https://doi.org/10.1016/S0040-4039\(97\)10235-0](https://doi.org/10.1016/S0040-4039(97)10235-0)

Schwark L., Frimmel A. (2004). Chemostratigraphy of the Posidonia Black Shale, SWGermany: II. Assessment of extent and persistence of photic-zone anoxia using aryl isoprenoid distributions. *Chem. Geol.*, 206, pp. 231–248. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2003.12.008>

Summons R.E., Powell T.G. (1987). Identification of aryl isoprenoids in source rocks and crude oils: biological markers for the green sulphur bacteria. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 51, pp. 557–566. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(87\)90069-X](https://doi.org/10.1016/0016-7037(87)90069-X)

Wanglu J., Ping'an P., Chiling Y., Zhongyao X. (2007). Source of 1,2,3,4-tetramethylbenzene in asphaltenes from the tarim basin. *Journal of Asian earth sciences*, 30, pp. 591–598. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2006.09.003>

## About the Authors

*Sergey B. Ostroukhov* – Cand. Sci. (Chemistry), Researcher, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan  
20 Bauman st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Nikita V. Pronin* – Engineer, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan

20 Bauman st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Irina N. Plotnikova* – Leading Researcher, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan; Professor, Kazan National Research Technological University

20 Bauman st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Ruslan K. Khairtdinov* – Deputy General Director – Chief Geologist, CJSC «Predpriyatye Kara Altyn»

48 Shevchenko st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 3 February 2020;

Accepted 10 August 2020; Published 30 September 2020

## Количественные методы определения содержания монтмориллонита в бентонитовых глинах

П.Е. Белоусов<sup>1\*</sup>, Б.В. Покидько<sup>2</sup>, С.В. Закусин<sup>1,3</sup>, В.В. Крупская<sup>1,3,4</sup>

<sup>1</sup>Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>МИРЭА - Российский технологический университет, Москва, Россия

<sup>3</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

<sup>4</sup>Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, Москва, Россия

Данная статья посвящена сравнению различных методов количественного определения содержания монтмориллонита в бентонитовых глинах. Исследования проводились на образцах природных бентонитовых глин крупных промышленных месторождений России и стран СНГ: 10й Хутор (Республика Хакасия), Зырянское (Курганская область), Даш-Салахлинское (Республика Азербайджан), Динозавровое (Республика Казахстан). Все образцы, отобранные для исследования, характеризуются высоким содержанием монтмориллонита (более 70%). В качестве эталонных значений содержаний монтмориллонита использовались данные рентгенодифракционного анализа по методу Ритвельда. В качестве тестируемых методик применялись наиболее распространенные как в научно-исследовательском, так и промышленном секторе России подходы, основанные на адсорбции смеси красителей родамина бж и хризоидина (ГОСТ 28177-89), адсорбции красителя метиленового голубого и адсорбции комплекса меди (II) с триэтилтетраамином (Cu-trien), а также термических характеристик после насыщения органическими соединениями. Наилучшую сходимость значений содержания монтмориллонита показали модифицированные методики, основанные на адсорбции красителя метиленового голубого и адсорбции комплекса Cu-trien. Для остальных методик характерна большая ошибка измерений. Общей проблемой данных методик является сверхэквивалентная адсорбция на высокозарядных щелочных бентонитах и пониженная адсорбция на щелочноземельных бентонитах, а также влияние примесных кристаллических и аморфных минеральных фаз, способных к сорбции в составе бентонита. Результаты исследований могут применяться для сопоставления результатов содержания монтмориллонита, приводимых различными авторами в научных публикациях и используемых на производстве.

**Ключевые слова:** бентонит, монтмориллонит, рентгеновская дифракция, термический анализ, адсорбция, органические красители

**Для цитирования:** Белоусов П.Е., Покидько Б.В., Закусин С.В., Крупская В.В. (2020). Количественные методы определения содержания монтмориллонита в бентонитовых глинах. *Георесурсы*, 22(3), с. 38–47. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.38-47>

### Введение

Бентонитовые глины являются ценным минеральным сырьем. Благодаря своим связующим и сорбционным свойствам, склонности к набуханию и высокой термической стойкости, бентонит стал незаменимым сырьем в различных отраслях промышленности. Наиболее важными направлениями применения бентонитовой глины в России являются (по объему потребления): металлургия, где бентонит применяется в роли связующего компонента при окомковании железорудного концентрата; в бурении – для производства буровых растворов; в литейном производстве – при изготовлении песчано-глинистых форм для литья чугуна; в сельском хозяйстве и медицине. Всего насчитывается более 200 направлений использования бентонита (Белоусов, Крупская, 2019).

Основными пороодообразующими компонентами в бентонитовой глине являются минералы группы смектита, в частности монтмориллонит (ММТ). Именно его содержание зачастую является определяющим фактором при выборе сырья для промышленных нужд.

Монтмориллонит относится к классу слоистых алюмосиликатов группы диоктаэдрических смектитов и представляет собой слой 2:1, состоящий из Si-O тетраэдрических сеток, сочлененных посередине с Al-OH октаэдрической сеткой (Дриц, Коссовская, 1990; Guggenheim et al., 2006). Ввиду изоморфных замещений Al<sup>3+</sup> на Mg<sup>2+</sup> и Fe<sup>2+</sup> в октаэдрических сетках (преимущественно) и небольшой доли изоморфных замещений Si<sup>4+</sup> на Al<sup>3+</sup> в тетраэдрических сетках, слой монтмориллонита имеет отрицательный заряд порядка 0.3–0.6 ф.ед., который нейтрализуется обменными межслоевыми гидратированными катионами Na<sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup> и др. Подобное строение приводит к лабильности структуры монтмориллонита, делает доступными для адсорбции внешние и внутренние поверхности в кристаллитах и обеспечивает высокое набухание и высокую сорбционную способность по отношению к тяжелым металлам, радионуклидам и другим опасным для здоровья человека антропогенным компонентам.

В настоящее время, наиболее корректным методологическим подходом для расчета количественного содержания кристаллических минеральных фаз в смеси (породе, грунте, материале) считается рентгеновская дифракция с применением метода Ритвельда (Крупская, Закусин, 2019; Zhou et al., 2018; Motoso et al., 2006; Srodon et al.,

\* Ответственный автор: Петр Евгеньевич Белоусов  
E-mail: [pitbl@mail.ru](mailto:pitbl@mail.ru)

© 2020 Коллектив авторов



2001). Анализ содержания глинистых минералов является нетривиальной задачей, требует специализированного оборудования и работы опытных аналитиков. Микронный и субмикронный размеры агрегатов глинистых частиц, сложное строение кристаллитов, наличие смешанослойных образований и многочисленных примесей затрудняет диагностику глин. С развитием приборной и аналитической базы совершенствовались и методы контроля содержания монтмориллонита в бентонитовой глине. При этом стоит понимать, что большинство горно-обогачительных комбинатов и литейных предприятий берут свое начало с середины двадцатого века и зачастую используют старые методики, не требующие дорогостоящего оборудования и узконаправленных высококвалифицированных специалистов по диагностике глинистых минералов.

Основные методы определения содержания монтмориллонита связаны с расчетом величины адсорбции органических красителей. Несмотря на то, что эти методы устарели, имеют большую погрешность и, по сути, определяют сорбционную способность монтмориллонита, а не его содержание, они до сих пор применяются на большинстве российских предприятий. К ним относится метод определения монтмориллонита, описанный в ГОСТ 28177-89 «Глины формовочные бентонитовые». Помимо отраслевых стандартов к общепринятым методам относится оценка содержания монтмориллонита по величине емкости катионного обмена (ЕКО) бентонитовой глины. К наиболее распространенным методам определения ЕКО можно отнести методы по адсорбции красителя метиленового голубого (МГ) и триэтилтетраминного комплекса меди (Cu-trien) (Kahr, 1998; Kaufhold et al., 2002). В литературе встречаются и более редкие методики количественного определения монтмориллонита, требующие специализированного оборудования, например, термогравиметрический анализ предварительно насыщенных этиленгликолем образцов (Holtzer et al., 2009, 2011; Nieto et al., 2008).

Результаты определения ММТ с использованием вышеперечисленных и им подобных методик зависят от особенностей строения того или иного монтмориллонита и состава примесей в бентонитовой глине, которые, в свою очередь, связаны с геологическими условиями образования и преобразованиями, структурными особенностями и характеристиками минерального состава в целом. Присутствие в породе таких минералов как цеолит, аморфный кремнезем, кристобалит, кальцит, а также других глинистых минералов (вермикулит, каолинит, галлуазит, палыгорскит и др.) значительно влияет на показатели адсорбции органических красителей и, как следствие, на результаты измерений содержания монтмориллонита. Основными факторами, влияющими на результаты количественного определения монтмориллонита, являются (Kaufhold et al., 2002; Dormann, Kaufhold, 2009): емкость катионного обмена; состав обменных катионов (соотношение щелочных и щелочноземельных катионов); общий заряд слоя; плотность заряда слоя; минеральный состав (наличие примесей других минеральных фаз, способных к адсорбции органических красителей); объем микро- и мезапор; размер глинистых частиц; наличие рН-зависимого заряда и, как следствие, величина рН глинистой суспензии; наличие водорастворимых солей.

Целью данной статьи является сравнение основных методов определения содержания монтмориллонита, основанных на адсорбции органических веществ с результатами количественного минерального анализа по методу рентгеновской дифракции, как наиболее достоверного и общепризнанного метода, о чем говорилось выше. В работе приведены результаты измерения содержания ММТ в бентонитовых глинах и сделаны выводы об особенностях выявленных различий.

## Материалы и методы

В качестве объектов исследования были выбраны природные образцы бентонита из крупных месторождений России и стран СНГ, отличающиеся различным генезисом, структурными особенностями и составом межслоевого комплекса: 10й Хутор (Республика Хакасия), Зырянское (Курганская область), Даш-Салахлинское (Республика Азербайджан), Динозавровое (Республика Казахстан). Бентониты Динозаврового месторождения близки по составу и свойствам к известным бентонитам Таганского месторождения (Krupskaya et al., 2017) и представляют собой одну бентонитоносную провинцию. При этом образцы подбирались таким образом, чтобы содержание монтмориллонита (по данным рентгенодифракционного анализа, как будет показано ниже) было достаточно высоким и близким во всех образцах (Крупская и др., 2020).

### *Количественное определение содержания минералов методом рентгеновской дифракции*

Рентгенодифракционный анализ (РДА) проводился при помощи рентгеновского дифрактометра Ultima-IV фирмы Rigaku (Япония). Рабочий режим – 40 кВ, 40 мА, медный анод, никелевый фильтр, диапазон измерений – 3–65 °2θ, шаг по углу сканирования 0.02 °2θ, фиксированная система фокусирующих щелей. Для ускорения съемки и повышения качества экспериментальных данных использовался полупроводниковый детектор нового поколения – DTex/Ultra: скорость сканирования – 5 °2θ/минуту. Исследование состава образца проводилось при использовании неориентированных препаратов, что обеспечивает максимальную разориентацию частиц, необходимую для получения качественных дифракционных картин для расчета количественного минерального состава (Крупская, Закусин, 2019).

Диагностика минерального состава проводилась методом сопоставления экспериментальной и эталонных (из базы данных PDF-2) дифракционных картин в программном пакете Jade 6.5, компании MDI. Количественное определение минерального состава осуществлялось методом полнопрофильной обработки рентгеновских картин от неориентированных препаратов (модифицированный метод Ритвельда). Погрешность расчетов количественных содержаний по методу Ритвельда обычно оценивается в 2–3 %. Ошибка определения складывается из ошибок расчета для каждой фазы и дается в массовых процентах. При этом, для отдельных фаз ошибка определений будет отличаться и может составлять от 0.5 до 2–3 %. Присутствие или отсутствие каолинита проверялось по наличию диагностических полос поглощения на ИК-спектрах бентонитов.

Методика расчета содержания глинистых и не глинистых минералов в смеси методом РДА является общепризнанной в мировой научной практике, о чем свидетельствуют результаты международного конкурса по количественному анализу Reynolds Cup ([www.clays.org](http://www.clays.org); Omotoso et al., 2006), и была выбрана как эталонная, с результатами которой сравниваются все прочие расчеты.

*Количественное определение содержания ММТ методом термогравиметрического анализа*

Количественное определение содержания монтмориллонита проводилось в соответствии с методикой F. Nieto (Nieto et al., 2008), основанной на определении потери массы образцов бентонита, насыщенных парами этиленгликоля. Согласно данной методике, наиболее стабильные показания потери массы демонстрируют глинистые образцы, переведенные в монокатионную магниевую форму, для чего природные образцы дважды насыщаются 1М раствором  $MgCl_2$  с последующей многократной промывкой для удаления избытка солей. Насыщение этиленгликолем (ЭГ) осуществляется при температуре 60 °С в течение 3 суток.

По мнению авторов разработанной методики (Nieto et al., 2008), предлагаемый метод является недорогим и простым в применении, может использоваться в дополнение к рентгеновской дифракции, в том числе и при диагностике диоктаэдрического Al-сметкита (монтмориллонита) в почвах. Для получения количественной взаимосвязи между потерей массы и содержанием ММТ, авторы методики подготовили 8 искусственных смесей. Построив графики зависимости потерь массы в разных температурных интервалах от заведомо известного значения содержания монтмориллонита, было выведено уравнение пересчета для интервала 100–450 °С:

$$y = 3.96x - 4.05 \quad (R2 = 0.96), \quad (1)$$

где  $x$  – потеря массы образца (в масс. %) в температурном интервале от 100 до 450 °С,  $y$  – содержание монтмориллонита, %.

Наибольшие потери массы за счет десорбции  $H_2O$ ,  $CO_2$  и  $CH_3-CNO$  происходят до 300 °С, после чего потери резко уменьшаются и практически заканчиваются при 450 °С. По этой причине был выбран верхний температурный предел в значении 450 °С. При этой температуре десорбция  $CO_2$  почти завершена, но октаэдрические сетки алюмосиликатов еще стабильны, так как потери гидроксиллов из октаэдрических сеток большинства глинистых минералов лежат в температурном диапазоне 500–700 °С. Ниже 100 °С потеря массы соответствует потере поверхностной (атмосферной) влаги.

Для стабилизации значений влажности (Paterson, Swaffield, 1987) и стандартизации эксперимента, авторами данного метода предлагалось перевести образец ММТ в магниевую форму и максимально насытить парами ЭГ.

Термогравиметрический анализ (ТГ) анализ исследуемых образцов выполнялся на приборе EXSTAR TG/DTA 7300 (SII). Образцы нагревали в корундовых тиглях с постоянной скоростью 10 °С/мин. Продувку печного пространства для отвода выделяющихся в процессе нагревания газов проводили воздухом, осушенным путем пропускания через колонку с силикагелем при объемной скорости циркуляции воздуха 100 мл/мин. Навеска образца составляла 10–20 мг (точность до 0.01 мг). В ходе

анализа производилось одновременное определение потери массы образца, выражаемое в кривой ТГ и изменение энтальпии, сопровождающее термические реакции (кривая ДТГ).

*Метод определения содержания ММТ по адсорбции родамина бж и хризоидина*

Определение содержания монтмориллонита методом адсорбционного люминесцентного анализа проводилось в соответствии с ГОСТ 28177-89 «Глины формовочные бентонитовые». Метод основан на ионообменной адсорбции органических красителей люминофоров, вызывающей коагуляцию глинистых частиц. Данная методика применяется на российских горно-обогатительных комбинатах и литейных предприятиях и не требует предварительного перевода ММТ в монокатионную форму.

Данный метод основан на адсорбции молекул красителей на заряженных поверхностях ММТ. Катион красителя хризоидина имеет большую молекулярную массу по сравнению с катионом родамина бж и более охотно сорбируется на поверхности монтмориллонита, вызывая коагуляцию и окрашивая образующийся осадок в красный цвет. Пока количества катионов хризоидина недостаточно, чтобы заполнить все заряженные поверхности, происходит адсорбция катионов родамина бж, у которого склонность к адсорбции существенно меньше. После полного заполнения поверхности органическими катионами добавление новой порции смеси красителей приводит к увеличению адсорбции хризоидина и вытеснению катионов родамина бж, вызывая люминесценцию в растворе над осадком. Таким образом, наличие слабой люминесценции раствора, одновременно с образованием максимального объема осадка соответствует конечной точки титрования.

*Количественное определения содержания ММТ по адсорбции метиленового голубого*

Методика основана на определении ЕКО в комовой (природной, без дополнительной обработки) глине ( $EKO_{ком}$ ) и тонкой (< 0.5 мкм) фракции ( $EKO_{100\%}$ ), содержание монтмориллонита в которой близко к 100 %. Содержание монтмориллонита в породе определяется как доля  $EKO_{ком}$  от  $EKO_{100\%}$ .

Очистка бентонитов и выделение тонкодисперсной фракции (< 0.5 мкм) проводились путем центрифугирования (центрифуга Sigma 3-18K, 18000g). Содержание монтмориллонита в тонкой фракции контролировалось РДА и составляло > 96 % во всех изученных образцах.

Методика определения ЕКО по адсорбции красителя метиленового голубого (МГ) описана как в российских стандартах (ГОСТ 21283-93), так и зарубежной литературе (Kaufhold et al., 2002; Dormann, Kaufhold, 2009).

В силу того, что одновалентный катионный краситель не способен полностью вытеснить двухвалентные катионы обменного комплекса монтмориллонита в условиях опыта, для получения адекватной информации предварительно требуется перевести природный бентонит (и тонкую фракцию) в монокатионную натриевую форму, характеризующуюся большей лабильностью катионов. Данная процедура также позволяет провести более качественный отбор глинистой фракции и повысить ее выход, что является проблемой для кальциево-магневых разностей,

склонных к агрегации глинистых частиц в суспензии. Перевод в монокатионную форму осуществляется путем многократной обработки образцов 1М раствором NaCl с последующей отмыжкой от избытка соли в диализных трубках. Чтобы минимизировать вклад в ЕКО со стороны рН-зависимых активных центров, расположенных на боковой гидроксильной поверхности глинистых частиц, адсорбция МГ проводится в кислой среде.

#### Количественное определение содержания ММТ по адсорбции триэтилентетраминного комплекса меди (II)

Данная методика схожа с вышеописанным методом по адсорбции МГ, за исключением того, что вместо красителя метиленового голубого применяется триэтилентетраминный комплекс меди (II) (Cu-trien). В настоящее время данный метод пользуется наибольшей популярностью в мировой практике, что связано с высокой точностью определения значений ЕКО за счет более полного замещения двухвалентных обменных катионов монтмориллонита (Lorenz et al., 1999; Dohrmann et al., 2012). К основным достоинствам метода следует отнести его простоту и малые временные затраты, что является немаловажным фактором для применения на производстве. Как и в предыдущем случае, для оценки содержания ММТ тонкодисперсная фракция (< 0.5 мкм) выделялась из предварительно полученной монокатионной Na<sup>+</sup>-формы бентонита.

### Результаты исследований

#### Минеральный и химический состав изученных бентонитов

Исследования образцов методом рентгеновской дифракции показали, что все представленные образцы содержат более 70 % монтмориллонита (табл. 1). В виде примесей во всех образцах присутствуют кварц и кальцит, кроме того в образце бентонита месторождения 10й Хутор (10X) присутствуют хлорит, полевой шпат и пирит, месторождения Зырянское (ЗР) – иллит, каолинит, полевой шпат, месторождения Даш-Салахлинское (ДС) – кристобалит и полевой шпат, месторождения Динозавровое (ДИН) – иллит и пирит. Полученные рентгеновские дифракционные картины валовых образцов приведены на рис. 1, результаты количественного рентгенодифракционного и

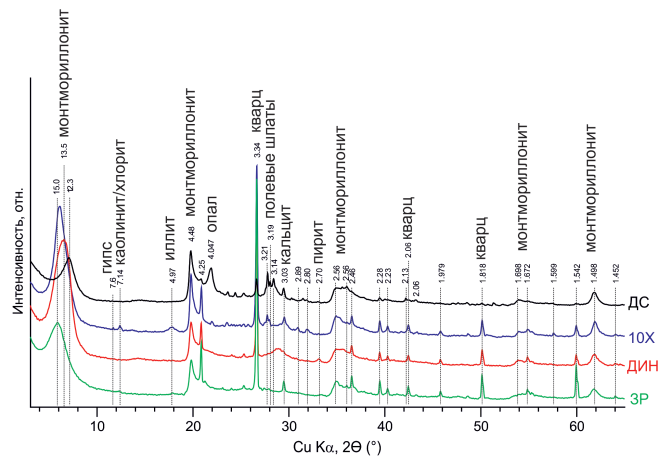


Рис. 1. Рентгенодифракционные картины неориентированных препаратов исследуемых образцов бентонитовых глин. Обозначения названий месторождений: ДИН – Динозавровое; ДС – Даш-Салахлинское; ЗР – Зырянское; 10X – 10й Хутор. Межплоскостные расстояния даны в ангстремах.

химического анализа представлены в табл. 1 и 2, соответственно. Монтмориллонит определен по серии основных диагностических рефлексов, соответствующих следующим межплоскостным расстояниям (hkl): 12.3–15.0 Å (001), 4.97–5 Å (003), 4.48 Å (100), 2.56 Å (110), 1.69–1.7 Å (210), 1.492–1.504 Å (060).

Помимо расчета содержания монтмориллонита в валовых образцах, данный метод использовался для контроля качества выделения фракций < 0.5 мкм и монокатионных форм.

#### Определение содержания ММТ по термическим данным

На рисунке 2 представлены результаты термического анализа глин, подготовленных согласно описанной выше методике. Для всех образцов на кривой ДТГ фиксируются два максимума в интервале температур 159–186 и 273–294 °С. Первый пик обусловлен разрушением молекул этиленгликоля, температура кипения которого составляет 197 °С. Второй максимум связан с десорбцией более прочносвязанных молекул ЭГ, закрепившихся в межслоевом пространстве.

Месторождение	Обр.	ММТ	Ил	Хл	Каол	Кв	Кр	ПШ	Кц	Пир
Динозавровое	ДИН	73	1	-	-	22.5	-	-	2.3	1.2
Даш-Салахлинское	ДС	73,9	-	-	-	3.7	5	13.8	3.6	-
Зырянское	ЗР	74.4	0.9	-	2.6	19.4	-	0.6	2.1	-
10й Хутор	10X	73.0	-	1.2	-	14.2	-	8.6	3	-

Табл. 1. Минеральный состав образцов бентонитовых глин, масс. %. ММТ – монтмориллонит, Ил – иллит, Хл – хлорит, Каол – каолинит, Кв – кварц, Кр – кристобалит, ПШ – полевые шпаты (калиевые полевые шпаты и плагиоклазы), Кц – кальцит, П – пирит.

Образец	ППП	Na <sub>2</sub> O	MgO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SiO <sub>2</sub>	K <sub>2</sub> O	CaO	TiO <sub>2</sub>	MnO	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	S
ДИН	8.00	1.50	3.81	16.71	61.15	0.14	1.43	0.70	0.16	6.35	0.02	0.04
ДС	13.20	2.79	2.82	14.36	56.16	0.35	2.66	0.94	0.7	5.45	0.17	0.4
ЗР	9.04	0.46	1.79	19.38	57.42	0.77	2.20	1.01	0.04	7.78	0.05	0.07
10X	7.64	1.04	2.96	18.10	61.71	1.01	2.24	0.74	0.09	4.23	0.14	0.11

Табл. 2. Химический состав породообразующих оксидов, %. PPP – потери при прокаливании.

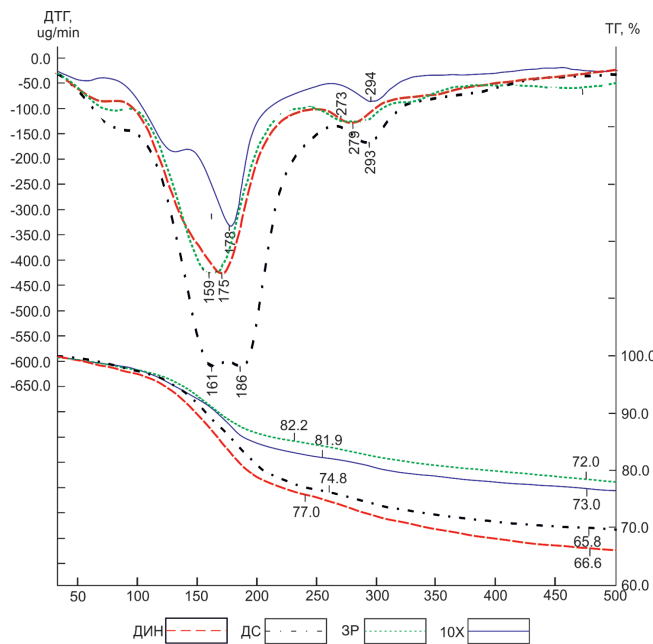


Рис. 2. Результаты термического анализа

Рассчитанные по уравнению (1) содержания ММТ оказались завышенными для всех изученных образцов (табл. 3). Наибольшее завышение содержания ММТ было получено для образцов ДС и ДИН, что связано, по всей видимости, с особенностями распределения плотности заряда на поверхности частиц монтмориллонита в этих образцах, а также с возможных присутствием не различимых РДА аморфных оксидов Fe, Si и Al, которые могут вносить свой вклад в максимум при 250–300 °С. Полученные для этих образцов значения содержания монтмориллонита более 100 % свидетельствуют о непригодности данной формулы для расчета содержания ММТ в бентонитовых глинах других месторождений.

Можно предположить, что данная методика действительно могла бы применяться для расчета содержания монтмориллонита с тем условием, что образцы должны

иметь одинаковое происхождение и структурные особенности (заряд слоя, ЕКО и пр.). Например, отобранные из одного и того же месторождения или сформированные в определенных фациальных обстановках. При этом, в каждом конкретном случае, следует подбирать рабочий интервал температур и выводить расчетную формулу заново.

Высокая сходимость результатов анализа рентгеновской дифракции и термического анализа по 8 образцам, представленным в работе F. Nieto (Nieto et al., 2008), обусловлена тем, что изученные образцы представляют собой искусственно подготовленные смеси на основе одного и того же смектита, для которого расчетная формула действительно оказалась верна.

Таким образом, основным недостатком метода определения содержания монтмориллонита по данным термического анализа является невозможность использования одной и той же расчетной формулы для бентонитов различных месторождений, кроме того использование методики требует довольно больших временных затрат.

Стоит отметить, что для проверки корректности результатов, полученных разными методами, необходимо проводить сопоставление с данными РДА с целью оценки присутствия других минералов, обладающих высокими сорбционными свойствами, чистоты тонких фракций, выявления структурных особенностей монтмориллонита, которые могут влиять на результаты расчета.

*Метод определения содержания ММТ по адсорбции родамин бЖ и хризоидина*

Исходя из подробного описания методики, приведенной выше, следует, что в данном случае не делается никаких различий между содержанием монтмориллонита и величиной ЕКО. Такая ситуация, по сути, означает, что собственная емкость катионного обмена мономинеральной фазы монтмориллонита равна 100 мг-экв/100 г, что не соответствует истине в подавляющем большинстве случаев. Второй источник ошибки связан с особенностями пробоподготовки. Для диспергирования частиц в водной среде в качестве пептизатора применяется полианионный

Обр.	Метод 1		Метод 2		Метод 3		Метод 4			Метод 5		
	Валовый, %	Фракция, %	Потеря массы в интервале 100–450, %	Содержание Ммт, %	Объем красителя	Содержание Ммт, %	ЕКО, мг-экв/100г	ЕКО <sub>(100%)</sub> , мг-экв/100г	Содержание Ммт, %	ЕКО, мг-экв/100г	ЕКО <sub>(100%)</sub> , мг-экв/100г	Содержание Ммт, %
ДИН	<b>73.0</b>	96	28.8	<b>110.0</b>	3.6	<b>89.7</b>	93.8	110.5	<b>84.9</b>	88.1	106.3	<b>82.9</b>
ДС	<b>73.9</b>	96	28.9	<b>110.0</b>	3.8	<b>90.9</b>	87.7	110.0	<b>79.7</b>	80.4	99.3	<b>81.0</b>
ЗР	<b>74.4</b>	96	23.0	<b>87.0</b>	2.2	<b>52.3</b>	64.1	87.5	<b>73.3</b>	55.1	89.9	<b>61.3</b>
10Х	<b>73.0</b>	96	21.1	<b>79.6</b>	3.0	<b>72.5</b>	63.1	89.0	<b>70.9</b>	73.5	101.9	<b>72.1</b>

Табл. 3. Результаты сопоставления определения содержания монтмориллонита в бентонитовых глинах различными методами. Методы: 1 – Измерение содержания монтмориллонита по результатам проведения РДА по методу Ритвельда; 2 – Определение содержания ММТ по результатам термического анализа образцов после насыщения этиленгликолем (Nieto et al., 2008); 3 – Определение содержания ММТ по адсорбции красителей родамин бЖ и хризоидина – ГОСТ 28177-89; 5 – Определение содержания ММТ по адсорбции МГ (Kaufhold et al., 2002; Dormann, Kaufhold, 2009). 5 – Определеение содержания ММТ по адсорбции Cu-trien (Lorenz et al., 1999; Dohrmann et al., 2012).

неорганический полимер – триполифосфат натрия, который сам по себе может химически взаимодействовать с органическими катионами, а также частично менять состав. Помимо этого, методика подразумевает использование  $\text{Na}_2$ -ЭДТА, которая частично связывает двухвалентные катионы, увеличивая степень ионного обмена органических красителей. Наряду с этим, методика предполагает использование гидроксида калия, что дополнительно усложняет трактовку результатов, поскольку калий является, как известно, сильнейшим коагулянтом глинистых частиц и обладает весьма высокой адсорбционной способностью, что может создавать конкуренцию органическим катионам. Все вышеперечисленные факторы могут весьма сильно затруднять интерпретацию результатов.

Проведенные эксперименты показали завышенное содержание монтмориллонита в образцах ДИН и ДС, а именно 89 и 90 %, соответственно, по сравнению с 73 и 73.9 масс. % (табл. 1). Такая сверхэквивалентная адсорбция органических красителей проявляется тем сильнее, чем выше заряд частиц и доля катионов натрия в обменном комплексе. Напротив, образец ЗР показал заниженные результаты по сравнению с РДА, что, по-видимому, связано со значительным содержанием катионов кальция и магния в обменном комплексе ММТ, низкой величиной ЕКО, а также с наличием пленок оксидов и гидроксидов железа на поверхности частиц. Участки внешних поверхностей частиц, содержащие железистые пленки, могут являться активными сорбционными центрами и снижать доступ крупных органических катионов к межслоевому пространству и поверхности кристаллитов ММТ. Наилучшее совпадение результатов определения содержания ММТ с данными РДА наблюдается для образца 10Х (табл. 3).

Помимо вышеперечисленных недостатков стоит отметить сложность определения точки эквивалентности при титровании образцов, что, как показывает практика, довольно сильно сказывается на результатах измерений.

#### *Определение содержания ММТ по адсорбции метиленового голубого*

Катион метиленового голубого легко сорбируется на поверхности и в межслое смектитовых минералов. На начальном этапе катионы МГ адсорбируются на внешних поверхностях глинистых частиц, и затем органические молекулы начинают замещать межслоевые катионы в структуре монтмориллонита. Точкой эквивалентности при титровании раствора считается конец реакции замещения межслоевых катионов и появление в растворе свободных катионов МГ. Помимо обменной реакции, катионы МГ могут адсорбироваться на поверхности частиц сверхэквивалентно, за счет полярных и гидрофобных взаимодействий, а также за счет высокой склонности к агрегации молекул красителя.

Установлено, что при наличии двухзарядных катионов в межслоевом пространстве адсорбция красителя МГ снижается. Величина адсорбции МГ будет зависеть от условий эксперимента, таких как концентрация красителя и длительность адсорбции. Напротив, для щелочных разностей бентонитов и тонкодисперсных фракций значения ЕКО могут быть значительно завышены, что более характерно для минералов с высокой плотностью заряда. Исследования механизма адсорбции МГ показали, что

для корректной диагностики смектита необходимо знать зависимость величины ЕКО от pH для учета т.н. переменного заряда, связанного с адсорбцией катионов на гидроксильных группах (Bujda'k, Komadel, 1997; Lagaly, 1993).

Проведенные эксперименты показали высокую сходимость результатов с данными РДА для щелочноземельных бентонитов (ЗР, 10Х) со средней ошибкой в 2–3 %. Однако, для образцов щелочных бентонитов (ДИН, ДС) значения оказались завышенными.

Из отрицательных факторов можно отметить необходимость предварительного перевода комовой глины и тонкой фракции в натриевую форму, что значительно усложняет процесс пробоподготовки.

#### *Определение содержания ММТ по адсорбции триэтилтетраминного комплекса меди*

Как отмечалось выше, метод определения ЕКО по адсорбции Cu-trien отличается от прочих методик высокой способностью к замещению двухвалентных катионов металлов в межслоевом пространстве монтмориллонита за счет того, что комплекс меди обладает высокой селективностью по отношению к отрицательно заряженным адсорбционным центрам на базальных поверхностях ММТ. Данный метод не предполагает необходимости перевода образцов в монокатионную натриевую форму, однако неточность в оценке содержания ММТ может быть связана с неправильным фракционированием образцов. Как и в случае адсорбционной методики с применением красителя МГ, оценка содержания ММТ проводится путем сопоставления значений ЕКО валового образца и тонкодисперсной фракции. Необходимо, чтобы фракция была представительной и состояла практически из чистого монтмориллонита. Поэтому для выделения фракции, также как и в случае с МГ, необходимо перевести образец в монокатионную форму. Другие недостатки метода связаны с получением неточных значений ЕКО для исходных образцов, которые содержат водорастворимые соли, гипс и карбонаты. Эти неточности могут быть связаны как с реакциями катионов меди с карбонатами и специфической адсорбцией амина, так и с изменением pH образцов в присутствии карбонатов и гидроксилов.

Указанные проблемы можно исключить, используя достаточно простые приемы, изложенные в работе (Dormann, Kaufhold, 2009) и позволяющие избежать влияния кальцита и прочих карбонатов на определяемое значение ЕКО. К таким лабораторным приемам относится методика пятикратного повышения концентрации Cu-trien комплекса, позволяющая снизить растворимость карбоната кальция за счет снижения количества воды, а также методика определения ЕКО бентонитов после насыщения титруемой дисперсии кальцитом. Как показано в работе (Kaufhold et al., 2013), эти подходы удобнее всего использовать, комплексируя их друг с другом.

Результаты определения ЕКО и расчета содержания ММТ представлены в таблице 3. Как и в случае с определением содержания ММТ по адсорбции МГ результаты измерения на образце месторождения 10й Хутор показали высокую сходимость с результатами количественного РДА, в то время как значения измерений на щелочных бентонитах выходят более высокими. В случае образца Зырянского месторождения, определяемое по адсорбции

меди содержание ММТ оказывается несколько заниженным. Одной из причин указанного расхождения могут являться специфические реакции тритилтетрамина с различными участками поверхности, содержащими катионы железа. Для данного образца характерно высокое содержание железа (до 10–11 % в пересчете на оксид железа (III)), причем катионы железа в виде гидроксо-комплексов и оксидных наночастиц присутствуют на поверхности монтмориллонита и способны к специфическим реакциям с тритилтетрамином, что изменяет равновесие в системе. Кроме того, присутствие оксидных/гидроксидных оболочек может затруднять проникновение достаточно крупных комплексных катионов меди на определенные участки поверхности в межслоевом пространстве монтмориллонита.

### Обсуждение

Проведенные исследования позволяют оценить возможности различных адсорбционных методов при оценке содержания монтмориллонита и выявить определенные сложности в их использовании.

Общая проблема методов с использованием катионных красителей связана с сверхэквивалентной адсорбцией красителей на участках поверхности с высоким зарядом вследствие высокой склонности красителей к агрегации, а также к осложнению реакции ионного обмена для монтмориллонитов, содержащих поливалентные катионы в межслоевом пространстве и на поверхности кристаллитов (магний, кальций, железо и пр.). В большинстве случаев, данную проблему можно решить предварительным переводом образцов в натриевую форму, что является довольно трудоемкой задачей.

Однако как показали результаты исследований, даже после перевода образцов в натриевую монокатионную форму, щелочные бентониты демонстрируют завышенные результаты по сравнению с данными РДА. Используемые в данной работе методики по адсорбции  $\text{Cu-trien}$  имеют хорошую теоретическую обоснованность и широко применяются в научном сообществе. Можно предположить, что столь значительная разница в результатах может быть связана с размером частиц монтмориллонита и текстурными особенностями (количество и объем микро/мезопор). Как было показано в предыдущих работах (Krupskaya et al., 2017), для щелочного бентонита Таганского месторождения характерно присутствие природных наноразмерных частиц монтмориллонита, которые обладают низкими значениями областей когерентного рассеяния (1–2 нм против 3–4 нм для обычных монтмориллонитов). Подобные нано-размерные фазы могут практически не давать вклад в интенсивность дифракционных максимумов, в результате чего могут быть получены несколько заниженные значения содержания ММТ при использовании РДА. В тоже время, наличие подобных наноразмерных частиц будет приводить к переадсорбции МГ и  $\text{Cu-trien}$  и, как следствие, к завышению содержания ММТ.

Помимо емкости и состава обменного комплекса, большую роль играет наличие примесей минералов с высокой сорбционной способностью, например, цеолитов, карбонатов, аморфных фаз и других глинистых минералов (вермикулита, каолинита, галлуазита, палыгорскита,

смешанослойных минералов и др.), что может исказить результаты.

Таким образом, несмотря на кажущуюся самостоятельность рассмотренных методов, возникает необходимость в дополнительных исследованиях и манипуляциях с образцами, например, применение РДА, методов инфракрасной, мессбауэровской, атомно-адсорбционной спектроскопии и др. для анализа особенностей состава и строения монтмориллонита, присутствия примесных фаз, контроля качества тонкой фракции.

Ввиду необходимости усложнения традиционных адсорбционных методик с целью получения адекватных результатов по содержанию ММТ, в ряде случаев, следует иметь четкое понимание о требуемой точности определения содержания ММТ и целесообразности проведения подобных расчетов. Так, определение содержания монтмориллонита имеет большое значение при проведении научно-исследовательских работ, при геологоразведочных работах, а также в некоторых инновационных прикладных направлениях использования бентонитовой глины, где от содержания монтмориллонита зависят свойства продукта и количество добавляемых химических реагентов.

При применении бентонита в классических областях промышленности, таких как металлургия, литейное производство, бурение и пр., в большинстве случаев определяющим фактором являются свойства глины, а не содержание монтмориллонита, потому что между ними зачастую отсутствует прямая корреляция (при условии достаточно высокого содержания – свыше 50–60 %). Под свойствами понимаются конкретные физические показатели, от величины которых зависит качество конечного продукта в определенном технологическом процессе и прописанные в стандартах данной отрасли. К примеру, при окомковании железорудных окатышей основными свойствами глины, влияющими на качество окатышей, являются индекс набухания, влажность, а также термоустойчивость. При производстве песчано-глинистых форм в литейном производстве – прочностные свойства и термоустойчивость бентонита. В бурении – реологические свойства.

Наличие ограничений по содержанию монтмориллонита в отраслевых стандартах не всегда дает реальное представление о качестве глины, что связано с особенностями состава и свойств конкретного бентонита, которые, в первую очередь, определяются структурными и текстурными характеристиками входящего в его состав монтмориллонита, и в меньшей степени – его содержанием. В качестве примера можно привести международный стандарт Американского Института Нефти (API Specification 13A), где прописаны конкретные свойства сырья, а не содержание монтмориллонита.

В результате показатель содержания монтмориллонита является поводом для спекуляций, как со стороны потребителя, так и производителя бентонитовой продукции. С другой стороны, в ряде областей применения бентонита содержание монтмориллонита является одним из ключевых показателей, как в случае разработки и создания инженерных барьеров безопасности при захоронении радиоактивных отходов, где содержание монтмориллонита является лимитирующим критерием использования глин на различных участках захоронения (Крупская и др., 2018, 2020; Kaufhold, Dohrmann, 2016; Ahonen et al., 2008).

## Заключение

Проведенные исследования иллюстрируют возможности и ограничения различных методов определения содержания ММТ, применяемые как в научно-исследовательском, так и в промышленном секторе. Сравнительный анализ результатов показал хорошую сходимость результатов рентгенодифракционного анализа с данными по адсорбции красителя метиленового голубого при определении содержания монтмориллонита в щелочноземельных разновидностях бентонита. Ошибка составила менее 3 %. Разница в результатах анализа щелочных бентонитов, по-видимому, связана с присутствием наноразмерных частиц монтмориллонита, что приводит к переадсорбции красителей в случае МГ и, в тоже время, может занижать значения по данным количественного РДА. Схожая ситуация наблюдается и при использовании метода, основанного на адсорбции триэтилентетраминного комплекса меди (Cu-trien), однако в этом случае на результаты измерений повлияло присутствие пленок оксидов и гидроксидов железа на поверхности частиц монтмориллонита в образце Зырянского бентонита, что привело к снижению величины содержания ММТ в указанном бентоните. Также было выявлено, что с целью более полного замещения обменных катионов в межслое монтмориллонита необходимо проведение предварительного перевода как комовой глины, так и тонкой фракции в натриевую форму, что значительно усложняет и удлиняет ход исследования.

Измеренные содержания монтмориллонита по отраслевому стандарту по методу адсорбции красителей родамина 6Ж и хризоидина показали наибольшие вариации относительно эталонных значений по РДА. При этом было отмечено, что для щелочных бентонитов наблюдается значительная переадсорбция красителя, приводящая к завышенным результатам (на 8–10 %). Напротив, щелочноземельный образец Зырянского бентонита показал заниженные результаты, что, вероятно, связано с увеличением доли тетраэдрического заряда и другими структурными особенностями, требующими отдельного исследования. Измерения содержания монтмориллонита в бентонитах месторождения 10й Хутор по всем методикам показали наиболее сопоставимые результаты с данными РДА.

Содержания монтмориллонита, определенные по методу термического анализа, оказались завышены по сравнению с эталонными значениями для всех образцов бентонитов, что связано, в первую очередь, с невозможностью использования одной и той же расчетной формулы для бентонитов разного генезиса и с разными структурными особенностями. Ошибка измерений данным методом составила 17–30 %. Кроме того, метод требует значительных временных затрат на пробоподготовку и съемку образцов и вряд ли может быть рекомендован для массового использования.

В целом, при использовании рассмотренных методик определения монтмориллонита, связанных с адсорбцией органических веществ и комплексных катионов, большую роль играют сорбционные свойства конкретного монтмориллонита, величина и распределение заряда слоя, состав поглощенного комплекса, параметры микро- и мезопористости и другие структурные и текстурные особенности монтмориллонита, напрямую связанные с геологическими условиями образования. Также на

результаты оказывают значительное влияние примеси других минералов с высокой сорбционной способностью, например цеолит, карбонаты, другие глинистые минералы (вермикулит, каолинит, галлуазит, палыгорскит и др.), а также аморфные фазы.

Таким образом, можно сделать заключение, что определение содержания монтмориллонита является не тривиальной задачей. Каждый метод имеет свои особенности и ограничения, что говорит о необходимости четкого понимания целей и задач каждого конкретного исследования. Из всех имеющихся в распоряжении исследователей методов определения содержания монтмориллонита, наиболее корректным является метод рентгеновской дифракции, основанный на информации об индивидуальном кристаллохимическом строении минеральных фаз.

## Финансирование/Благодарности

Работы по изучению количественного содержания монтмориллонита в бентонитовых глинах выполнены при финансовой поддержке РФФ (грант 16-17-10270), эксперименты по адсорбции органических красителей выполнены при поддержке РФФИ (грант № 18-29-12115).

Авторы признательны С.А. Гараниной (МГУ им. Ломоносова), И.С. Морозову (ИГЕМ РАН) за помощь на различных этапах подготовки и написания данной работы.

## Литература

- Белоусов П.Е., Крупская В.В. (2019). Бентонитовые глины России и стран ближнего зарубежья. *Георесурсы*, 21(3), с. 79-90. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.79-90>
- Дриц В.А., Коссовская А.Г. (1990). Глинистые минералы: смектиты, смешанослойные образования. М.: Наука, 214 с.
- Крупская В.В., Бирюков Д.В., Белоусов П.Е., Лехов В.А., Романчук А.Ю., Калмыков С.Н. (2018). Применение природных глинистых материалов для повышения уровня ядерной и радиационной безопасности объектов ядерного наследия. *Радиоактивные отходы*, 2, с. 30–43.
- Крупская В.В., Закусин С.В. (2019). Определение минерального состава грунтов методом рентгеновской дифрактометрии. В Кн.: *Лабораторный практикум по грунтоведению*. Под ред. В.А. Королёва, В.Н. Широкова и В.В. Шаниной. М.: КДУ, Добросвет, с. 14–46.
- Крупская В.В., Закусин С.В., Лехов В.А., Доржиева О.В., Белоусов П.Е., Тюпина Е.А. (2020). Изоляционные свойства бентонитовых барьерных систем для захоронения радиоактивных отходов в Нижнекамском массиве. *Радиоактивные отходы*, 1, с. 35–55. DOI: 10.25283/2587-9707-2020-1-35-55
- Ahonen L., Korkeakoski P., Tiljander M., Kivikoski H., Laaksonen R. (2008). Quality Assurance of the Bentonite Material. Posiva Working Report 2008-33. Eurajoki, Finland, 126 p.
- Bujda'k, J., Komadel, P. (1997). Interaction of Methylene-blue with reduced charge montmorillonite. *J. Phys. Chem.*, В 101, pp. 9065–9068. <https://doi.org/10.1021/jp9718515>
- Dormann R., Kaufhold S. (2009). Three new, quick CEC methods for determining the amounts of exchangeable cations in calcareous clays. *Clays and Clay Minerals*, 57, pp. 338–352. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2009.0570306>
- Dohrmann R., Genske D., Karnland O., Kaufhold S. et al. (2012). Interlaboratory CEC and exchangeable cation study of bentonite buffer materials: I. Cu(II)-triethylenetetramine method. *Clays and Clay Minerals*, 60(2), pp. 162–175. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2012.0600206>
- Guggenheim S., Adams J.M., Bain D.C., Bergaya F., Brigatti M.F., Drits V.A., Formoso M.L.L., Galan E., Kogure T. and Stanjek H. (2006). Summary of recommendations of Nomenclature Committees relevant to clay mineralogy: Report of the Association Internationale Pour l'etude des Argiles (AIPEA) nomenclature committee for 2006. *Clays and Clay Minerals*, 54(6), pp. 761–772. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2006.0540610>
- Holtzer M., Grabowska B., Bobrowski A., Żymankowska-Kumon S. (2009). Methods of the montmorillonite content determination in foundry bentonites. *Archives of foundry engineering*, 9(4), pp. 69-72.

Holtzer M., Bobrowski A., Grabowska B. (2011). Montmorillonite: a comparison of methods for its determination in foundry bentonites. *Metalurgija*, 50(2), pp. 119–122.

Kahr G. (1998). Methoden zur Bestimmung des Smektitgehaltes von Bentoniten. In: Henning, K.-H., Kasbohm, J. (Eds.), *Be-richte der Deutschen Ton- und Tonmineralgruppe (DTTG)*, Greifswald, 6, pp. 163–172.

Kaufhold S., Dohrmann R., Ufer K., Meyer F.M. (2002). Comparison of methods for the quantification of montmorillonite in bentonites. *Applied Clay Science*, 22, pp. 145–151. [https://doi.org/10.1016/S0169-1317\(02\)00131-X](https://doi.org/10.1016/S0169-1317(02)00131-X)

Kaufhold S., Emmerich K., Dormann R., Steudel A., Ufer K. (2013). Comparison of methods for distinguishing sodium carbonate activated from natural sodium bentonites. *Applied Clay Sci.*, 86, pp. 23–37. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2013.09.014>

Kaufhold S., Dohrmann R. (2016). Distinguishing between more and less suitable bentonites for storage of high-level radioactive waste. *eClay Minerals*, 51, 289–302. <https://doi.org/10.1180/claymin.2016.051.2.14>

Krupskaya V.V., Zakusin S.V., Dorzhieva O.V., Zhukhlistov A.P., Belousov P.E., Tyupina E.A., Timofeeva M.c.N. (2017). Experimental study of montmorillonite structure and transformation of its properties under treatment with inorganic acid solutions. *Minerals*, 7(4), 49. <https://doi.org/10.3390/min7040049>

Lagaly G. (1993). Layer charge determination by alkylammonium ions. In: Mermut, A.R. (Ed.), *CMS Workshop Lectures. Layer Charge Characteristics of 2:1 Silicate Clay Minerals*, vol. 6. The Clay Mineral Society, Boulder, CO. <https://doi.org/10.1346/CMS-WLS-6.1>

Lorenz P., Meier L. and Kahr G. (1999). Determination of the cation exchange capacity (CEC) of clays minerals using the complexes of copper (II) ion with triethylenetetramine and tetraethylenepentamine. *Clays and Clay Minerals*, 47(3), pp. 386–388. <https://doi.org/10.1346/CCMN.1999.0470315>

Motoso Oladipo & McCarty, Douglas & Hillier, Stephen & Kleeberg, Reinhard. (2006). Some successful approaches to quantitative mineral analysis as revealed by the 3rd Reynolds Cup contest. *Clays and Clay Minerals*, 54. <http://dx.doi.org/10.1346/CCMN.2006.0540609>

Nieto F., Abad I., Azañón J.M. (2008). Smectite quantification in sediments and soils by thermogravimetric analyses. *Applied Clay Science*, 38(3–4), pp. 288–296. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2007.04.001>

Omotoso O., McCarty D.K., Kleeberg R. and Hillier S. (2006). Some successful approaches to quantitative mineral analysis as revealed by the 3rd Reynolds cup contest. *Clays and Clay Minerals*, 54(6), 748–760. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2006.0540609>

Paterson, E., Swaffield, R. (1987). Thermal analysis. In: Wilson, M.J. (Ed.), *A Handbook of Determinative Methods in Clay Mineralogy*. Blackie and Sons, Ltd., Glasgow, pp. 99–132.

Srodon J., Drits V., Mccarty D., Hsieh J., Eberl D. (2001). Quantitative X-ray diffraction analysis of clay-bearing rocks from random preparations. *Clays and Clay Minerals*, 49, pp. 514–528. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2001.0490604>

Zhou X., Liu D. Bu H, Deng L., Liu H., Yuan P., Du P., Song H. (2018). XRD-based quantitative analysis of clay minerals using reference intensity ratios, mineral intensity factors, Rietveld, and full pattern summation methods: A critical review. *Solid Earth Sciences*, 3(1), pp. 16–29. <https://doi.org/10.1016/j.sesci.2017.12.002>

## Сведения об авторах

*Петр Евгеньевич Белоусов* – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., 35  
E-mail: pitbl@mail.ru

*Борис Владимирович Покидько* – канд. хим. наук, доцент, Институт тонких химических технологий, МИРЭА - Российский технологический университет Россия, 119571, Москва, проспект Вернадского, 86

*Сергей Вячеславович Закусин* – младший научный сотрудник, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН; ведущий инженер, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., 35

*Виктория Валерьевна Крупская* – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН; старший научный сотрудник, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., 35

Статья поступила в редакцию 20.02.2020;

Принята к публикации 18.07.2020; Опубликована 30.09.2020

IN ENGLISH

## Quantitative methods for quantification of montmorillonite content in bentonite clays

*P.E. Belousov<sup>1\*</sup>, B.V. Pokidko<sup>2</sup>, S.V. Zakusin<sup>1,3</sup>, V.V. Krupskaya<sup>1,3,4</sup>*

<sup>1</sup>*Institute of Ore Geology, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation*

<sup>2</sup>*MIREA - Russian Technological University, Moscow, Russian Federation*

<sup>3</sup>*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*

<sup>4</sup>*Nuclear Safety Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

\*Corresponding author: Petr E. Belousov, e-mail: pitbl@mail.ru

**Abstract.** This article is devoted to the comparison of various methods for the quantitative determination of montmorillonite content in bentonite clays based on the adsorption of organic molecules and cations. The studies were conducted on samples of natural bentonite clays of the main Russian industrial deposits and the CIS: 10th Khutor (Republic of Khakassia), Zyransкое (Kurgan region), Dash-Salakhinskoe (Republic of Azerbaijan), Dinovavrovoe (Republic of Kazakhstan). All samples selected for the study are characterized by a high content of montmorillonite (more than 70 %). As reference values for the contents of montmorillonite, we used the data of X-ray diffraction analysis according to the Rietveld method. As the tested methods, the most common approaches were used both in the research and industrial sectors of Russia, based on the adsorption of

a mixture of rhodamine 6zh and chrysoidine dyes (GOST 28177-89), adsorption of methylene blue dye and adsorption of copper (II) complex with triethylenetetramine (Cu-trien), as well as thermal characteristics after saturation with organic compounds.

The best convergence of the montmorillonite content values was shown by modified techniques based on the adsorption of methylene blue dye and the adsorption of the Cu-trien complex. Other methods are characterized by a large measurement error. A common problem with these methods is overs equivalent adsorption on highly charged alkaline bentonites and reduced adsorption on alkaline earth bentonites, as well as the presence of impurity minerals and amorphous phases capable of sorption in the composition of bentonite. The research results can be used to compare the results of



the content of montmorillonite, cited by various authors in scientific publications and used in production.

**Keywords:** bentonite, montmorillonite, X-ray diffraction, adsorption, organic dyes

**Recommended citation:** Belousov P.E., Pokidko B.V., Zakusin S.V., Krupskaya V.V. (2020). Quantitative methods for quantification of montmorillonite content in bentonite clays. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 38–47. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.38-47>

### Acknowledgments

*Studies on the quantitative content of montmorillonite in bentonite clays were supported by the Russian Science Foundation (grant 16-17-10270), experiments on the adsorption of organic dyes were supported by the Russian Foundation for Basic Research (grant no. 18-29-12115).*

*The authors are grateful to S.A. Garanina (Lomonosov Moscow State University), I.S. Morozov (IGEM RAS) for their help at various stages of preparation and writing of this work.*

### References

- Ahonen L., Korkeakoski P., Tiljander M., Kivikoski H., Laaksonen R. (2008). Quality Assurance of the Bentonite Material. Posiva Working Report 2008-33. Eurajoki, Finland, 126 p.
- Belousov P.E., Krupskaya V.V. (2019). Bentonite clays of Russia and neighboring countries. *Georesources*, 21(3), pp. 79-90. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.79-90>
- Bujdak, J., Komadel, P. (1997). Interaction of Methylene-blue with reduced charge montmorillonite. *J. Phys. Chem.*, B 101, pp. 9065–9068. <https://doi.org/10.1021/jp9718515>
- Dormann R., Kaufhold S. (2009). Three new, quick CEC methods for determining the amounts of exchangeable cations in calcareous clays. *Clays and Clay Minerals*, 57, pp. 338–352. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2009.0570306>
- Dohrmann R., Genske D., Karland O., Kaufhold S. et al. (2012). Interlaboratory CEC and exchangeable cation study of bentonite buffer materials: I. Cu(II)-triethylenetetramine method. *Clays and Clay Minerals*, 60(2), pp. 162–175. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2012.0600206>
- Drits V.A., Kossovskaya A.G. (1990). Clay minerals: smectites, mixed-layer formations. Moscow: Nauka, 214 p. (In Russ.)
- Guggenheim S., Adams J.M., Bain D.C., Bergaya F., Brigatti M.F., Drits V.A., Formoso M.L.L., Galan E., Kogure T. and Stanjek H. (2006). Summary of recommendations of Nomenclature Committees relevant to clay mineralogy: Report of the Association Internationale Pour L'etude des Argiles (AIPEA) nomenclature committee for 2006. *Clays and Clay Minerals*, 54(6), pp. 761–772. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2006.0540610>
- Holtzer M., Grabowska B., Bobrowski A., Żymankowska-Kumon S. (2009). Methods of the montmorillonite content determination in foundry bentonites. *Archives of foundry engineering*, 9(4), pp. 69-72.
- Holtzer M., Bobrowski A., Grabowska B. (2011). Montmorillonite: a comparison of methods for its determination in foundry bentonites. *Metalurgija*, 50(2), pp. 119-122.
- Kahr G. (1998). Methoden zur Bestimmung des Smektitgehaltes von Bentoniten. In: Henning, K.-H., Kasbohm, J. (Eds.), *Be-richte der Deutschen Ton- und Tonmineralgruppe (DTTG)*, Greifswald, 6, pp. 163–172.
- Kaufhold S., Dohrmann R., Ufer K., Meyer F.M. (2002). Comparison of methods for the quantification of montmorillonite in bentonites. *Applied Clay Science*, 22, pp. 145–151. [https://doi.org/10.1016/S0169-1317\(02\)00131-X](https://doi.org/10.1016/S0169-1317(02)00131-X)
- Kaufhold S., Emmerich K., Dormann R., Steudel A., Ufer K. (2013). Comparison of methods for distinguishing sodium carbonate activated from natural sodium bentonites. *Applied Clay Sci.*, 86, pp. 23–37. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2013.09.014>
- Kaufhold S., Dohrmann R. (2016). Distinguishing between more and less suitable bentonites for storage of high-level radioactive waste. *eClay Minerals*, 51, 289–302. <https://doi.org/10.1180/claymin.2016.051.2.14>
- Krupskaya V.V., Biryukov D.V., Belousov P.E., Lekhov V.A., Romanchuk A.Yu., Kalmykov S.N. (2018). The use of natural clay materials to increase the nuclear and radiation safety level of nuclear legacy facilities. *Radioaktivnye otkhody = Radioactive Waste*, 2(3), pp. 30–43. (In Russ.)
- Krupskaya V.V., Zakusin S.V. (2019). Determination of the mineral composition of soils by x-ray diffractometry. In a book: *Laboratory Workshop on Soil Science: A Training Manual*. Ed. V.A. Koroleva, V.N. Shirokova and V.V. Shanina. Moscow: KDU, Dobrovset, pp. 14–46.

Krupskaya V.V., Zakusin S.V., Dorzhieva O.V., Zhukhlistov A.P., Belousov P.E., Tyupina E.A., Timofeeva M.C.N. (2017). Experimental study of montmorillonite structure and transformation of its properties under treatment with inorganic acid solutions. *Minerals*, 7(4), 49. <https://doi.org/10.3390/min7040049>

Krupskaya V.V., Zakusin S.V., Lekhov V.A., Dorzhieva O.V., Belousov P.E., Tyupina E.A. (2020). Buffer properties of bentonite barrier systems for radioactive waste isolation in geological repository in the Nizhnekansky massif. *Radioaktivnye otkhody = Radioactive Waste*, 1, pp. 35–55. DOI: 10.25283/2587-9707-2020-1-35-55

Lagaly G. (1993). Layer charge determination by alkylammonium ions. In: Mermut, A.R. (Ed.), *CMS Workshop Lectures. Layer Charge Characteristics of 2:1 Silicate Clay Minerals*, vol. 6. The Clay Mineral Society, Boulder, CO. <https://doi.org/10.1346/CMS-WLS-6.1>

Lorenz P., Meier L. and Kahr G. (1999). Determination of the cation exchange capacity (CEC) of clays minerals using the complexes of copper (II) ion with triethylenetetramine and tetraethylenepentamine. *Clays and Clay Minerals*, 47(3), pp. 386–388. <https://doi.org/10.1346/CCMN.1999.0470315>

Motoso Oladipo & McCarty, Douglas & Hillier, Stephen & Kleeberg, Reinhard. (2006). Some successful approaches to quantitative mineral analysis as revealed by the 3rd Reynolds Cup contest. *Clays and Clay Minerals*, 54. <http://dx.doi.org/10.1346/CCMN.2006.0540609>

Nieto F., Abad I., Azañón J.M. (2008). Smectite quantification in sediments and soils by thermogravimetric analyses. *Applied Clay Science*, 38(3–4), pp. 288–296. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2007.04.001>

Omotoso O., McCarty D.K., Kleeberg R. and Hillier S. (2006). Some successful approaches to quantitative mineral analysis as revealed by the 3rd Reynolds cup contest. *Clays and Clay Minerals*, 54(6), 748–760. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2006.0540609>

Paterson, E., Swaffield, R. (1987). Thermal analysis. In: Wilson, M.J. (Ed.), *A Handbook of Determinative Methods in Clay Mineralogy*. Blackie and Sons, Ltd., Glasgow, pp. 99–132.

Srodon J., Drits V., McCarty D., Hsieh J., Eberl D. (2001). Quantitative X-ray diffraction analysis of clay-bearing rocks from random preparations. *Clays and Clay Minerals*, 49, pp. 514–528. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2001.0490604>

Zhou X., Liu D., Bu H., Deng L., Liu H., Yuan P., Du P., Song H. (2018). XRD-based quantitative analysis of clay minerals using reference intensity ratios, mineral intensity factors, Rietveld, and full pattern summation methods: A critical review. *Solid Earth Sciences*, 3(1), pp. 16–29. <https://doi.org/10.1016/j.sesci.2017.12.002>

### About the Authors

*Petr E. Belousov* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Ore Geology, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Science

35 Staromonetny Lane, Moscow, 119017, Russian Federation

*Boris V. Pokidko* – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, Institute of Fine Chemical Technologies, MIREA - Russian Technological University

86 Vernadsky Ave., Moscow, 119571, Russian Federation

*Sergey V. Zakusin* – Junior Researcher, Institute of Ore Geology, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Science; Leading Engineer, Lomonosov Moscow State University

35 Staromonetny Lane, Moscow, 119017, Russian Federation

*Victoria V. Krupskaya* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Ore Geology, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Science; Senior Researcher, Lomonosov Moscow State University

35 Staromonetny Lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Manuscript received 20 February 2020;

Accepted 18 July 2020;

Published 30 September 2020

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.48-54>

УДК 553.21/24

# Вознесенское Cu-порфировое месторождение (Южный Урал): условия образования, элементы-примеси, изотопы серы и источники флюидов

С.Е. Знаменский<sup>1\*</sup>, Н.Н. Анкушева<sup>2</sup>, Д.А. Артемьев<sup>2</sup><sup>1</sup>Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия<sup>2</sup>Институт минералогии ЮУ ФНЦ МиГ УрО РАН, Миасс, Россия

Приведены результаты термобарогеохимических и изотопно-геохимических исследований минералов сульфидно-карбонат-кварцевых руд Вознесенского Cu-порфирового месторождения. С использованием микро-термокамеры Linkam TMS-600 и оптического микроскопа Olympus BX 51 изучены флюидные включения, на масс-спектрометрах Agilent 7700x и ELAN 9000 определены концентрации элементов-примесей, на масс-спектрометре Delta<sup>PLUS</sup> Advantage исследован изотопный состав S. Установлено, что флюидные включения в кварце гомогенизировались в интервале температур 215–315 °С, а в кристаллизовавшемся позднее кальците – 230–280 °С. Включения содержат K-Na водно-хлоридные растворы с соленостью 3–12 мас.% NaCl-экв. Кварц обладает высокими концентрациями Al (184–5180 г/т), K (20.1–1040 г/т), Na (30.2–1570 г/т) и Ti (38.4–193 г/т). Спектры распределения редкоземельных элементов в пирите характеризуются накоплением легких лантаноидов ( $La_N/Yb_N = 3.6–6.44$ ), а также наличием негативных аномалий Ce (0.7–0.92) и Eu (0.78–0.99). Значения Y/No в пирите варьируют от 27.6 до 36.8. Значения  $\delta^{34}S$  в пирите составили  $-1.01...0.8$  ‰, в халькопирите – 0.9 ‰. Результаты исследований свидетельствуют о формировании Cu-порфировой минерализации Вознесенского месторождения в мезотермальных условиях при участии кислого высокоглиноземистого K-Na водно-хлоридного флюида магматогенного генезиса, обогащенного легкими РЗЭ. Выявлены геохимические признаки взаимодействия флюида с вмещающими породами.

**Ключевые слова:** Южный Урал, Cu-порфировое месторождение, флюидные включения, элементы-примеси, LA-ICP-MS, изотопный состав серы

**Для цитирования:** Знаменский С.Е., Анкушева Н.Н., Артемьев Д.А. (2020). Вознесенское Cu-порфировое месторождение (Южный Урал): условия образования, элементы-примеси, изотопы серы и источники флюидов. *Георесурсы*, 22(3), с. 48–54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.48-54>

## Введение

Вознесенское Cu-порфировое месторождение расположено в зоне Главного Уральского разлома на Южном Урале. Cu-порфировое оруденение, считавшееся до недавнего времени нетипичным для Урала, начинает приобретать все большее экономическое значение. В последние годы только на Южном Урале открыто несколько крупных Cu-порфировых месторождений, часть из которых уже отрабатывается или подготавливается к эксплуатации (Михеевское, Северо-Томинское и др.). Вместе с тем, степень изученности условий образования и генетических особенностей месторождений порфирового семейства на Урале остается недостаточной. Это касается и Вознесенского месторождения, которое многие исследователи относят к эталонным Cu-порфировым объектам, связанным с островодужным диоритовым магматизмом (Грабежев, 2009; Серавкин и др., 2011). Благодаря работам В.Б. Шишакова с соавторами (Шишаков и др., 1988), А.И. Грабежева и Е.А. Белгородского (Грабежев, Белгородский, 1992), А.М. Косарева с соавторами (Kosarev et al., 2014), С.Е. Знаменского с соавторами (Знаменский и др., 2019), изучены структура, петролого-геохимические

характеристики рудовмещающих пород, строение и состав околорудного ореола месторождения. С целью выяснения условий образования Cu-порфировой минерализации и природы минералообразующего флюида впервые на месторождении нами проведены термобарогеохимические исследования, определены концентрации элементов-примесей и изотопные соотношения S в минералах руд.

## Краткая геологическая характеристика месторождения

Вознесенское месторождение расположено на северном окончании одноименного массива, в строении которого участвуют роговообманковые габбро-диориты, диориты и местами гранодиориты (рис. 1). U-Pb-возраст цирконов из диоритов массива составляет  $412 \pm 3$  млн лет (Kosarev et al., 2014). Массив залегает в серпентинитовом меланже, содержащем блоки серпентинитокластических брекчий, пироксенитов, диабазов, базальтов и кремней неизвестного возраста, а также нижнедевонских органогенных известняков.

Прожилково-вкрапленная сульфидно-карбонат-кварцевая минерализация (рис. 2) пространственно тесно связана с дайками кварцсодержащих диорит-порфиритов, гранодиорит-порфиритов и плагиогранит-порфиритов (Знаменский и др., 2019). Для всех типов гранитоидов характерны порфировые выделения плагиоклаза и роговой обманки. Во вмещающих

\* Ответственный автор: Знаменский Сергей Евгеньевич  
E-mail: [Znamensky\\_Sergey@mail.ru](mailto:Znamensky_Sergey@mail.ru)

© 2020 Коллектив авторов

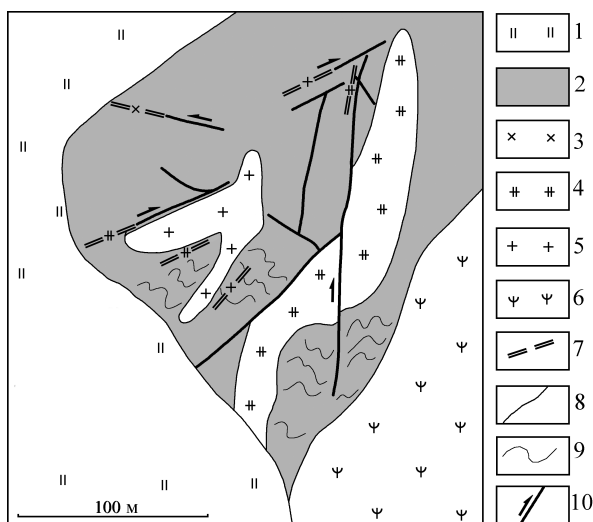


Рис. 1. Геолого-структурная схема Вознесенского месторождения (Знаменский и др., 2019). 1 – четвертичные отложения; 2 – роговообманковые габбро-диориты, диориты и гранодиориты Вознесенского массива; 3–5 – дайковая серия: 3 – диорит-порфиры, 4 – гранодиорит-порфиры, 5 – плагиогранит-порфиры, 6 – серпентиниты, 7 – дайки (показаны вне масштаба); 8 – геологические границы; 9 – полосчатость в диоритоидах Вознесенского массива; 10 – магма-рудоконтролирующие разрывы (стрелками показаны направления смещения крыльев).



Рис. 2. Прожилково-вкрапленная пирит-халькопирит-карбонат-кварцевая руда.

породах Вознесенского массива интенсивность оруденения снижается. Размещение даек контролируется разрывами близмеридионального, северо-западного и северо-восточного простирания, образующими внутри массива зону правого сдвига. Рудовмещающие гранитоиды относятся к островодужным известково-щелочным магматам нормальной щелочности. По геохимическим признакам они близки породам Вознесенского массива

и, по-видимому, представляют собой его позднюю «порфировую» фазу (Знаменский и др., 2019).

Главными рудными минералами в составе прожилково-вкрапленных сульфидно-карбонат-кварцевых руд являются пирит и халькопирит. Спорадически встречаются сфалерит, пирротин и молибденит. По данным В.Б. Шишакова с соавторами (Шишаков и др., 1988), молибденит присутствует в виде рассеянной пылевидной вкрапленности в редких кварцевых прожилках и лишь в отдельных случаях образует в этих прожилках единичные радиально-лучистые агрегаты размером 0.3–1.0 мм. Практического значения молибденитовая минерализация не имеет. Суммарное содержание сульфидов в общей массе руды обычно не превышает 2–3 %. По оптическим свойствам и данным термического анализа карбонат в рудах представлен кальцитом. Околорудные метасоматиты имеют серицит-кварцевый или серицит-кварц-хлоритовый состав, часто с примесью карбоната.

В метасоматитах отдельных даек присутствуют биотит и калиевый полевой шпат в ассоциации с магнетитом. На удалении от рудного ореола породы Вознесенского массива подверглись пропиловым изменениям хлорит-эпидотовой и актинолит-эпидотовой фаций.

## Методы и результаты исследований Флюидные включения

Изучены флюидные включения в кварце и более позднем кальците штоковерковых руд. Исследования проведены в лаборатории термобарогеохимии Южно-Уральского государственного университета (г. Миасс, аналитик Н.Н. Анкушева). Термометрические измерения осуществлялись в микротермокамере TMS-600 (Linkam) с программным обеспечением LinkSystem 32 DV-NC и оптическим микроскопом Olympus BX51. Интерпретация температур эвтектики растворов во включениях проведена с использованием работы (Davis et al., 1990). Концентрации солей в растворах включений определялись по финальным температурам плавления льда во включениях согласно (Bodnar, Vityk 1994). Температуры гомогенизации включений приняты за минимальные температуры минералообразования (Roedder, 1984). Обработка результатов выполнена в программе Statistica 12. Результаты приведены по 140 включениям.

Кварц в рудных жилах образует крупные зерна, минерал полупрозрачный до молочно-белого, среднезернистый. В нем фиксируются сингенетичные двухфазные включения размером 10–15 мкм (рис. 3а, 2). Газовые вакуоли занимают в них до 15–20 % объема. Включения имеют овальную, угловатую форму, иногда с небольшими отростками и/или с элементами кристаллографических граней и распространены равномерно, встречаются, как одиночно, так и группами по 2–3 включения.

Для включений получены температуры эвтектики, равные  $-21 \dots -24$  °С, и температуры окончания плавления льда, равные  $-8.3 \dots -3.7$  °С. Эти данные отвечают хлоридному флюиду, содержащему ионы К и Na, с концентрацией 4.8–12 мас. % NaCl-экв. с модой 8–9 мас. % (рис. 3б). Температуры гомогенизации (в жидкость) составили 215–315 °С с полимодальным распределением значений (рис. 3в).

Кальцит образует полупрозрачные зерна со слабым двупреломлением и скрытокристаллические агрегаты и прожилки, рассекающие кварц. В нем также проанализированы сингенетичные двухфазные включения (рис. 3а, 1). Они имеют размеры 8–15 мкм, изометричную или извилистую форму, расположены одиночно, газовые вакуоли в них не крупные, занимают до 15 % объема включения.

Температуры эвтектики растворов во включениях, варьирующие от  $-21$  до  $-23$  °С, указывают на содержание во флюиде хлоридов Na и K. Концентрации солей, согласно температурам плавления льда ( $T_{пл} = -4 \dots -2$  °С), составляют 3–10 мас. % NaCl-экв. с бимодальным распределением значений и невыраженными модами 3–4 и 7–8 мас. % (рис. 3б). Температуры гомогенизации в жидкую фазу составили 230–280 °С с пиками 240–250 и 260–270 °С (рис. 3в).

Значения температур гомогенизации и солености флюида во включениях как в кварце, так и в кальците характеризуются слабой положительной корреляцией (рис. 3г). Большинство включений в кварце и кальците

характеризуются сходными параметрами и соевым составом, но выделяются более высококонцентрированные включения в кварце и низкосолёные в кальците. Это может свидетельствовать об отложении обоих минералов в результате эволюции (остывания) единого по составу и генезису флюида.

В кальците и кварце изучены также вторичные двухфазные включения размерами первые микрометры, трассирующие трещины в минералах (рис. 3а). Для них получены концентрации солей 1.5–1.9 мас. % NaCl-экв. ( $T_{пл.} = -0.9 \dots -1.1 \text{ } ^\circ\text{C}$ ) и температуры гомогенизации (в жидкость), равные 110–120  $^\circ\text{C}$  (рис. 3а). Кроме того, в большом количестве фиксируются однофазные включения размерами первые микрометры, располагающиеся вокруг двухфазных сингенетичных включений.

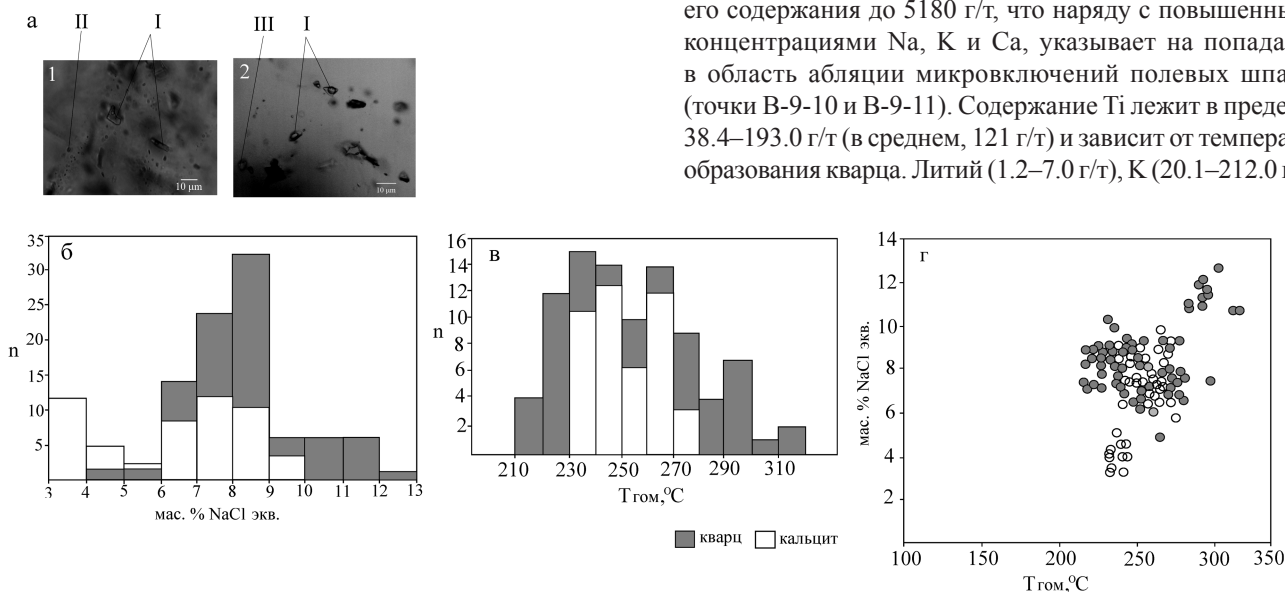


Рис. 3. Результаты исследований флюидных включений. а – типы флюидных включений в кальците (1) и кварце (2): I – первичные двухфазные; II – вторичные двухфазные; III – однофазные. б, в – распределение значений солёности (б) и температур гомогенизации (в); г – количество замеров; г – соотношение солёности и температур гомогенизации включений.

### Элементы-примеси в кварце

Концентрации элементов-примесей в кварце определены методом лазерной абляции с индуктивно связанной плазмой на масс-спектрометре Agilent 7700x с программным комплексом MassHunter и лазерным пробоотборником New Wave Research UP-213 в Институте минералогии ЮУ ФНЦ МиГ УрО РАН (г. Миасс, аналитик Д.А. Артемьев).

Основными элементами-примесями в кварце являются: Al (184–5180 г/т), К (20.1–1040 г/т), Na (30.2–1570 г/т) и Ti (38.4–193 г/т) (табл. 1), которые чаще всего входят в его структуру и зависят от условий формирования. В повышенных концентрациях содержатся также Li, Mg, P, Ca, Sc и Fe. Содержание Al в решетке кварца, зависящее от pH флюида, варьирует в пределах 184–750 г/т (в среднем, 440 г/т). В отдельных случаях отмечается увеличение его содержания до 5180 г/т, что наряду с повышенными концентрациями Na, К и Ca, указывает на попадание в область абляции микровключений полевых шпатов (точки В-9-10 и В-9-11). Содержание Ti лежит в пределах 38.4–193.0 г/т (в среднем, 121 г/т) и зависит от температур образования кварца. Литий (1.2–7.0 г/т), К (20.1–212.0 г/т),

Элемент/ образец	Li	Na	Mg	Al	P	K	Ca	Sc	Ti	Fe
В-6-1	6.09	71	21.5	184	40	20.1	108	14.23	166	6.7
В-6-2	5.3	30.2	23.19	527	29.2	160.4	47.7	12.89	193	5.37
В-6-3	4.79	44.8	16.28	384	30.5	109.2	61.8	12.37	117	3.49
В-6-4	4.47	35	21.6	471	31.4	174.1	55	12.03	167	5.65
В-6-5	5.59	59.5	23.05	557	38.8	141.7	60.8	11.43	164	5.29
В-6-6	7	33.1	21.4	450	33	186	74	11.3	168	6.8
В-6-7	5.15	47.41	23	516	42.7	162.9	75.9	10.43	159	5.69
В-6-8	4.25	45	9.23	259	40.7	56.9	84.6	10.12	146	3.28
В-6-9	5.01	36.3	25.25	539	37.6	186.6	60	9.94	177	6.65
В-9-1	3.99	66.7	6.66	202	29.1	52.5	94	9.59	146	2.46
В-9-2	2.92	53.7	4.38	245	34.1	70.8	79	8.65	58.9	1.09
В-9-3	2.75	76.6	19.69	400	31.9	132	67.5	8.46	76.3	10.88
В-9-4	4.78	42.8	17.8	522	40.2	186.5	85	8.09	78.4	6.54
В-9-5	1.23	44.5	4.87	261	40	84.5	101	8.16	38.4	1.5
В-9-6	2.74	48	10.64	426	44.5	132.8	77	8.06	62.3	7.61
В-9-7	4.02	174	17.1	620	44	134.6	56.7	7.77	134	6.18
В-9-8	1.23	47.73	49	750	49.8	158	123	7.85	59	36
В-9-9	3.07	57.9	11.7	588	46.6	212	145	7.63	76.6	6.3
В-9-10	3.57	72	35	1370	46.4	532	131	7.58	86.4	20.7
В-9-11	1.94	1570	124	5180	55.3	1040	350	7.34	88	66.7

Табл. 1. Содержания элементов-примесей в кварце, г/т

Mg (4.4–49.0 г/т) и Na (30.2–174.0 г/т) могут входить в незначительных количествах в кристаллическую решетку кварца, но обычно их повышенные концентрации связаны с флюидными включениями, содержащими хлориды в жидкой фазе. Так, в точке В-9-7 содержание натрия резко отличается от соседних точек, вследствие попадания в зону абляции включений. Содержание Ca варьирует в пределах 47.7–108.0 г/т, более высокие концентрации могут быть связаны с микровключениями кальцита и полевых шпатов в кварцевых жилах (точки В-9-10 и В-9-11). Нормальные концентрации Fe для кварца Вознесенского месторождения лежат в пределах 3.3–10.9 г/т (в среднем, 5.4 г/т). Более высокие содержания, достигающие до 67 г/т, вероятно, связаны с микровключениями карбонатов (точка В-9-8) и полевых шпатов (точки В-9-10 и В-9-11). Содержания Р и Sc однородны, но могут служить только информативными значениями, поскольку в кремнекислородных соединениях в масс-спектрометрии наблюдаются интерференционные наложения  $^{31}\text{P}$  с  $^{30}\text{Si}+\text{H}$  или  $^{14}\text{N}+^{16}\text{O}+\text{H}$  и другие, а  $^{45}\text{Sc}$  с  $^{29}\text{Si}+^{16}\text{O}$  или  $^{28}\text{Si}+^{17}\text{O}$ .

### Распределение редкоземельных элементов и иттрия в рудном пирите

Содержания редкоземельных элементов и иттрия в пирите определены методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS) на приборе ELAN 9000 фирмы PerkinElmer в Институте геологии и геохимии УрО РАН (г. Екатеринбург, аналитик Д.В. Киселева). Нормирование производилось на хондрит CI (McDonough, Sun, 1995). Аномалии Eu и Ce рассчитывались по формулам:  $\text{Eu}/\text{Eu}^* = \text{Eu}_N / (\text{Sm}_N / (\text{Tb}_N \times \text{Eu}_N)^{0.5})^{0.5}$ ,  $\text{Ce}/\text{Ce}^* = \text{Ce}_N / ((2\text{La}_N + \text{Sm}_N)/3)$ . Результаты определений приведены в табл. 2.

Пирит имеет следующие содержания редкоземельных элементов (РЗЭ), Y и значения геохимических коэффициентов:  $\Sigma\text{PЗЭ} = 2.7\text{--}6.45$  г/т, Y = 0.8–2.21 г/т,  $\text{La}_N/\text{Yb}_N = 3.6\text{--}6.44$ ,  $\text{Gd}_N/\text{Yb}_N = 0.97\text{--}1.34$ ,  $\text{Eu}/\text{Eu}^* = 0.78\text{--}0.99$ ,  $\text{Ce}/\text{Ce}^* = 0.7\text{--}0.92$ , Y/Ho = 27.6–36.8.

### Изотопный состав серы сульфидов

Стабильные изотопы серы изучены в пирите и халькопирите руд (табл. 3). Определения изотопного состава серы выполнены на масс-спектрометре Delta<sup>PLUS</sup> Advantage, сопряженным с элементарным анализатором EA Flash 1112 и интерфейсом ConFlo III в Институте минералогии ЮУ ФНИЦ МиГ УрО РАН (г. Миасс, аналитик С.А. Садыков). Погрешность определений  $\delta^{34}\text{S}$  составила 0.27 ‰. Результаты измерений даны относительно международного стандарта CDT. Согласно полученным данным, значения  $\delta^{34}\text{S}$  в пирите составляют –1.01...0.8 ‰, в халькопирите – 0.9 ‰.

### Обсуждение результатов и основные выводы

По данным термобарогеохимических исследований, рудный кварц Вознесенского месторождения отлагался при температурах не менее 215–315 °С, а отлагавшийся позднее кальцит – при 230–280 °С. Минералообразующий флюид характеризуется соленостью, которая во включениях в кварце варьирует от 4.8 до 12 мас. % NaCl-экв., в кальците – от 3 до 10 мас. % NaCl-экв. Кристаллизация кварца и кальцита происходила из K-Na водно-хлоридного

Образец/ элемент	В3-7	В3-9	В3-12	В3-11	В3-14	В3-13
La	1.1	0.5	1.7	0.7	1.3	0.6
Ce	1.9	1	2.45	1.35	2.1	0.9
Pr	0.16	0.11	0.23	0.14	0.21	0.12
Nd	0.65	0.47	0.76	0.52	0.63	0.43
Sm	0.17	0.1	0.19	0.14	0.16	0.1
Eu	0.056	0.025	0.062	0.04	0.05	0.03
Gd	0.2	0.12	0.25	0.17	0.21	0.13
Tb	0.03	0.03	0.04	0.023	0.03	0.02
Dy	0.24	0.14	0.28	0.18	0.24	0.16
Ho	0.05	0.029	0.06	0.04	0.05	0.031
Er	0.16	0.09	0.18	0.12	0.15	0.08
Tm	0.024	0.013	0.029	0.02	0.024	0.011
Yb	0.17	0.1	0.19	0.14	0.16	0.08
Lu	0.027	0.015	0.031	0.021	0.023	0.012
Y	1.6	0.8	2.21	1.33	1.45	1.13
$\Sigma\text{PЗЭ}$	4.94	2.73	6.45	3.6	5.34	2.7
$\text{La}_N/\text{Yb}_N$	4.66	3.6	6.44	3.6	5.85	5.39
$\text{La}_N/\text{Sm}_N$	4.18	3.23	5.78	3.23	5.25	3.87
$\text{Gd}_N/\text{Yb}_N$	0.97	0.99	1.09	1.0	1.09	1.34
Eu/Eu*	0.99	0.78	0.95	0.9	0.93	0.9
Ce/Ce*	0.82	0.92	0.7	0.9	0.78	0.71
Y/Ho	32	27.6	36.8	33.3	29.2	36.5

Табл. 2. Содержания редкоземельных элементов и иттрия в пирите, г/т

№ n/n	Номер пробы	Изотопный состав серы $\delta^{34}\text{S}$ ‰, CDT	Примечание
1	В3-7п	0.72	пирит
2	В3-8п	-1.01	пирит
3	В3-9п	-0.07	пирит
4	В3-11п	-0.08	пирит
5	В3-12п	-0.06	пирит
6	В3-14п	0.80	пирит
7	В3-17х	0.90	халькопирит
8	В3-19п	0.04	пирит

Табл. 3. Изотопный состав серы в сульфидах

флюида. Полученные значения температур отвечают условиям мезотермального серицит-кварцевого метасоматоза, которому подверглись рудоносные гранитоиды, и, в целом, сопоставимы с результатами изучения температурного режима образования Cu-порфирового оруденения в серицит-кварцевых метасоматитах многих других порфировых месторождений Южного Урала, связанных с островодужным диоритовым магматизмом (Грабежев, 2009). Например, на Михеевском месторождении Cu-Мо-порфировая минерализация сформировалась при температурах 250–300 °С (Абрамова и др., 2016).

Существование однофазных газовых, жидкостных и более концентрированных двухфазных включений свидетельствует о гетерогенизации флюида (Прокофьев и др., 1994 и ссылки), что позволяет считать температуры гомогенизации включений истинными температурами флюида при минералообразовании. В свою очередь, наличие гетерогенного флюида, состоящего из концентрированного водно-солевого раствора в равновесии с газовой фазой, свидетельствует о его вскипании в условиях падения давления.

С помощью высокочувствительного метода LA-ICP-MS, впервые использованного при изучении кварца медно-порфировых месторождений Южного Урала,

установлено, что кварц Вознесенского месторождения характеризуется высокими содержаниями Al (184–5180 г/т) и Ti (38.4–193.0 г/т). Концентрации Al в кварце отражают растворимость этого элемента в минералообразующем флюиде, которая в значительной мере зависит от pH флюида (Rusk et al., 2008). При относительно невысоких температурах (< 500 °C) концентрации Al в кварце связаны с pH флюида обратной корреляционной зависимостью. Результаты исследований свидетельствуют о том, что кварц Вознесенского месторождения, кристаллизовался из высокоглиноземистого кислого флюида.

По количественным соотношениям Al и Ti в кварце Вознесенское месторождение сопоставимо с другими Cu-порфировыми месторождениями мира. На диаграмме Al–Ti, предложенной Б.Г. Раском (Rusk, 2012) для разделения по этому показателю эпitherмальных, мезотермальных орогенных и порфировых месторождений, точки составов кварца Вознесенского месторождения попадают в поле кварца порфировых месторождений или группируются около этого поля (рис. 4). Нами были определены также содержания РЗЭ и близкого к ним по химическим свойствам Y в рудном пирите месторождения. Исследования последних лет показали (Знаменский, 2017; Rimskaya-Korsakova, Dubinin, 2003; Guangzhou et al., 2009; и др.), что составы РЗЭ и Y в сульфидах наследуют состав флюида, из которого они кристаллизуются, и могут служить показателем его физико-химических параметров и источника. Лантаноиды и иттрий концентрируются в сульфидах в дефектах кристаллической решетки и во флюидных включениях. Кроме того, тяжелые РЗЭ могут входить в кристаллическую решетку сульфидов, а легкие лантаноиды сорбироваться на их поверхности в виде свободных ионов и, возможно, в виде гидроксокомплексов (Rimskaya-Korsakova, Dubinin, 2003).

Рудный пирит Вознесенского месторождения обладает невысокими содержаниями РЗЭ ( $\Sigma \text{РЗЭ} = 2.7\text{--}6.45$  г/т) и Y (0.8–2.21 г/т). Спектры распределения РЗЭ обогащены легкими лантаноидами ( $\text{La}_N/\text{Yb}_N = 3.6\text{--}6.44$ ), что характерно для минералов, кристаллизующихся из кислых флюидов с низким содержанием комплексообразующих лиганд (Schwim, Markl, 2005), а также небольшими негативными аномалиями Eu ( $\text{Eu}/\text{Eu}^* = 0.78\text{--}0.99$ ) и Ce ( $\text{Ce}/\text{Ce}^* = 0.7\text{--}0.92$ ) (рис. 5). Дифференциация внутри тяжелых лантаноидов не выражена ( $\text{Gd}_N/\text{Yb}_N = 0.97\text{--}1.34$ ).

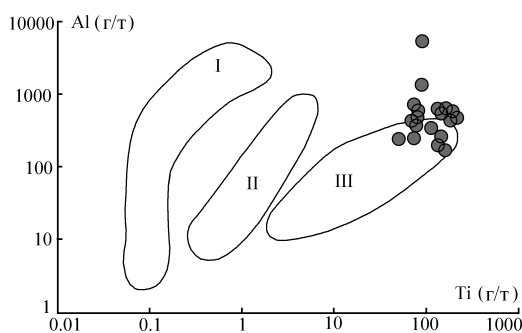


Рис. 4. Диаграмма Al–Ti для кварца Вознесенского месторождения. Римскими цифрами обозначены поля составов рудного кварца эпitherмальных (I), мезотермальных орогенных золоторудных (II) и порфировых (III) месторождений (Rusk, 2012). Данные по Вознесенскому месторождению показаны серыми кружками.

Окислительно-восстановительный потенциал Eu в водных растворах зависит от ряда факторов и, главным образом, от температуры (Sverjensky, 1984). Отрицательные аномалии Eu свидетельствуют о кристаллизации пирита из относительно окисленного флюида при невысоких температурах, по-видимому, менее 250 °C (Bau, Möller, 1992).

Отрицательные аномалии Ce могли возникнуть в результате взаимодействия флюида с морскими известняками, которые присутствуют в экзоконтактовых зонах Вознесенского массива. Для морских известняков характерны отрицательные аномалии Ce, которые при взаимодействии флюид/известняк сохраняются (Castorina, Masi, 2008). Кроме того, в рудообразующую систему месторождения могли вовлекаться окисленные метеорные воды, на что косвенно указывает слабый положительный тренд зависимости между температурами гомогенизации включений и соленостью флюидов (Wilkinson, 2001). Разбавление флюидов метеорными водами привело к падению температур и солёности флюидов.

Об источниках рудообразующих флюидов позволяет судить величина отношения Y/No в минералах руд (Bau, 1996). Значения Y/No в пирите Вознесенского месторождения варьируют в интервале 27.6–36.8. Часть этих значений попадает в интервал величин Y/No, характерных для рудомещающих гранитоидов (29.4–35.7), другая – для морских карбонатов (рис. 6). Результаты исследований позволили предположить участие в рудообразующих процессах месторождения флюида магматогенной природы и, как и отрицательные аномалии Ce, указывают на его взаимодействие с вмещающими известняками. Следует отметить, что спектры распределения РЗЭ в пирите очень близки трендам распределения лантаноидов в рудоносных гранитоидах. Хондрит-нормированные спектры распределения РЗЭ в гранитоидах месторождения также характеризуются обогащением легкими лантаноидами ( $\text{La}_N/\text{Yb}_N = 1.5\text{--}6.0$ ) и отсутствием дифференциации среди тяжелых редких земель ( $\text{Gd}_N/\text{Yb}_N = 0.83\text{--}1.07$ ) (Знаменский и др., 2019). По нашему мнению, это может служить дополнительным аргументом в пользу магматогенной природы рудообразующего флюида.

Участие в процессах рудообразования магматогенных флюидов подтверждает результаты изотопного анализа S в сульфидах. Значения  $\delta^{34}\text{S}$ , составляющие в пирите  $-1.01\text{--}0.8$  ‰, в халькопирите  $-0.9$  ‰, близки метеоритному стандарту. Полученные величины  $\delta^{34}\text{S}$  соответствуют изотопным соотношениям серы в сульфидах большинства порфировых месторождений Южного Урала, а также Северной и Южной Америки ( $0 \pm 5$  ‰) (Грабежев, 2009; Ohmoto, Rye, 1979; Ohmoto, Goldhaber, 1997).

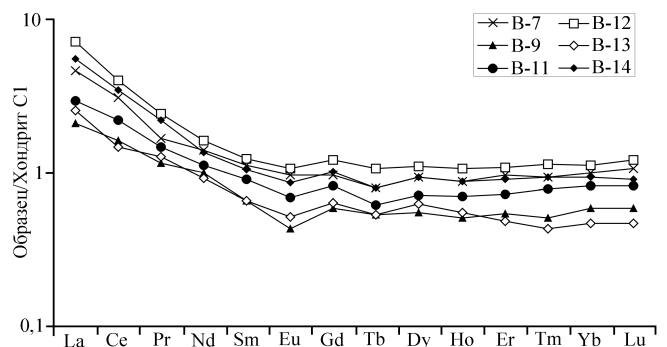


Рис. 5. Графики распределения РЗЭ в пирите

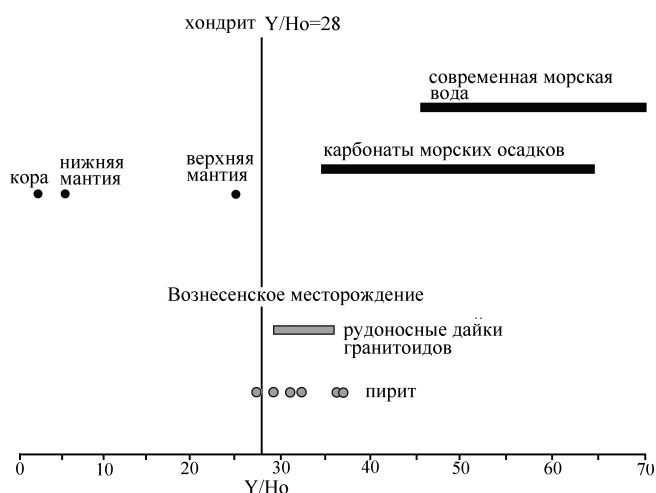


Рис. 6. Величина отношений  $Y/Ho$  в пирите. Значения  $Y/Ho$  в хондрите, коре, верхней и нижней мантии, морской воде и карбонатах морских осадков по (Bau, 1996; Bau, Dulski, 1995), в рудоносных дайках гранитоидов Вознесенского месторождения по (Знаменский и др., 2019).

Таким образом, Cu-порфировая минерализация Вознесенского месторождения формировалась в мезотермальных условиях при участии кислых K-Na водно-хлоридных флюидов магмогенной природы, обогащенных алюминием и легкими редкоземельными элементами. Падение температур и солёности флюида обусловлено разбавлением его метеорными водами. Установлены геохимические признаки взаимодействия флюида с вмещающими известняками, выраженные в отрицательных аномалиях Ce и повышенных значениях коэффициента  $Y/Ho$  в рудном пирите.

### Финансирование

Полевые работы проведены в рамках программы государственного заказа Института геологии УФИЦ РАН №0246-2019-0078. Изотопно-геохимические исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ (грант №№ 17-45-020717). Термобарогеохимические и LA-ICP-MS исследования поддержаны госзаказом Института минералогии ЮУ ФНЦ МиГ УрО РАН (2019–21 гг.).

### Литература

- Абрамов С.С., Плотинская О.Ю., Грознова Е.О. (2016). История гидротермальных процессов на Михеевском Mo-Cu месторождении по данным изучения вторичных изменений и флюидных включений. *Мат. XVII Всерос. конф. по термобарогеохимии*. Улан-Удэ: БНЦ СО РАН, с. 11–12.
- Грабежев А.И. (2009). Sr-Nd-C-O-H-S изотопно-геохимическая характеристика медно-порфировых флюидно-магматических систем Южного Урала: вероятные источники вещества. *Литосфера*, 6, с. 66–89.
- Грабежев А.И., Белгородский Е.А. (1992). Продуктивные гранитоиды и метасоматиты медно-порфировых месторождений. Екатеринбург: Наука, Урал. Отделение, 199 с.
- Знаменский С.Е. (2017). Редкоземельные элементы и иттрий в кальците и пирите Орловского месторождения золота (Южный Урал). *Литосфера*, 1, с. 135–146.
- Знаменский С.Е., Шафигуллина Г.Т., Знаменская Н.М., Косарев А.М. (2019). Вознесенское медно-порфировое месторождение (Южный Урал): структурный контроль и геохимия интрузивных пород. *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*, 2, с. 25–35. DOI: 10.24411/1728-5283-2019-10107
- Прокофьев В.Ю., Афанасьева З.Б., Иванова Г.Ф., Буарон М.К., Мариньяк Х. (1994). Исследование флюидных включений в минералах Олимпиадинского Au-(Sb-W) месторождения (Енисейский край). *Геохимия*, 7, с. 1012–1029.

Серавкин И.Б., Родичева З.И., Миннибаева К.Р. (2011). Медно-порфировые месторождения Южного Урала (обзор). *Геологический сборник № 9*. ИГ УНЦ РАН. 2011, с. 186–200.

Шишаков В.Б., Сергеева Н.Е., Сурин С.В. (1988). Вознесенское медно-порфировое месторождение на Южном Урале. *Геология рудных месторождений*, 2, с. 85–90.

Bau M. (1996). Controls on the fractionation of isoivalent trace elements in magmatic and aqueous systems: evidence from Y/Ho, Zr/Hf and lanthanide tetrad effect. *Contrib. Mineral. Petrol.*, 123, pp. 323–333. <https://doi.org/10.1007/s004100050159>

Bau M., Dulski, P. (1995). Comparative study of yttrium and rare-earth element behaviours in fluorine-rich hydrothermal fluids. *Contrib. Mineral. Petrol.*, 119, pp. 213–223. <https://doi.org/10.1007/BF00307282>

Bau M., Möller P. (1992). Rare Earth Element Fractionation in Metamorphogenic Hydrothermal Calcite, Magnesite and Siderite. *Mineralogy and Petrology*, 45, pp. 231–246. <https://doi.org/10.1007/BF01163114>

Bodnar R.J., Vityk M.O. (1994). Interpretation of microthermometric data for  $H_2O$ -NaCl fluid inclusions. Fluid inclusions in minerals: methods and applications (Eds. De Vivo B. and Frezzotti M.L.). Pontignana-Siena, Virginia Polytechnic Institute and State University, 1994, pp. 117–130.

Castorina F., Masi U. (2008). REE and Nd-isotope evidence for the origin siderite from the Jebel Awam deposit (Central Morocco). *Ore Geology Reviews*, 34, pp. 337–342. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2008.03.001>

Davis D.W., Lowenstein T.K., Spenser R.J. (1990). Melting behavior of fluid inclusions in laboratory-grown halite crystals in the systems NaCl- $H_2O$ , NaCl-KCl- $H_2O$ , NaCl-MgCl $_2$ - $H_2O$  and CaCl $_2$ -NaCl- $H_2O$ . *Geochim. Et Cosmochim. Acta*, 54, pp. 591–601. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(90\)90355-O](https://doi.org/10.1016/0016-7037(90)90355-O)

Guangzhou M., Renmin H., Jianfeng G., Weiqiang L., Kuidong Z., Guangming L. (2009). Existing forms of REE in gold-bearing pyrite of the Jinshan gold deposit, Jiangxi Province, China. *Journal of rare earths*, 27(6), pp. 1079–1087. [https://doi.org/10.1016/S1002-0721\(08\)60392-0](https://doi.org/10.1016/S1002-0721(08)60392-0)

Kosarev A.M., Puchkov V.N., Seravkin I.B., Kholodnov V.V., Grabezhtv A.I., Ronkin Y.L. (2014). New data on the age and geodynamic position of copper-porphry mineralization in the Main Uralian Fault zone (Southern Urals). *Doklady Earth Sciences*, 495(1), pp. 1317–1321. <https://doi.org/10.1134/S1028334X14111004X>

McDonough W. F., Sun S. (1995). The composition of the Earth. *Chemical Geology*, 120, pp. 223–253. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(94\)00140-4](https://doi.org/10.1016/0009-2541(94)00140-4)

Ohmoto H., Rye R. O. (1979). Isotopes of sulfur and carbon. *Geochemistry of hydrothermal ore deposits*. N.-Y.: John Wiley and Sons, pp. 509–567.

Ohmoto H., Goldhaber M. B. (1997). Sulfur and carbon isotopes. *Geochemistry of hydrothermal ore deposits*. N.-Y.: Wiley, pp. 517–611.

Rimskaya-Korsakova M.N., Dubinin A.V. (2003). Rare earth elements in sulfides of submarine hydrothermal vents of the Atlantic ocean. *Doklady Earth Sciences*, 389(3), pp. 432–436.

Roedder E. (1984). Fluid inclusions. *Reviews in mineralogy*, 12, 646 p.

Rusk B.G. (2012). Cathodoluminescent textures and trace elements in hydrothermal quartz. *Quartz: Deposits, Mineralogy and Analytics*. New-York: Springer, 360 p. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-22161-3\\_14](https://doi.org/10.1007/978-3-642-22161-3_14)

Rusk B.G., Lowers H.A., Reed M.H. (2008). Trace elements in hydrothermal quartz: Relationships to cathodoluminescent textures and insights into vein formation. *Geology*, 36(7), pp. 547–550. <https://doi.org/10.1130/G24580A.1>

Schwim G., Markl G. (2005). REE systematics in hydrothermal fluorite. *Chemical Geology*, 216, pp. 225–248. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2004.11.012>

Sverjensky D.A. (1984). Europium redox equilibria in aqueous solution. *Earth Planet Science Letters*, 67, pp. 70–78.

Wilkinson J.J. (2001). Fluid inclusions in hydrothermal ore deposits. *Lithos*, 55, pp. 229–272. [https://doi.org/10.1016/S0024-4937\(00\)00047-5](https://doi.org/10.1016/S0024-4937(00)00047-5)

### Сведения об авторах

Сергей Евгеньевич Знаменский – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт геологии УФИЦ РАН Россия, 450077, Уфа, ул. К. Маркса, 16/2

Наталья Николаевна Анкушева – канд. геол.-мин. наук, научный сотрудник, Институт минералогии ЮУ ФНЦ МиГ УрО РАН Россия, 456317, Миасс, Ильменский заповедник, 1

Дмитрий Александрович Артемьев – канд. геол.-мин. наук, научный сотрудник, Институт минералогии ЮУ ФНЦ МиГ УрО РАН Россия, 456317, Миасс, Ильменский заповедник, 1

Статья поступила в редакцию 09.01.2020;  
Принята к публикации 11.06.2020; Опубликована 30.09.2020

## Vosnesensky Cu-porphyry deposit (Southern Urals): formation conditions, trace elements, sulfur isotopes and fluid sources

S.E. Znamensky<sup>1\*</sup>, N.N. Ankusheva<sup>2</sup>, D.A. Artemiev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute of Mineralogy of the South Urals Federal Research Center of Mineralogy and Geoecology of the Urals Branch of the Russian Academy of Sciences, Miass, Russian Federation

\*Corresponding author: Sergey E. Znamensky, e-mail: Znamensky\_Sergey@mail.ru

**Abstract.** The paper shows new fluid inclusion and isotopic-geochemical data for minerals from sulphide-carbonate-quartz veins of Vosnesensky Cu-porphyry deposit. Fluid inclusions were analyzed by means Linkam TMS-600 cryostage equipped with Olympus BX 51 optical microscope; trace element amounts were performed used Agilent 7700x and ELAN 9000 mass-spectrometers; sulphur isotopic composition was analyzed on DeltaPLUS Advantage mass-spectrometer. We determined that fluid inclusions in quartz were homogenized between 215 and 315 °C, and in latest calcite, they are 230–280 °C. Fluids are K-Na water chloride with salinity of 3–12 wt % NaCl-eq. Quartz contain high amounts of Al (184–5180 ppm), K (20.1–1040 ppm), Na (30.2–1570 ppm) and Ti (38.4–193 ppm). The REE distribution spectra of pyrite are characterized by light lanthanides accumulation (LaN/YbN = 3.6–6.44), and negative of Ce anomalies (0.7–0.92) and Eu (0.78–0.99). The Y/Ho ratio in pyrite varies from 27.6 up to 36.8. The  $\delta^{34}\text{S}$  values in pyrite were –1.01...0.8 ‰, in chalcopyrite – 0.9 ‰. The data testify the Cu-porphyry mineralization of Vosnesensky deposit was formed due to magmatic acid high-aluminous K-Na chloride fluid enriched with light REE in mesothermal environment. We identified the geochemical markers of interaction between fluid and host rocks.

**Keywords:** Southern Urals, Cu-porphyry deposit, fluid inclusions, trace elements, LA-ICP-MS, sulphur isotopic composition

**Recommended citation:** Znamensky S.E., Ankusheva N.N., Artemiev D.A. (2020). Vosnesensky Cu-porphyry deposit (Southern Urals): formation conditions, trace elements, sulfur isotopes and fluid sources. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 48–54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.48-54>

### References

- Abramov S.S., Plotinskaya O.YU., Groznova Ye.O. (2016). History of hydrothermal processes at the Mikheevsky Mo-Cu field according to the study of secondary changes and fluid inclusions. Proc. XVII All-Russ. Conf. on Thermobaric geochemistry. Ulan-Ude: BNTS SO RAN, pp. 11–12. (In Russ.).
- Bau M. (1996). Controls on the fractionation of isovalent trace elements in magmatic and aqueous systems: evidence from Y/Ho, Zr/Hf and lanthanide tetrad effect. *Contrib. Mineral. Petrol.*, 123, pp. 323–333. <https://doi.org/10.1007/s004100050159>
- Bau M., Dulski, P. (1995). Comparative study of yttrium and rare-earth element behaviours in fluorine-rich hydrothermal fluids. *Contrib. Mineral. Petrol.*, 119, pp. 213–223. <https://doi.org/10.1007/BF00307282>
- Bau M., Möller P. (1992). Rare Earth Element Fractionation in Metamorphogenic Hydrothermal Calcite, Magnesite and Siderite. *Mineralogy and Petrology*, 45, pp. 231–246. <https://doi.org/10.1007/BF01163114>
- Bodnar R.J., Vityk M.O. (1994). Interpretation of microthermometric data for H<sub>2</sub>O-NaCl fluid inclusions. Fluid inclusions in minerals: methods and applications (Eds. De Vivo B. and Frezzotti M.L). Pontignana-Siena, Virginia Polytechnic Institute and State University, 1994, pp. 117–130.
- Castorina F., Masi U. (2008). REE and Nd-isotope evidence for the origin siderite from the Jebel Awam deposit (Central Morocco). *Ore Geology Reviews*, 34, pp. 337–342. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2008.03.001>
- Davis D.W., Lowenstein T.K., Spenser R.J. (1990). Melting behavior of fluid inclusions in laboratory-grown halite crystals in the systems NaCl-H<sub>2</sub>O, NaCl-KCl-H<sub>2</sub>O, NaCl-MgCl<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O and CaCl<sub>2</sub>-NaCl-H<sub>2</sub>O. *Geochim. Et Cosmochim. Acta*, 54, pp. 591–601. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(90\)90355-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(90)90355-0)
- Grabazhev A.I. (2009). Sr-Nd-C-O-H-S isotope-geochemical description of South Urals porphyry-copper fluid-magmatic systems: probable sources of matter. *Litosfera*, 6, pp. 66–89. (In Russ.).
- Grabazhev A.I., Belgorodsky E.A. (1992). Productive granites and metasomatites of copper-porphyry deposits. Ekaterinburg: Nauka, 199 p. (In Russ.).

Guangzhou M., Renmin H., Jianfeng G., Weiqiang L., Kuidong Z., Guangming L. (2009). Existing forms of REE in gold-bearing pyrite of the Jinshan gold deposit, Jiangxi Province, China. *Journal of rare earths*, 27(6), pp. 1079–1087. [https://doi.org/10.1016/S1002-0721\(08\)60392-0](https://doi.org/10.1016/S1002-0721(08)60392-0)

Kosarev A.M., Puchkov V.N., Seravkin I.B., Kholodnov V.V., Grabezhtv A.I., Ronkin Y.L. (2014). New data on the age and geodynamic position of copper-porphyry mineralization in the Main Uralian Fault zone (Southern Urals). *Doklady Earth Sciences*, 495(1), pp. 1317–1321. <https://doi.org/10.1134/S1028334X1411004X>

McDonough W. F., Sun S. (1995). The composition of the Earth. *Chemical Geology*, 120, pp. 223–253. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(94\)00140-4](https://doi.org/10.1016/0009-2541(94)00140-4)

Ohmoto H., Rye R. O. (1979). Isotopes of sulfur and carbon. *Geochemistry of hydrothermal ore deposits*. N.-Y.: John Wiley and Sons, pp. 509–567.

Ohmoto H., Goldhaber M. B. (1997). Sulfur and carbon isotopes. *Geochemistry of hydrothermal ore deposits*. N.-Y.: Wiley, pp. 517–611.

Prokofev V.Y., Afanaseva Z.B., Ivanova G.F., Boiron M.C., Marignac C. (1994). Study of fluid inclusions in minerals of the Olimpiadinskoe Au (Sb-W) deposit (Enisey Mountain-Ridge). *Geokhimiya*, pp. 1012–1029. (In Russ.)

Rimskaya-Korsakova M.N., Dubinin A.V. (2003). Rare earth elements in sulfides of submarine hydrothermal vents of the Atlantic ocean. *Doklady Earth Sciences*, 389(3), pp. 432–436.

Rodder E. (1984). Fluid inclusions. *Reviews in mineralogy*, 12, 646 p.

Rusk B.G. (2012). Cathodoluminescent textures and trace elements in hydrothermal quartz. *Quartz: Deposits, Mineralogy and Analytics*. New-York: Springer, 360 p. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-22161-3\\_14](https://doi.org/10.1007/978-3-642-22161-3_14)

Rusk B.G., Lowers H.A., Reed M.H. (2008). Trace elements in hydrothermal quartz: Relationships to cathodoluminescent textures and insights into vein formation. *Geology*, 36(7), pp. 547–550. <https://doi.org/10.1130/G24580A.1>

Schwim G., Markl G. (2005). REE systematics in hydrothermal fluorite. *Chemical Geology*, 216, pp. 225–248. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2004.11.012>

Shishakov V.B., Sergeeva N.E., Surin S.V. (1988). The Voznesenskoe porphyry copper deposit at South Urals. *Geologiya rudnykh mestorozhdeniy*, 2, pp. 85–90. (In Russ.)

Sverjensky D.A. (1984). Europium redox equilibria in aqueous solution. *Earth Planet Science Letters*, 67, pp. 70–78.

Wilkinson J.J. (2001). Fluid inclusions in hydrothermal ore deposits. *Lithos*, 55, pp. 229–272. [https://doi.org/10.1016/S0024-4937\(00\)00047-5](https://doi.org/10.1016/S0024-4937(00)00047-5)

Znamensky S.E. (2017). Rare earth elements and yttrium in calcite and pyrite of the Orlovka gold deposit (the Southern Urals). *LITHOSPHERE (Russia)*, 1, pp. 135–146. (In Russ.)

Znamensky S.E., Shafigullina G.T., Znamenskaya N.M., Kosarev A.M. (2019). The Voznesenka porphyry copper deposit (South Urals): structural control of mineralization and geochemistry of intrusive rocks. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*, 2, pp. 25–35 (In Russ.)

### About the Authors

*Sergey E. Znamensky* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2 K. Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

*Natalya N. Ankusheva* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Institute of Mineralogy of the South Urals Federal Research Center of Mineralogy and Geoecology of the Urals Branch of the Russian Academy of Sciences

1 Ilmensky Zapovednik, Miass, 456317, Russian Federation

*Dmitry A. Artemiev* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Institute of Mineralogy of the South Urals Federal Research Center of Mineralogy and Geoecology of the Urals Branch of the Russian Academy of Sciences

1 Ilmensky Zapovednik, Miass, 456317, Russian Federation

Manuscript received 9 January 2020;

Accepted 11 June 2020; Published 30 September 2020



# Фациальные модели ачимовской толщи Восточно-Уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки

А.В. Храмова<sup>1\*</sup>, С.И. Пахомов<sup>1</sup>, Н.Ю. Натчук<sup>1</sup>, М.П. Калашикова<sup>1</sup>,  
С.В. Ромашкин<sup>2</sup>, А.Д. Мусихин<sup>2</sup>, Н.Г. Семенова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

<sup>2</sup>АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

В результате седиментологического анализа керн ачимовской толщи (нижний мел, верхний валанжин) подтверждается их формирование высокоэффективными смешанными системами подводных конусов выноса, в (относительно) глубоководной части морского бассейна. На основании комплексного анализа керн, геофизических исследований скважин и сейсморазведки выполнена корреляция разрезов скважин, построены литолого-фациальные модели пластов Ач<sub>5-6</sub>. Установлено, что наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются распределительные каналы и проксимальные части седиментационных лопастей.

**Ключевые слова:** ачимовская толща, фация, турбидиты, подводный конус выноса, проницаемость.

**Для цитирования:** Храмова А.В., Пахомов С.И., Натчук Н.Ю., Калашикова М.П., Ромашкин С.В., Мусихин А.Д., Семенова Н.Г. (2020). Фациальные модели ачимовской толщи Восточно-Уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки. *Георесурсы*, 22(3), с. 55–61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>

## Введение

Восточно-Уренгойский лицензионный участок (ЛУ) расположен в северной части Западной Сибири, в Надым-Пурской нефтегазоносной области, тектонически приурочен к Уренгойскому мегавалу. Согласно региональной стратиграфической схеме районирования по типам разрезов берриас-аптских отложений Западной Сибири район работ расположен в Уренгойско-Пурпейском литофациальном районе, Уренгойском подрайоне (Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, 1991). Ачимовская толща (пласты Ач<sub>5</sub>-Ач<sub>6</sub>) ранневаланжинского возраста (К<sub>1</sub>В<sub>1</sub>) согласно залегает на отложениях баженовской свиты и/или подачимовской толщи и перекрывается тангаловской свитой. В пределах района работ глубина залегания ачимовских отложений составляет 3500–4070 м.

Согласно палеогеографической схеме Западной Сибири в раннем валанжине, в пределах района работ, существовал эпиконтинентальный морской бассейн глубиной не более 200–400 м (Конторович, Ершов и др., 2014). Обломочный материал большей частью поступал с Енисейского кряжа, Сибирской платформы, Алтае-Саянской области и Центрально-Казахстанского массива и в меньшей степени с Урала.

С целью детализации геологического строения пластов Ач<sub>5</sub>-Ач<sub>6</sub>, прогноза пород-коллекторов, оптимизации систем разведки и разработки авторами проведен комплексный анализ геолого-геофизической данных,

материалов 3Д сейсморазведки и керн. В связи с тем, что породы-коллекторы ачимовской толщи относятся к низкопроницаемым, для интенсификации притоков используют гидроразрыв пласта. В последнее время, в связи с обводненностью ряда месторождений, детализация геологического строения является актуальной задачей.

## Фактический материал и методы исследований

Седиментологический анализ ачимовских отложений выполнен по керну 12 скважин, суммарный вынос которого составил 567 м (82 %). Фации выделены на основании диагностических признаков, представленных в трудах отечественных (Алексеев, 2002; Барабошкин, 2011; Жемчугова, 2014 и др.) и зарубежных (Stow, 1976; Normark, 1970, 1974; Mutti, 1992; Walker, 1992; Einsele, 1992; Reading, Richards, 1994 и др.) исследователей. Для характеристики литотипов и фаций использовались результаты литологических исследований керн и фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пород, выполненные в лаборатории ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

При корреляции разрезов скважин использовались методы литолого-фациального анализа (Алексеев, 2002) и секвенс-стратиграфии (Catuneanu, 2006). Фациальные карты пластов Ач<sub>5-6</sub> были построены на основании комплексного анализа керн, ГИС, карт сейсмических атрибутов (акустического импеданса, когерентности, сейсмофаций, амплитуд), общих толщин и песчаности. Перспективные участки для постановки бурения новых скважин выбирались на основании анализа гидродинамических исследований скважин, ГИС, сейсмических материалов и фациальных моделей продуктивных отложений.

\* Ответственный автор: Алена Валерьевна Храмова  
E-mail: [avkhramtsova@rosneft.ru](mailto:avkhramtsova@rosneft.ru)

© 2020 Коллектив авторов

### Состав, строение и условия формирования

Породы-коллекторы ачимовской толщи представлены преимущественно песчаниками тонкозернистыми и мелкозернистыми, редко средне-мелкозернистыми. По минеральному составу песчаники и алевролиты относятся к аркозам, продуктам разрушения гранитоидов и метаморфических сланцев. Отмечается преобладание кварца над полевыми шпатами, содержание обломков пород не превышает 25 % (рис. 1). В песчаниках и алевролитах крупнозернистых содержание цемента изменяется в широких пределах от 2,5 до 38 %, состав цемента глинистый, карбонатный и регенерационный. Среди глинистых минералов цемента преобладает хлорит, среди карбонатных – кальцит. Встречается регенерационный кварцевый и полевошпатовый цементы, содержание которых не превышает 0,5–1,0 %. По данным рентгеноструктурного анализа глинистой фракции установлено повышенное содержание смешаннослойных образований (ССО) (до 30–35 %) в цементе песчаников и алевролитов группы пластов Ач<sub>6</sub>. Содержание набухающих пакетов в составе ССО составляет 1–28 % (рис. 1). *Породы являются гидрофильными.*

Установлено отрицательное влияние на ФЕС пород следующих вторичных процессов: карбонатизация, хлоритизация, пелитизация и гидратация биотита, регенерация кварца и полевых шпатов (только при высокой интенсивности).

Небольшое положительное влияние на коллекторские свойства пород оказывают процессы растворения полевых шпатов и обломков пород.

Породы характеризуются весьма низкими значениями

проницаемости (преимущественно < 1\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>). Лишь в единичных средне-мелкозернистых песчаных слоях отмечается увеличение проницаемости пород до 30\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Значения открытой пористости не превышают 20 %.

Существует две точки зрения на генезис отложений ачимовской толщи: 1) формирование их в подводной части дельты/авандельте (Алексеев, 2014 и др.); 2) в глубоководных конусах выноса (Гурари, 2003; Нежданов и др., 2000; Зверев, Казаненков, 2001; Бородкин, Курчиков, 2015; Сангаевский, Хафизов, Шиманский, 2015 и др.). В пользу последней седиментологической модели (подводные конусы выноса) свидетельствуют текстурные особенности пород.

По диагностическим признакам фаций (структура, текстура, фауна, минеральные включения, контакты и пр.) установлено, что отложения формировались преимущественно гравитационными потоками (зерновыми, дебрисными и флюидалными) в глубоководной части морского бассейна. В породах отсутствуют типичные признаки мелководья (волновая рябь; крупномасштабная косая слоистость; признаки субаэральной экспозиции, штормовых и приливно-отливных процессов), но есть признаки привноса осадочного материала из мелководных частей бассейна (углистый детрит, мелководные микроорганизмы и ихнофоссилии). В подошве песчаных слоев обильно развиты подошвенные знаки нагрузки, течений и пламенные текстуры (рис. 2а, 2в-д).

Для ачимовских отложений характерны: массивная текстура и градационная слоистость, текстуры пластических

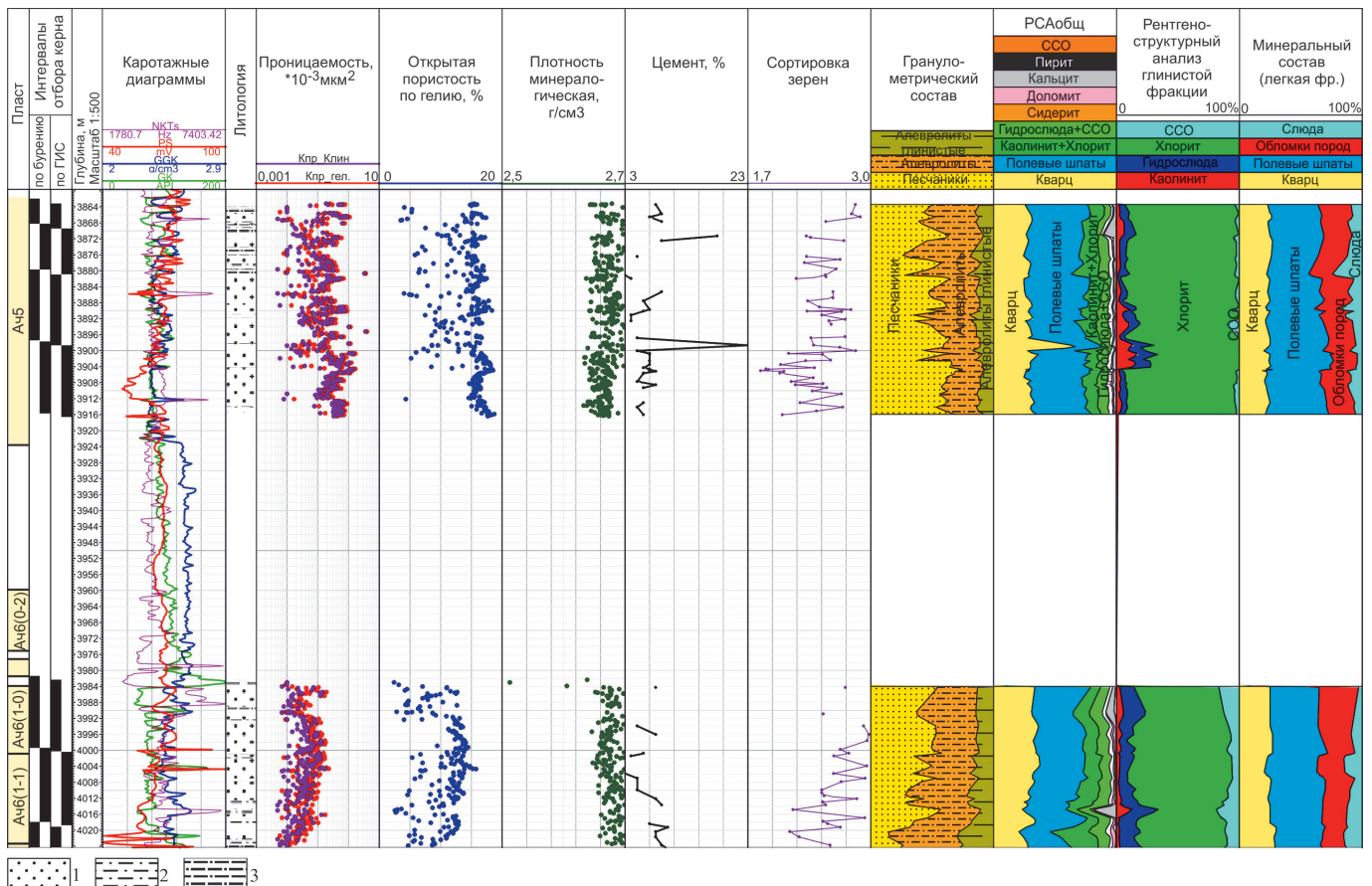


Рис. 1. Литолого-петрофизический разрез ачимовской толщи Восточно-Уренгойского ЛУ. Литология: 1 – песчаники; 2 – алевролиты крупнозернистые; 3 – аргиллиты, алевролиты мелкозернистые глинистые.

деформаций (внедрения, конволютная, пламенная, песчаные роллы), блюдцеобразная, трубки обезвоживания, тонкая горизонтальная слоистость, восходящая рябь течений, редко встречаются биотурбационные текстуры (рис. 2). Следы бентосных организмов – *Ophiomorpha*, *Asterosoma*, *Thalassinoides*, *Chondrites* – встречаются в единичных скважинах, в отложениях прирусловых валов и в междусловых площадях. Интенсивность биотурбации

может быть значительной. Если текстуры пластических деформаций, массивная, восходящая рябь течений могут встречаться в различных фациях, то *градиционная слоистость* характерна для отложений турбидитовых (мутьевых) потоков. Обширная библиография по турбидитовым течениям и турбидитам дана в работах (Boima, 2000; Mutti, 1992; Lowe, 1982; Stow, 1976; Prelat, 2009; Nichols, 2012 и др.).

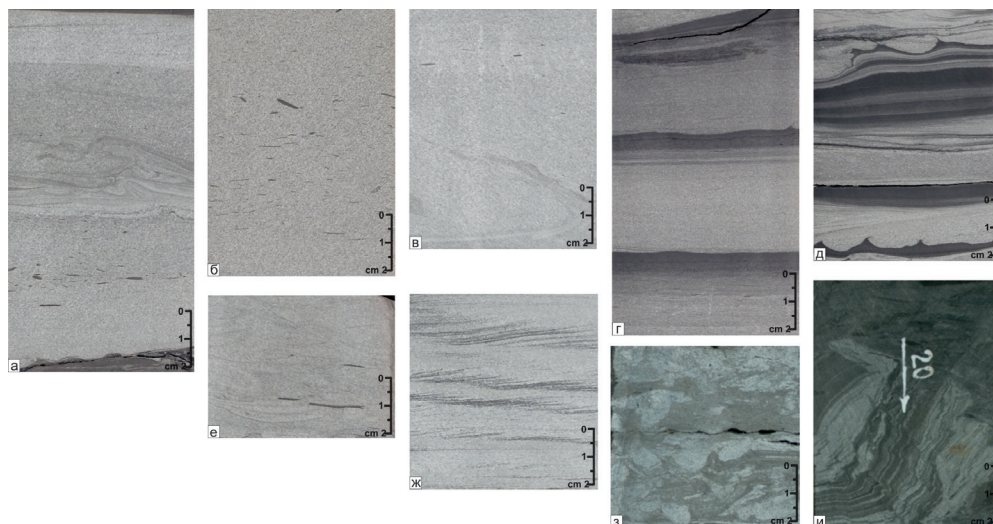


Рис. 2. Текстуры особенности пород ачимовской толщи Восточно-Уренгойского месторождения. а – песчаники с массивной и конволютной текстурой, с глинистыми интракластами; б – песчаники с обломочной текстурой, с мелкими интракластами алевролитов глинистых; в – песчаники с трубками обезвоживания, с пламенной текстурой; г – песчаники с градиционной слоистостью; д – переслаивание песчаников и алевролитов глинистых, на контакте слоев текстуры нагрузки; е – песчаники с блюдцеобразной текстурой, с мелкими интракластами алевролитов глинистых; ж – песчаники с восходящей рябью течений; з – биотурбационная текстура (*Thalassinoides*); и – алевролиты мелко-крупнозернистые с конволютной слоистостью.

Турбидитовые течения могут встречаться в озерах (Dodd, McCarthy et al., 2018), дельтах, морях и океанах, но для сохранения текстурных особенностей турбидитов они не должны перерабатываться другими течениями. Фактически это определяет положение турбидитов ниже базиса штормовых волн, вероятные минимальные глубины около 200 м (Walker, 1992), что не противоречит региональным данным.

В результате седиментологического изучения керна ачимовских отложений выделены следующие фации: подводные питающие и распределительные каналы, подводные валы, окраинная часть канала/междусловые площади, глинистые отложения склона и шельфа, оползни, седиментационные лопасти. Концептуальная модель строения ачимовской толщи представлена на рис. 3а.

**Питающие/склоновые каналы** керна не охарактеризованы, но хорошо диагностируются по данным сейсморазведки (рис. 3б, 3г). Переход от каналов с прирусловыми валами к фронтальному выносу хорошо виден на картах и разрезах по кубу акустического импеданса (рис. 3б, 3в). Основные седиментологические разрезы фаций ачимовской толщи представлены на рис. 4.

**Распределительные каналы** представлены песчаниками массивными, часто встречаются трубки обезвоживания и блюдцеобразные текстуры, которые свидетельствуют об интенсивной потере флюидной составляющей в период осадконакопления. Песчаники с массивной текстурой вверх по разрезу переходят в «классические» турбидиты. Нижний

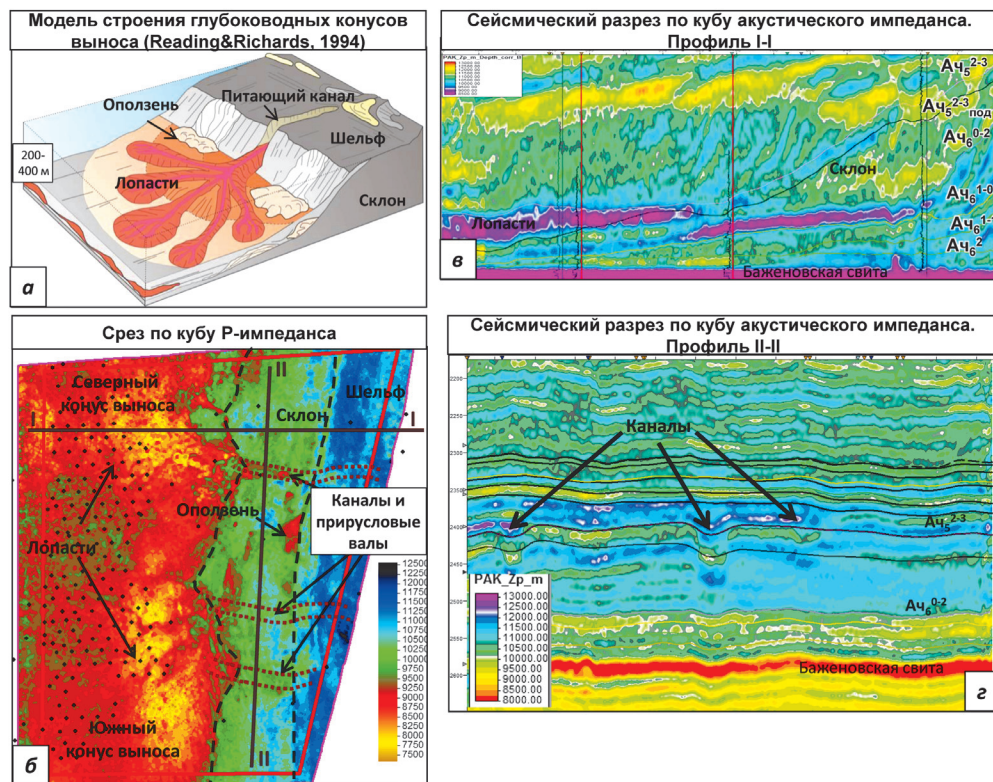


Рис. 3. Концептуальная модель строения ачимовских отложений (а) и морфологические элементы подводного конуса выноса, выделенные по результатам сейсморазведки (б-г)

контакт песчаных прослоев как правило эрозионный (рис. 4а), подчеркнутый интракластами аргиллитов и алевролитов глинистых. Наличие обломков свидетельствует об эрозии, вызываемой высокоплотными турбидитными потоками.

*Примеси:* стяжения пирита, углистый детрит.

*Интерпретация:* формирование отложений подводных русел происходило в результате низкоплотностных турбидитовых потоков. Встречаются как крупные русла с прирусловыми валами, так и мелкие каналы. Часто каналы надстраиваются, в результате чего верхние тонкозернистые последовательности эродированы последующими потоками.

Крупные склоновые каналы являются основным поставщиком осадков из зоны мелководного шельфа в относительно глубоководную часть бассейна, хорошо диагностируются по результатам сейсморазведки (рис. 3б). Распределительные каналы встречаются меандрирующего, разветвленного и спрямленного типов. Песчаное тело в разрезе имеет корытообразную форму (рис. 4).

*Мощность:* до 20–30 м.

*Картажная характеристика:* блоковая форма, низкие значения ГК (5–10 gAPI).

**Фация турбидитовой лопасти** представлена песчаниками от тонко- до мелкозернистых, алевролитами крупнозернистыми с тонкими прослоями аргиллитов и алевролитов мелкозернистых глинистых. В песчаниках и алевролитах крупнозернистых текстура массивная, дебрисная, градационная, пластических деформаций, флюидальная, горизонтальная, участками встречается мелкая косая слоистость. На контакте слоев наблюдаются текстуры нагрузки. Для турбидитовых лопастей характерны слои песчаников с массивной и градационной текстурой, без признаков влияния каналов (рис. 4б).

*Примеси и другие признаки:* углистый детрит, интракласты алевролита глинистого вытянутой и уплощенной формы.

*Интерпретация:* при выходе из русла турбидитовые потоки растекаются, образуя четко выраженные в рельефе конусы выноса (рис. 3). Лопастей состоят из компенсационных циклов, каждый из которых представляет собой заполнение турбидитами понижения рельефа, расположенного между выступающими в рельефе осадками более старых турбидитовых потоков. Строение компенсационных циклов может характеризоваться как утолщением вверх по разрезу слоев песчаных турбидитов, так и их утонением. Формирование седиментационных лопастей происходит при изменении градиента склона, как только поток встречает резкое изменение градиента склона, на этом перепаде (точка транзита) происходит переход каналов к фронтальным выносам (рис. 3б, 3в). Песчаное тело в разрезе имеет форму плоских, вытянутых линз (рис. 4).

*Мощность:* до 15–20 м.

*Картажная характеристика:* средние значения ГК (7–12 gAPI).

**Фация подводного прируслового вала / межрусловых площадей** представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов (рис. 4в). Мощность песчаников изменяется от 2 до 50 см, алевролитов глинистых и аргиллитов 1–10 см. Уменьшение песчаных прослоев наблюдается при удалении от русла.

*Текстура:* тонкослоистая, градационная, пластических деформаций, дебрисная, восходящая рябь течений, конволутная, редко биотурбационная (рис. 2з).

*Ихнофоссилии:* редко встречаются следы *Thalassinoides*, *Phycosiphon*, *Fugichnia*, *Ophiomorpha*.

*Примеси и другие признаки:* растительный детрит, мелкие линзочки угля, раковинный детрит.

*Интерпретация:* клиновидные прирусловые валы формируются по краям канала и постепенно выклиниваются вглубь бассейна. Высота прирусловых валов обычно уменьшается вниз по конусу выноса, и русла становятся менее глубокими. Наличие находящихся во взвешенном состоянии мелких фракций ведет к росту прирусловых валов. Валы сложены в разных пропорциях тонкослоистыми песчаными и тонкозернистыми турбидитами.

*Мощность:* 0,30–3,8 м.

*Картажная характеристика:* повышенные значения ГК (7–14 gAPI).

**Фация оползней** представлена переслаиванием алевролитов мелкозернистых глинистых, алевролитов крупнозернистых, песчаников тонкозернистых и аргиллитов алевролитовых. Первичная слоистость нарушена в результате оползания осадка.

*Ихнофоссилии:* не характерны.

*Примеси и другие признаки:* углистый детрит, раковинный детрит, мелкие интракласты алевролитов глинистых.

*Интерпретация:* оползание слабоконсолидированных отложений происходило на пологом склоне под действием силы тяжести.

*Мощность:* 0,5–6,5 м.

*Картажная характеристика:* средние и повышенные значения ГК (10–12 gAPI), ПС.

**Фации склона и глубокой части шельфа** представлены алевролитами глинистыми и аргиллитами алевролитовыми (рис. 4г).

*Текстура:* микрослоистая, пластических деформаций.

*Фаунистические остатки:* аммониты, фораминиферы, двустворки, онихиты, фрагменты рыб.

*Примеси и др. признаки:* растительный детрит, раковинный детрит, органическое вещество, карбонатные стяжения, пирит.

*Интерпретация:* выпадения из суспензии, низкие скорости седиментации, оползание под действием силы тяжести.

*Мощность:* более 10 м.

*Картажная характеристика:* повышенные значения ГК (9–14 gAPI).

Фациальные модели пластов Ач<sub>5-6</sub> представлены на рисунке 5.

Наибольшей мощностью песчаников и продуктивностью характеризуется пласт Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup>. На основании комплексного анализа керна, ГИС и сейсморазведки в объеме пласта Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup> выделены два парасеквенса: Ач<sub>5</sub><sup>2</sup> и Ач<sub>5</sub><sup>3</sup>, толщина глинистой перемычки, разделяющей их, изменяется от 2 до 26 м. Для каждого парасеквенса выделены конусы выноса: северный и южный с системами лопастей (рис. 5а, 5б). Северные конусы выноса характеризуются повышенными мощностями песчаников по сравнению с южными и являются перспективными объектами для постановки бурения новых скважин. Подводные конусы выноса пластов Ач<sub>5</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>5</sub><sup>3</sup> смешанного типа (глинисто-песчаные). Лопастей

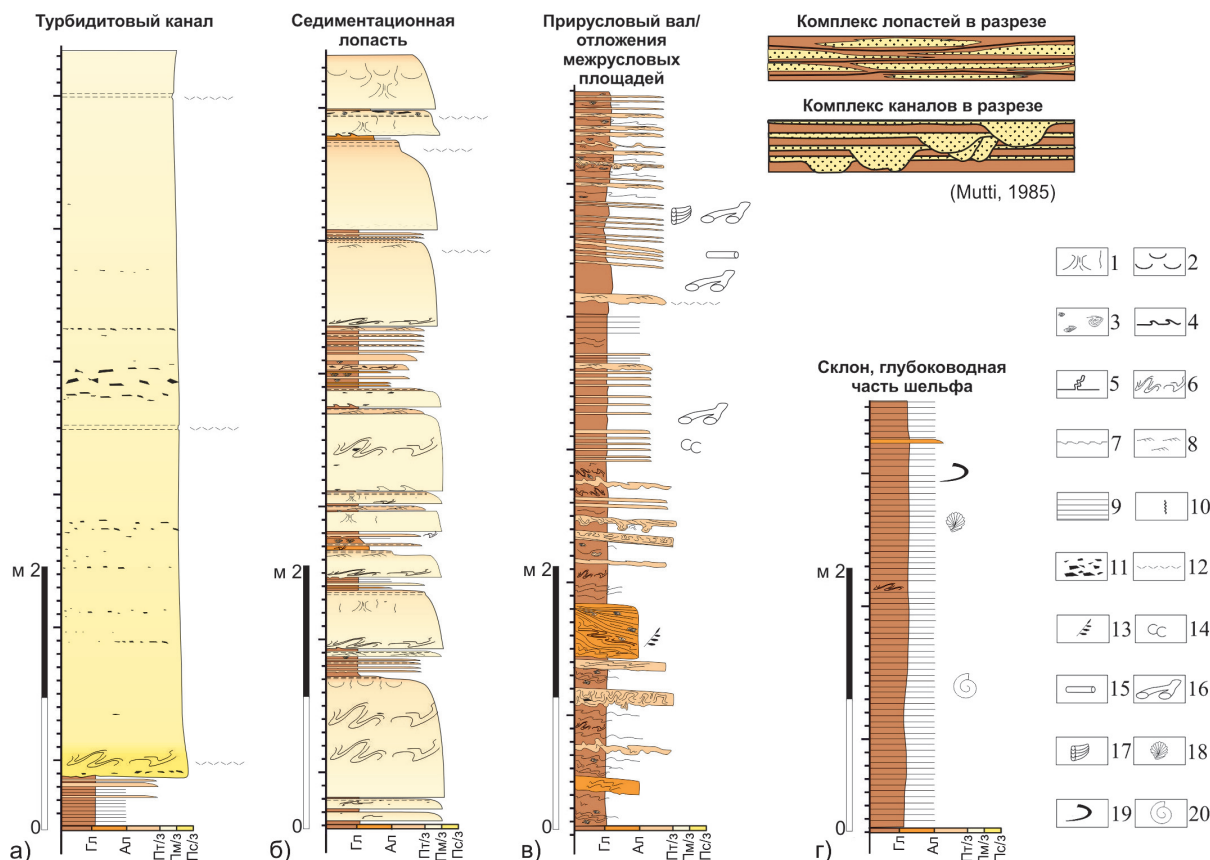


Рис. 4. Типовые седиментологические разрезы ачимовской толщи. Текстуры: 1 – трубки обезвоживания; 2 – блюдцеобразная; 3 – песчаные роллы; 4 – пламенная; 5 – инъекционная; 6 – конволютная; 7 – внедрения/нагрузки; 8 – восходящая рябь течений; 9 – горизонтальная; 10 – биотурбационная. Включения: 11 – глинистые интракласты; 12 – тонкие слойки углистого детрита; 13 – рассеянный углистый детрит; икновиды: 14 – *Palaeophycus*; 15 – *Planolites*; 16 – *Thalassinoides*; 17 – *Teichichnus*. Фауна: 18 – отпечатки чешуи рыб; 19 – онихиты; 20 – аммониты. На гранулометрической линейке: Гл – глины аргиллитоподобные, алевролиты глинистые; Ал – алевролиты крупнозернистые; песчаники: Пт/з – тонкозернистые; Пм/з – мелкозернистые; Пс/з – среднезернистые.

и распределительные каналы сложены преимущественно песчаниками и алевролитами крупнозернистыми, содержание которых в разрезе составляет > 70 %.

Отложения группы пластов Ач<sub>6</sub> формировались на пологом склоне глинистыми системами (Nichols, 2012), лопасти вытянутые и песчаные, осадки сосредоточены рядом с каналами (рис. 5в, г).

На основании комплексного анализа керна, ГИС, результатов сейсморазведки и гидродинамических исследований скважин ачимовской толщи установлена гидродинамическая несвязность отдельных лопастей, что является причиной получения различных притоков флюида в скважинах. Для уточнения модели насыщения слабоизученных бурением южных конусов выноса пластов Ач<sub>5</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>5</sub><sup>3</sup> рекомендуется проведение поинтервальных испытаний пластов, а также использование опробователя пластов на кабеле.

**Выводы**

В результате седиментологического анализа керна ачимовской толщи установлено их формирование гравитационными потоками, ниже базиса штормовых волн, в относительно глубоководной части шельфа. Снос материала происходил с востока на запад. Породы-коллекторы с максимальной мощностью песчаников и наилучшими фильтрационно-ёмкостными свойствами (IV и V классы коллекторов) приурочены к подводным

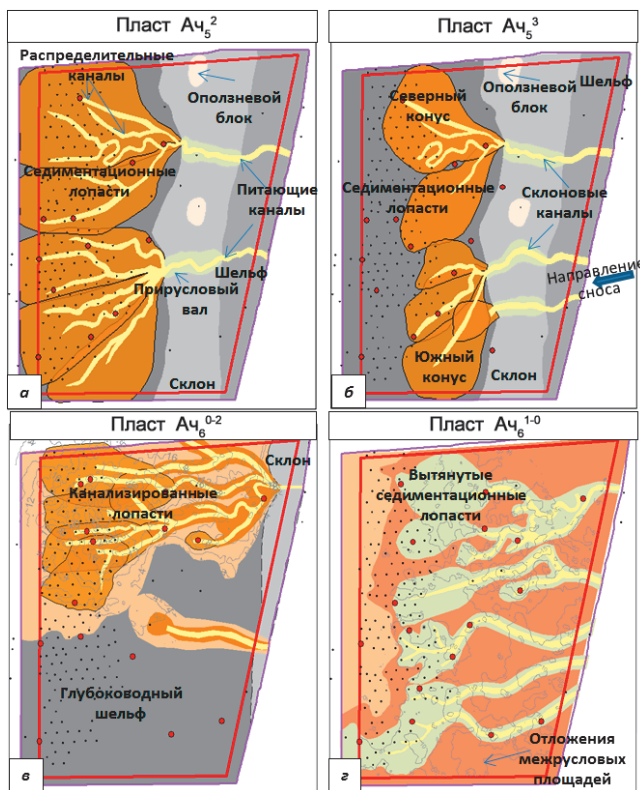


Рис. 5. Фациальные модели пластов: а – Ач<sub>5</sub><sup>2</sup>; б – Ач<sub>5</sub><sup>3</sup>; в – Ач<sub>6</sub><sup>0-2</sup>; г – Ач<sub>6</sub><sup>1-0</sup>. Красные точки – скважины с керном.

каналам и проксимальным частям конусов выноса пластов группы Ач<sub>5</sub>.

Отложения группы пластов Ач<sub>6</sub> отличаются от вышележащих отложений пластов Ач<sub>5</sub> повышенными значениями содержания слюды и примеси ССО и/или карбонатных минералов (кальцита) в цементе песчаников и алевролитов и весьма низкими значениями проницаемости ( $< 1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

На основании комплексного анализа керн, ГИС и сейсмических материалов выполнена детализация геологического строения ачимовской толщи, построены фациальные карты пластов Ач<sub>5</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>5</sub><sup>3</sup>, Ач<sub>6</sub><sup>0-2</sup>, Ач<sub>6</sub><sup>1-0</sup>. Подводные песчаные лопасти и распределительные каналы являются первостепенными объектами для разведки и разработки ачимовских отложений.

В зависимости от строения и модели насыщения конусов выноса необходимо принимать решение о корректировке траектории горизонтальных стволов скважин и оптимизации дизайна гидроразрыва пластов.

## Благодарность

Авторы статьи выражают благодарность Руководству Компании АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» за предоставленную возможность детального изучения нижнемеловых отложений, ценные советы и рекомендации в процессе исследований.

## Литература

- Алексеев В.П. (2002). Литолого-фациальный анализ: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». Екатеринбург: УГГА, 147 с.
- Алексеев В.П. (2014). Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: УГУ, 284 с.
- Барабошкин Е.Ю. (2011). Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. Тверь: ГЕРС, 153 с.
- Бородин В.Н., Курчиков А.Р. (2015). К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 56(9), с. 1630–1642.
- Гурари Ф.Г. (2003). Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): монография. Новосибирск: СНИИГТИМС, 141 с.
- Жемчугова В.А. (2014). Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 344 с.
- Зверев К.В., Казаненков В.А. (2001). Седиментогенез отложений ачимовской толщи северного Приобья. *Геология и геофизика*, 40(8), с. 12–23.
- Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н. и др. (2014). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*, 55(5–6), с. 745–776.
- Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. (2000). Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд. Академии горных наук, 247 с.
- Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. (1991). Ред.: И.И. Нестеров; зам. ред.: В.С. Бочкарев, Ю.В. Брадучан; редкол.: Н.А. Белоусова, В.И. Ильина, А.М. Казаков и др. Тюмень: ЗапСиб-НИИГНИ, 54 с.
- Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. (2015). Глубоководные конусы выноса и турбидиты. М.: ИКИ, 480 с.
- Vouma A.N. (2000). Coarse-grained and fine-grained turbidite systems as end member models: applicability and dangers. *Marine and Petroleum Geology*, 17, pp. 137–144. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(99\)00020-3](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(99)00020-3)
- Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. UK: Elsevier. 375 p.
- Dodd T.J.H., McCarthy D.J., Richards P.G. (2018). A depositional model for deep-lacustrine, partially confined, turbidite fans: Early Cretaceous, North Falkland Basin. *Sedimentology*, 66, pp. 53–80. <https://doi.org/10.1111/sed.12483>

Einsele G. (1992). Sedimentary Basins Evolution, Facies, and Sediment Budget. Berlin: Springer-Verlag, 628 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-77055-5>

Lowe D.R. (1982). Sediment gravity flows; II, Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology*, 52/1, pp. 279–297. <https://doi.org/10.1306/212F7F31-2B24-11D7-8648000102C1865D>

Mutti E. (1992). Turbidite sandstones: Agip Istituto di Geologia Universita di Parma, Parma, Italy, 275 p.

Normark W.R. (1970). Growth patterns of deep sea fans. *AAPG Bulletin*, 54, pp. 2170–2195. <https://doi.org/10.1306/5D25CC79-16C1-11D7-8645000102C1865D>

Normark W.R. (1974). Submarine canyons and fan valleys: factors affecting growth patterns of deep-sea fans. In: R.H. Dott, Jr. and R.H. Shaver, eds., *Modern and ancient geosynclinal sedimentation*. SEPM Special Publication, 19, pp. 56–68. <https://doi.org/10.2110/pec.74.19.0056>

Nichols G.J. (2012). Sedimentology and stratigraphy. 2nd ed. Wiley-Blackwell, Chichester, 419 p.

Prelat A., Hodgson D.M., Flint S.S. (2009). Evolution, architecture and hierarchy of distributary deep water deposits: a high-resolution outcrop investigation from the Permian Karoo Basin, South Africa. *Sedimentology* 56(7), pp. 2132–2154. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2009.01073.x>

Reading H.G., Richards M. (1994). Turbidite Systems in Deep-Water Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System. *AAPG Bulletin*, 78(5), pp. 792–822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>

Stow D.A.V. (1976). Deep water sands and silts on the Nova Scotian Continental Margin. *Mar. Sedim.* 12, pp. 81–90. <https://doi.org/10.4138/1841>

Walker R.G. (1992). Turbidites and submarine fans. In: Walker R.G., James N.P. (Eds.), *Facies Models – response to sea level change*, Second ed. Geological Association of Canada, St. John's, Newfoundland, Canada, pp. 239–263.

## Сведения об авторах

**Алена Валерьевна Храмова** – канд. геол.-мин.наук, эксперт по литологии и седиментологии терригенных резервуаров, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Россия, 625003, Тюмень, ул. Перекопская, 19

**Сергей Игоревич Пахомов** – руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

**Никита Юрьевич Натчук** – начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

**Мария Петровна Калашикова** – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

**Сергей Владимирович Ромашкин** – заместитель генерального директора – главный геолог, АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»

Россия, 629300, Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, 16в

**Артём Дмитриевич Мусихин** – канд. геол.-мин.наук, начальник отдела, АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»

Россия, 629300, Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, 16в

**Надежда Георгиевна Семенова** – главный специалист, АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»

Россия, 629300, Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, 16в

Статья поступила в редакцию 05.11.2019;  
Принята к публикации 28.05.2020;  
Опубликована 30.09.2020

## Facies models of the Achimov Formation of East-Urengoiskoe license as the basis for optimizing exploration and field development patterns

A.V. Khramtsova<sup>1\*</sup>, S.I. Pakhomov<sup>1</sup>, N.Yu. Natchuk<sup>1</sup>, M.P. Kalashnikova<sup>1</sup>, S.V. Romashkin<sup>2</sup>,  
A.D. Musikhin<sup>2</sup>, N.G. Semenova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup>CJSC «Rospan International», NewUrengoy, Russian Federation

\*Corresponding author: Alena V. Khramtsova, e-mail: avkhramtsova@rosneft.ru

**Abstract.** The results of sedimentological core analysis of the Achimov Formation (Upper Valanginian, Lower Cretaceous) confirm that it was formed by higher efficiency systems of submarine fans in (relatively) deep marine basin. Lithofacies models of Ach<sub>5-6</sub> were generated, well correlation was performed based on the comprehensive analysis of core, well logging and seismic data. Distributary channels and proximal parts of depositional lobes are characterized by the best reservoir properties.

**Keywords:** the Achimov Formation, facies, turbidities, submarine fan, permeability

**Recommended citation:** Khramtsova A.V., Pakhomov S.I., Natchuk N.Yu., Kalashnikova M.P., Romashkin S.V., Musikhin A.D., Semenova N.G. (2020). Facies models of the Achimov formation of East-Urengoiskoe license as the basis for optimizing exploration and field development patterns. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 55–61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>

### Acknowledgments

The authors are grateful to the Management of CJSC «Rospan International» for the opportunity to study the Lower Cretaceous deposits in detail, for valuable comments and recommendations during the process of research.

### References

- Alekseev V.P. (2002). Lithologic and facies analysis: study guide to practicum and self-guided work on “Lithology”. Ekaterinburg: USMU, 147 p. (In Russ.)
- Alekseev V.P. (2014). Atlas of subaqueous facies of the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia (Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra). Ekaterinburg: UGGU, 284 p. (In Russ.)
- Baraboshkin E.Yu. (2011). Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. Core Handbook. Tver: GERS, 153 p. (In Russ.)
- 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 Geophysics*, 56(9), pp. 1630–1642.
- Bouma A.H. (2000). Coarse-grained and fine-grained turbidite systems as end member models: applicability and dangers. *Marine and Petroleum Geology*, 17, pp. 137–144. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(99\)00020-3](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(99)00020-3)
- Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. UK: Elsevier. 375 p.
- Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the review and adoption of updated stratigraphic schemes of Mesozoic sediments of Western Siberia. (2004). Novosibirsk, 114 p. (In Russ.)
- Dodd T.J.H., McCarthy D.J., Richards P.G. (2018). A depositional model for deep-lacustrine, partially confined, turbidite fans: Early Cretaceous, North Falkland Basin. *Sedimentology*, 66, pp. 53–80. <https://doi.org/10.1111/sed.12483>
- Einsele, G. (1992). Sedimentary Basins Evolution, Facies, and Sediment Budget. Berlin: Springer-Verlag, 628 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-77055-5>
- Gurari F.G. (2003). Structure and formation conditions of clinoforms of Western Siberian plate (the history of presenting). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 141 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Y.N. et al. (2014). Cretaceous Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 582–609.
- Lowe D.R. (1982). Sediment gravity flows; II, Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology*, 52/1, pp. 279–297. <https://doi.org/10.1306/212F7F31-2B24-11D7-8648000102C1865D>
- Mutti E. (1992). Turbidite sandstones: Agip Instituto di Geologia Università di Parma, Parma, Italy, 275 p.

Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. (2000). Geology and oil saturation of Achimov sequence of the Northern Siberia. Moscow: Academy of Mining Sciences, 247 p. (In Russ.)

Nichols G.J. (2012). Sedimentology and stratigraphy. 2nd ed. Wiley-Blackwell, Chichester, 419 p.

Normark W.R. (1970). Growth patterns of deep sea fans. *AAPG Bulletin*, 54, pp. 2170–2195. <https://doi.org/10.1306/5D25CC79-16C1-11D7-8645000102C1865D>

Normark W.R. (1974). Submarine canyons and fan valleys: factors affecting growth patterns of deep-sea fans. In: R.H. Dott, Jr. and R.H. Shaver, eds., *Modern and ancient geosynclinal sedimentation*. SEPM Special Publication, 19, pp. 56–68. <https://doi.org/10.2110/pec.74.19.0056>

Prelat A., Hodgson D.M., Flint S.S. (2009). Evolution, architecture and hierarchy of distributary deep water deposits: a high-resolution outcrop investigation from the Permian Karoo Basin, South Africa. *Sedimentology* 56(7), pp. 2132–2154. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2009.01073.x>

Reading H.G., Richards M. (1994). Turbidite Systems in Deep-Water Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System. *AAPG Bulletin*, 78(5), pp. 792–822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>

Stow D.A.V. (1976). Deep water sands and silts on the Nova Scotian Continental Margin. *Mar. Sedim.* 12, pp. 81–90. <https://doi.org/10.4138/1841>

Syngaevesky P.E., Khafizov S.F., Shimansky V.V. (2015). Deepwater alluvial cones and turbidites. Moscow: IKI, 480 p. (In Russ.)

Walker R.G. (1992). Turbidites and submarine fans. In: Walker R.G., James N.P. (Eds.), *Facies Models – response to sea level change*, 2 ed. Geological Association of Canada, St. John's, Newfoundland, Canada, pp. 239–263.

Zhemchugova V.A. (2014). Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 344 p. (In Russ.)

Zverev K.V., Kazanenkov V.A. (2001). Sedimentogenesis of deposits of the Achimov strata in the northern Ob region. *Geologiya i geofizika*, 40(8), pp. 12–23. (In Russ.)

### About the Authors

Alena V. Khramtsova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Expert in lithology and sedimentology of terrigenous reservoirs, LLC «Tyumen Petroleum Research Center». 42 M. Gorkogo st., Tyumen, 625048, Russian Federation

Sergey I. Pakhomov – Team leader, LLC «Tyumen Petroleum Research Center». 79/1 Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Nikita Y. Natchuk – Head of Department, LLC «Tyumen Petroleum Research Center». 79/1 Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Maria P. Kalashnikova – Chief Specialist, LLC «Tyumen Petroleum Research Center». 79/1 Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Sergey V. Romashkin – Deputy CEO-Chief geologist, CJSC «Rospan International». 16v Geologorazvedchikov st., New Urengoy, 629300, Russian Federation

Artem D. Musikhin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Specialist, CJSC «Rospan International». 16v Geologorazvedchikov st., New Urengoy, 629300, Russian Federation

Nadezhda G. Semenova – Chief Specialist, CJSC «Rospan International». 16v Geologorazvedchikov st., New Urengoy, 629300, Russian Federation

Manuscript received 5 November 2020;  
Accepted 28 May 2020; Published 30 September 2020

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.62-68>

УДК 550.3

# Результаты петроупругого моделирования карбонатных отложений пермской системы Харьягинского месторождения

С.И. Гусев

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», Москва, Россия  
E-mail: [segusev@nestro.ru](mailto:segusev@nestro.ru)

Целью настоящей работы является петроупругое моделирование пермских отложений Харьягинского месторождения, расположенного на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области и приуроченного к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Моделируемыми пластами являются отложения артинского и ассель-сакмарского горизонтов, сложенные, преимущественно, карбонатными осадками с примесью терригенного материала. Первым этапом петроупругого моделирования является оценка качества исходных данных, выбор скважин кандидатов, корректировка и нормировка кривых в интервале целевых объектов. После этого проводится комплексная интерпретация данных геофизических исследований скважин, выделение коллекторов, оценка пористости и нефтенасыщенности. Построение петроупругой модели и анализ возможностей выделения коллекторов и оценки характера насыщения в поле упругих параметров является следующим этапом. При этом выбор упругой модели зависит от седиментационных и диагенетических процессов, характера насыщающего флюида и т.д. В результате моделирования установлено разделение на коллектор/неколлектор по акустическому и сдвиговому импедансу, а также связь между акустическим импедансом и пористостью. Связи упругих параметров с характером насыщения не установлено, что может быть связано с жесткостью карбонатного скелета и близкими упругими константами нефти и воды.

**Ключевые слова:** петроупругое моделирование, геофизические исследования скважин, пористость, акустический импеданс, сдвиговый импеданс, нефтенасыщенность, карбонатные коллекторы

**Для цитирования:** Гусев С.И. (2020). Результаты петроупругого моделирования карбонатных отложений пермской системы Харьягинского месторождения. *Георесурсы*, 22(3), с. 62–68. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.62-68>

## Введение

Одним из методов прогнозирования структурных и коллекторских свойств является сейсмическая инверсия, позволяющая оценить литологические особенности, фильтрационно-емкостные свойства и насыщение исследуемых отложений. При этом, инверсия сейсмических данных может рассматриваться как детерминистическая или стохастическая задача, что дает дополнительные возможности для адаптации результатов на априорную геологическую информацию.

Целью инверсии сейсмических данных является восстановление следующих атрибутов: акустического импеданса, сдвигового импеданса и плотности. Связующим звеном между упругими характеристиками и фильтрационно-емкостными свойствами отложений является петроупругая модель, которая может быть получена на основе как теоретических, так и эмпирических данных. Для изучения карбонатных пород могут использоваться модели включений, аппроксимирующие горную породу как однородное изотропное упругое тело, содержащее включения – поры. В связи с тем, что включения (поры) менее жесткие, чем минералы, они оказывают существенный эффект на общие упругие свойства горной породы. Данные модели называются эффективными моделями карбонатных сред. Среди эффективных моделей выделяют дифференциальную эффективную модель,

самосогласованную модель и др. (Создание методики петроупругого моделирования для прогноза литологии и коллекторских свойств карбонатных отложений..., 2018).

Целью настоящей работы является оценка возможности разделения карбонатных отложений пермской системы Харьягинского месторождения на коллектор/неколлектор и по характеру насыщения в поле упругих параметров на основании методики петроупругого моделирования.

В соответствии с поставленной целью в работе решаются следующие задачи (Соколова, Поправко, 2012):

- Коррекция, нормировка и синтез геофизических кривых;
- Анализ основных методик петроупругого моделирования и выбор наиболее оптимальной;
- Создание петроупругой модели и анализ влияния типа насыщения на отклик геофизических кривых;
- Анализ результатов моделирования и обоснование рекомендаций для дальнейшей сейсмической инверсии.

Для решения поставленных задач использовался комплекс геолого-геофизической информации, включающий результаты литолого-петрофизического изучения образцов керна, данные геофизических и гидродинамических исследований скважин. Моделирование выполнялось для 10 скважин, вскрывших отложения пермской системы и обладающих наиболее репрезентативным комплексом ГИС. Для обработки материалов использовалось программное обеспечение Geolog 18 компании Paradigm.

© 2020 С.И. Гусев



### Общая информация о месторождении

Харьгагинское нефтяное месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области и приурочено к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Моделируемыми пластами являются отложения артинского (P<sub>1ar</sub>) и ассель-сакмарского горизонтов (P<sub>1a+s</sub>). Основными породообразующими минералами пласта P<sub>1ar</sub> являются кварц (49 %) и кальцит (41 %). По результатам гранулометрического анализа образцов керн из отложений P<sub>1ar</sub> в скелете пород доля песчаной фракции небольшая (менее 3 %). Доля алевритовой фракции превышает 30 %. Таким образом, коллекторами P<sub>1ar</sub> являются глинистые алевролиты. Кальцит в артинском горизонте выступает в роли цемента. В отложениях горизонта P<sub>1ar</sub> распространены коллекторы преимущественно порового типа.

По результатам анализа минерального состава образцов керн выявлено, что основным породообразующим минералом пласта P<sub>1a+s</sub> является кальцит – средняя концентрация составляет 93.5 %. Особенностью карбонатного разреза горизонта P<sub>1a+s</sub> является наличие коллекторов со сложной структурой порового пространства (Пересчет геологических запасов нефти..., 2017).

### Подготовка геофизических кривых

Первым этапом построения петроупругой модели является оценка качества используемых геофизических кривых, нормализация и восстановление в интервалах размыва и отсутствия записи. В качестве метода нормализации кривых выбран метод сравнения распределений кривых в интервале продуктивного пласта в связи с отсутствием в разрезе опорного пласта с подтвержденными литолого-петрофизическими и механическими характеристиками. Все исследуемые скважины расположены в пределах одного куста, что исключает изменчивость литолого-петрофизических характеристик продуктивных отложений в связи с наличием тренда уплотнения или латеральной изменчивости. В результате построения гистограмм по всем исследуемым скважинам установлено, что часть скважин характеризуются значительным смещением медианного значения относительно основной выборки (рис. 1).

Коррекция кривых нейтронной пористости, объемной плотности, интервального времени пробега продольной и поперечной волны в интервалах размыва стенок скважины и отсутствия записи выполнялась как на основании двумерных (рис. 2) и многомерных петрофизических связей с другими кривыми (нейтронный, индукционный каротаж), так и на основании эмпирических уравнений, таких как зависимость Гарднера-Кастанья (ур. 1) и Гринберга-Кастанья (ур. 2) для чистых известняков (Gardner, 1974). Нормализации кривых производилась, как правило, путем введения аддитивной поправки.

$$\rho = -0.0296 \cdot Vp^2 + 0.461 \cdot Vp + 0.963 \quad (1)$$

$$Vs = a \cdot Vp - b \quad (2)$$

где  $\rho$  – плотность породы в г/см<sup>3</sup>;  $V_p$  – скорость продольной волны в породе в км/с;  $V_s$  – скорость пробега поперечной волны в породе в км/с.

Пример восстановления кривой интервального времени пробега продольной волны представлен на рисунке 3.

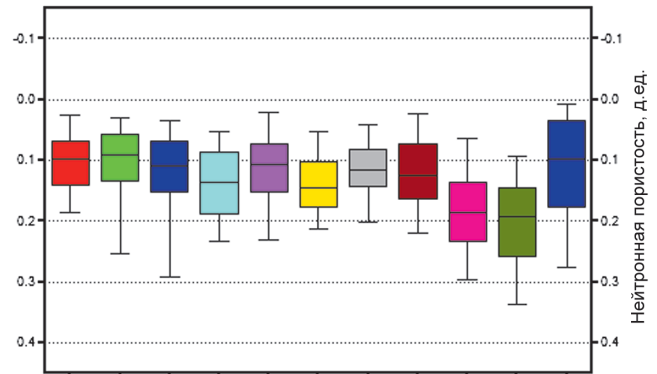


Рис. 1. Распределение нейтронной пористости продуктивных отложений до процедуры нормализации и коррекции кривых. Цветом обозначены различные скважины.

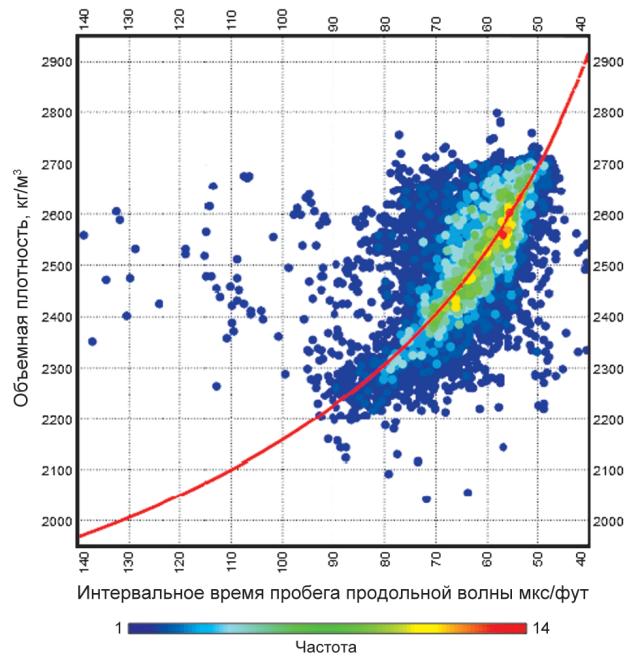


Рис. 2. Зависимость плотности от интервального времени пробега

Пример нормализованных гистограмм распределения нейтронной пористости представлен на рисунке 4.

### Интерпретация данных геофизических исследований скважин

Следующим этапом построения петроупругой модели является комплексная интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС), выделение коллекторов, оценка пористости и нефтенасыщенности. Для решения данной задачи выбран метод решения системы линейных и нелинейных уравнений, связывающих физические свойства минералов и флюидов с откликом на геофизических кривых. Данный подход, в частности, реализован в модуле «Multimin» ПО «Geolog 18». На основании литолого-петрофизических исследований керн и анализа шлама пробуренных скважин в качестве моделируемых минералов выбраны кальцит, иллит и кварц. В качестве заполняющих поры флюидов – нефть и вода. В качестве входящих кривых модуля «Multimin» выбраны: объемная плотность, нейтронная пористость, откалиброванная на матрицу известняка, интервальное время

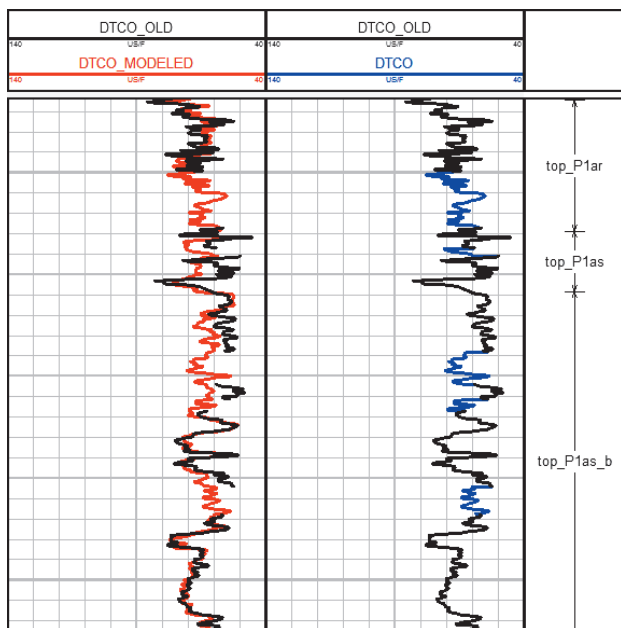


Рис. 3. Пример восстановления кривой интервального времени пробега продольной волны в интервалах пропуска в записи. Черный цвет – записанная кривая, красный – синтетическая кривая, синий – восстановление кривой в интервалах пропуска.

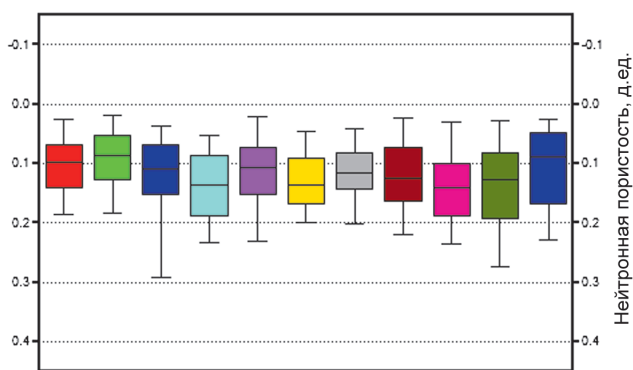


Рис. 4. Распределение нейтронной пористости продуктивных отложений после процедуры нормализации и коррекции кривых. Цветом показаны различные скважины.

пробега продольной волны, фотоэлектрический фактор, естественная радиоактивность, сопротивление промытой зоны пласта и сопротивление незатронутой зоны пласта. Для расчета насыщения использовалось уравнение Дахнова-Арчи, с коэффициентами  $m$  и  $n$ , полученными по результатам исследования керна. Сопротивления пластовой воды рассчитывалось на основании минерализации отобранных проб с учетом влияния температуры пласта (Петерсилье, 2003).

В результате, были получены минеральные модели и распределение флюидов по каждой из скважин рассматриваемого куста в пределах анализируемых отложений артинского и ассель-сакмарского горизонтов. Коллекторы были выделены на основании граничного значения по пористости для каждого из пластов, полученного на основании комплексного анализа данных исследований керна, пластоиспытателей на кабеле и на трубах и опробования пластов. Характер насыщения определялся на основании граничного значения водонасыщенности с учетом принятого значения водонефтяного контакта (ВНК) (рис. 5).

В качестве критерия достоверности построенной петрофизической модели использовались данные керна. К сожалению, скважины данного куста не охарактеризованы керновыми исследованиями, что затрудняет прямое сравнение. Однако проведено большое количество исследований керна артинских и ассель-сакмарских отложений в целом по месторождению, и, учитывая выдержанность и постоянность фильтрационно-емкостных свойств по площади, обобщенные средние значения могут быть использованы для сравнения.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта  $P_{1a}$  изучены на 682 образцах из 30 скважин, из них коллекторов 171 образец. Пористость пласта  $P_{1a}$ , измеренная на стандартных образцах методом насыщения раствором NaCl, изменяется от 0.3 % до 37 %, принимая среднее значение 10.8 %. Для коллекторов пласта  $P_{1a}$  значение пористости колеблется от 14 % до 37 %, в среднем по пласту пористость коллекторов по 171 образцу составляет 19.8 %.

Среднее значение пористости артинских коллекторов по данным ГИС составляет 20.3 % (рис. 6).

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта  $P_{1a+s}$  изучены на 1336 образцах из 32 скважин. Пласт  $P_{1a+s}$  состоит из верхней и нижней пачки. Верхняя пачка обладает более высокими ФЕС коллекторов. ФЕС пласта  $P_{1a+s}$  рассмотрены как в составе единого объекта, так и по пачкам.

Пористость пласта  $P_{1a+s}$ , измеренная на стандартных образцах методом насыщения раствором NaCl, изменяется от 0.29 % до 26.6 %, принимая среднее значение 10.12 %. Для коллекторов верхней пачки пласта  $P_{1a+s}$  значение пористости колеблется от 8 % до 26.6 %, в среднем по пласту пористость коллекторов по 246 образцам составляет

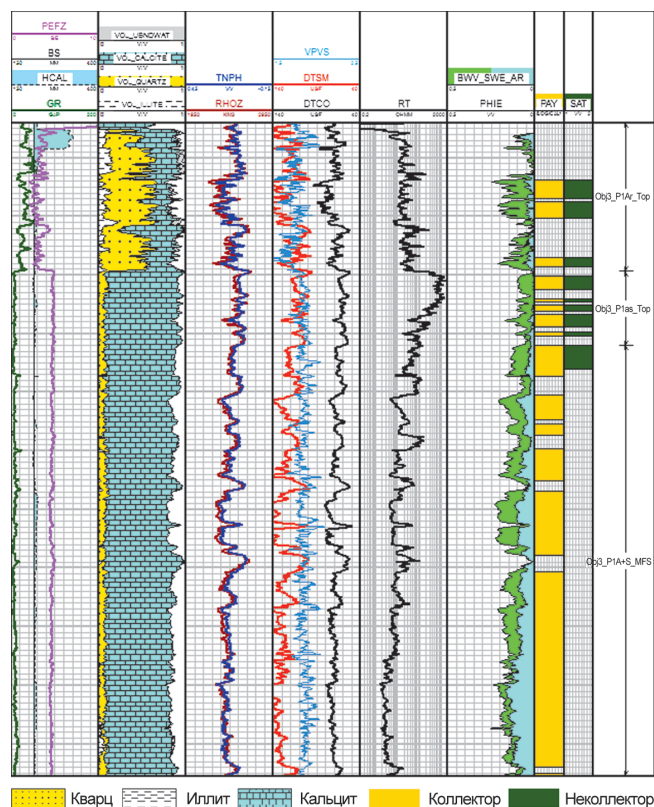


Рис. 5. Пример построенной петрофизической модели по одной из скважин

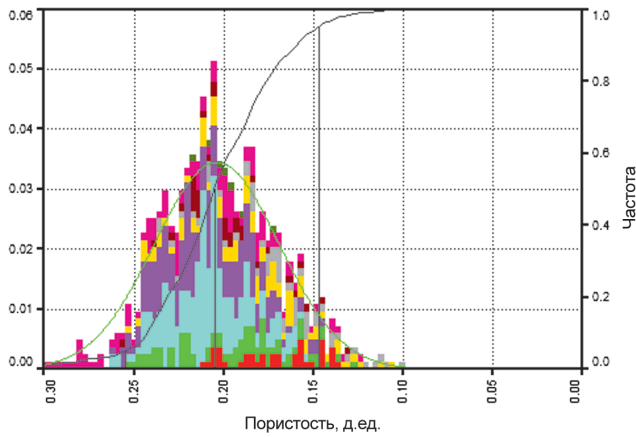


Рис. 6. Распределение пористости артинских отложений по данным ГИС. Цветом указаны различные скважины.

13.56 %. Для коллекторов нижней пачки пласта P<sub>1a+s</sub> значение пористости колеблется от 11 % до 24.6 %, в среднем по пласту пористость коллекторов по 375 образцам составляет 15.7 %.

По данным ГИС средняя пористость коллекторов верхней пачки пласта P<sub>1a+s</sub> составляет 11.9 %, средняя пористость коллекторов нижней пачки – 16.7 %.

Таким образом, можно сделать заключение о корректности построенной петрофизической модели. Кроме того, интервалы выделения коллекторов и оценка характера насыщения подтверждены данными пластоиспытателя ГДК-ОПК (гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле) по 4-м скважинам и испытаний в колонне.

### Построение петроупругой модели

Следующий этап – построение петроупругой модели и анализ возможности выделения коллекторов и оценки характера насыщения в поле упругих параметров. При выборе модели следует учитывать специфические особенности карбонатных отложений, такие как (Создание методики петроупругого моделирования для прогноза литологии и коллекторских свойств карбонатных отложений..., 2018):

- Нелинейная связь пористости и упругих параметров, обусловленная влиянием геометрии порового пространства карбонатных пород;
- Незначительное влияние типа флюида на скорости волн, связанное с высокой жесткостью скелета;
- Качество карбонатного коллектора не всегда обусловлено высокой пористостью. На проницаемость и фильтрацию флюида в коллекторе влияет наличие трещин.

Совместное использование скоростей продольных и поперечных волн здесь не так эффективно, как для терригенных пород. Коэффициент Пуассона, как правило, меняется незначительно.

После определения модуля сжатия, плотности и интервального времени пробега продольной волны в нефти и воде данные параметры были также рассчитаны для смеси флюидов с учетом фактической нефтенасыщенности пластов на основании однородной модели смешения, в которой эффективный модуль сжатия оценивается на основании среднего Ройсса:

$$\frac{1}{K_{fl}} = \frac{S_1}{K_1} + \dots + \frac{S_i}{K_i} \quad (3)$$

где  $K_{fl}$  – модуль сжатия смеси флюидов;  $K_i$  – модуль сжатия  $i$ -го компонента смеси;  $S_i$  – насыщение  $i$ -ым компонентом.

На основании полученной в результате интерпретации объемной минеральной модели вычислены плотность, скорость продольной и поперечной волны, коэффициент Пуассона, модули сжатия и сдвига, а также верхняя граница Войта и нижняя граница Ройсса для смеси минералов.

Полученные параметры использованы для моделирования упругих свойств насыщенной горной породы на основании дифференциальной эффективной модели (ДЭМ) с учетом различных аспектных отношений порового пространства для артинских и ассель-сакмарских отложений. Критерием достоверности выполненных построений являлось соответствие смоделированных кривых интервального времени пробега продольной и поперечной волны и плотности с фактическими данными, полученными в результате геофизических исследований в открытом стволе скважин (рис. 7). Полученная разница между зарегистрированными и смоделированными геофизическими кривыми, как правило, не превышает 5 % и может быть связана с качеством исходных данных.

Построенная петроупругая модель позволяет не только смоделировать влияние изменения емкостных свойств на упругие параметры, но и спрогнозировать влияние смены типа насыщения коллекторов на упругие параметры, и, как следствие, на сейсмический отклик на основании теории Гассмана (Batzele, Wang, 1992):

$$\frac{K_{sat}}{K_0 - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_0 - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{phi \cdot (K_0 - K_{fl})} \quad (4)$$

где  $K_{dry}$  – модуль сжатия сухой породы;  $K_{sat}$  – модуль сжатия насыщенной породы;  $K_0$  – модуль сжатия смеси минералов, слагающих породу;  $K_{fl}$  – модуль сжатия смеси флюидов;  $phi$  – пористость.

В целях определения упругих характеристик в поле которых возможно разделение на коллектор/неколлектор

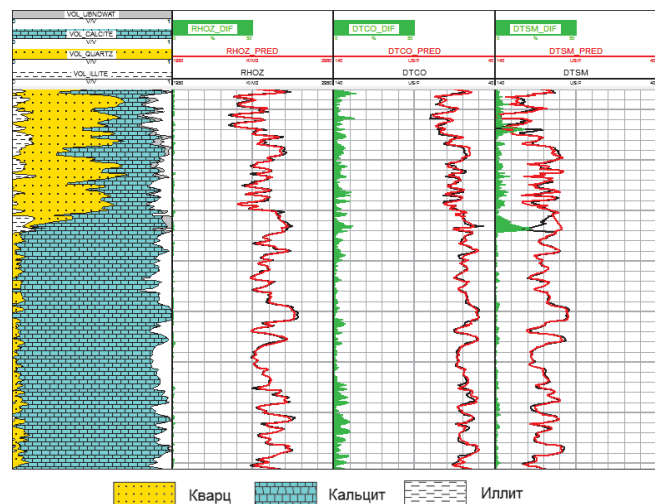


Рис. 7. Сравнение зарегистрированных и смоделированных значений объемной плотности, времени пробега продольной и поперечной волны. Черным цветом обозначены зарегистрированные кривые, красным – смоделированные кривые, зеленым – разница в процентах.

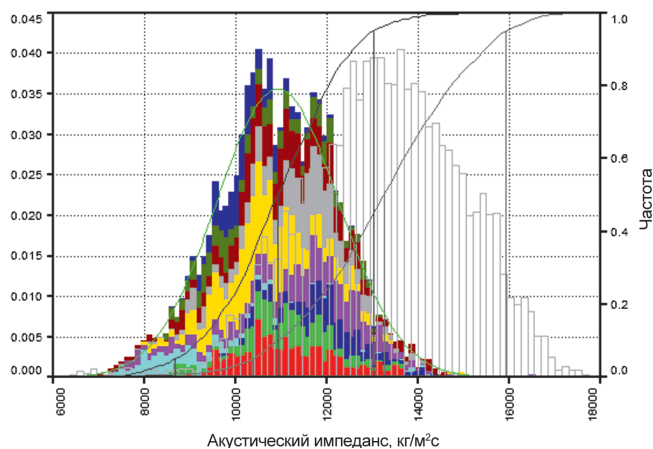


Рис. 8. Разделение на коллектор/неколлектор по акустическому импедансу. Цветная заливка – коллектор (цветом обозначены различные скважины), прозрачная заливка – неколлектор.

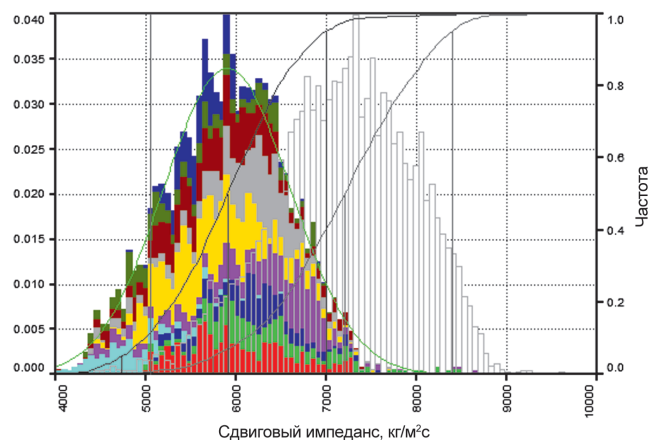


Рис. 9. Разделение на коллектор/неколлектор по сдвиговому импедансу. Цветная заливка – коллектор (цветом обозначены различные скважины), прозрачная заливка – неколлектор.

или по типу насыщения, построены кросс-плоты и гистограммы распределения.

В результате исследований подтверждено разделение на коллектор/неколлектор по акустическому и сдвиговому импедансу в масштабе петрофизических данных (рис. 8–9).

Установлена связь акустического и сдвигового импеданса с пористостью. Вид связи носит линейный характер и зависит от типа флюида, насыщающего поровое пространство (рис. 10).

Фактическими данными и результатами моделирования подтверждено незначительное разделение упругих параметров по типу насыщения (рис. 11–12), что не позволяет определить граничные значения параметров для определения типа насыщения по сейсмическим данным.

Из рисунка 11 видно, что изменение типа насыщения с воды на нефть приводит к закономерному уменьшению объемной плотности и скорости пробега продольной волны. При этом скорость пробега поперечной волны практически не изменяется, что подтверждается физическими основами метода.

Кроме того, в целях исследования влияния литологического состава на упругие характеристики отложений построены зависимости между объемным содержанием

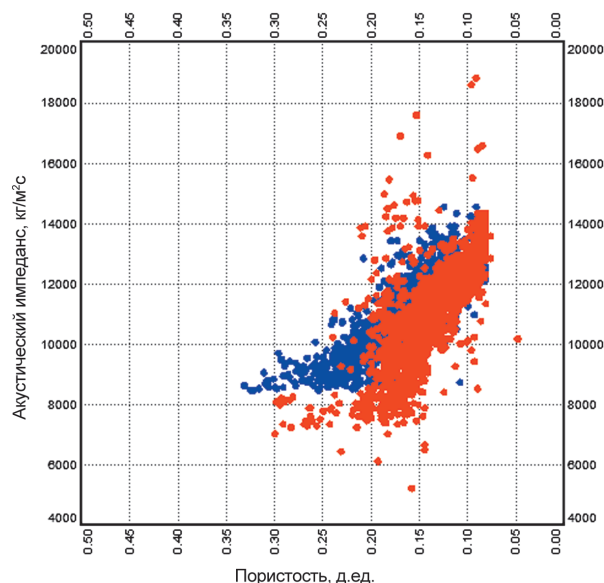


Рис. 10. Зависимость акустического импеданса от пористости для нефтенасыщенных и водонасыщенных коллекторов. Синий цвет – водонасыщенные коллекторы, красный – нефтенасыщенные коллекторы.

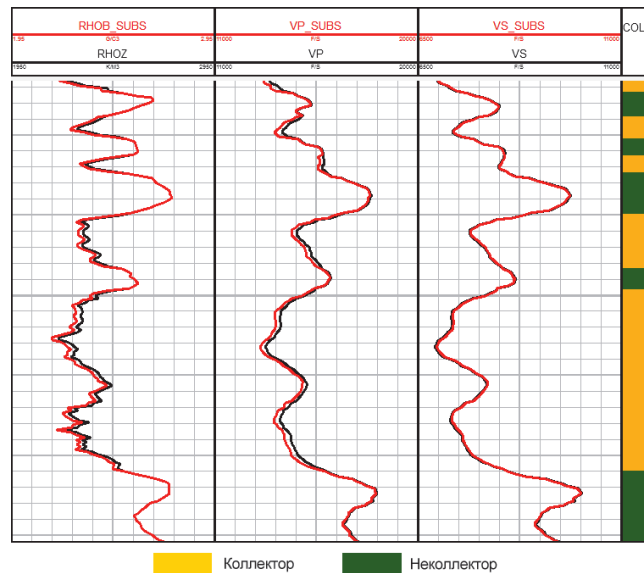


Рис. 11. Пример моделирования изменения типа насыщения с воды на нефть в коллекторах одной из скважин. Черным цветом обозначены кривые, записанные в водонасыщенной части пласта, красным – после моделирования замещения воды на нефть, RHOZ – объемная плотность, VP – скорость продольной волны, VS – скорость поперечной волны, желтая заливка – интервалы коллекторов, зеленая заливка – плотные разности.

кальцита в скелете породы и показаниями плотности, интервального времени пробега продольной и поперечной волны.

На основании фактических данных подтверждена линейная связь между объемным содержанием кальцита, иллита и кварца в породе и объемной плотностью в артинских и ассель-сакмарских отложениях.

Связь литологического состава с интервальным временем пробега продольной и поперечной волны носит различный характер для артинских и ассель-сакмарских отложений, что проиллюстрировано на рис. 13.

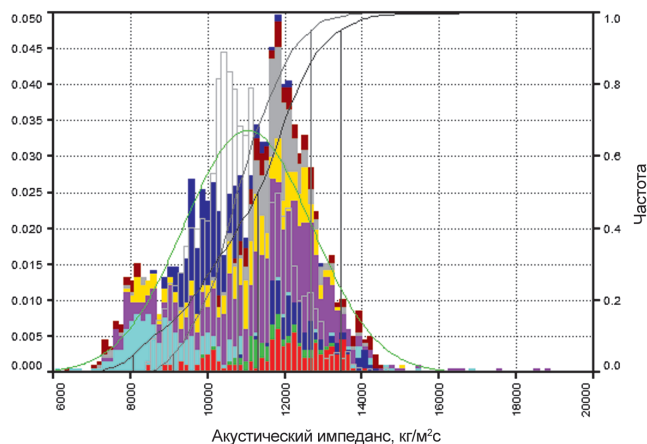


Рис. 12. Разделение акустического импеданса по характеру насыщения. Цветная заливка – водонасыщенные коллекторы (цветом обозначены различные скважины), прозрачная заливка – нефтенасыщенные коллекторы

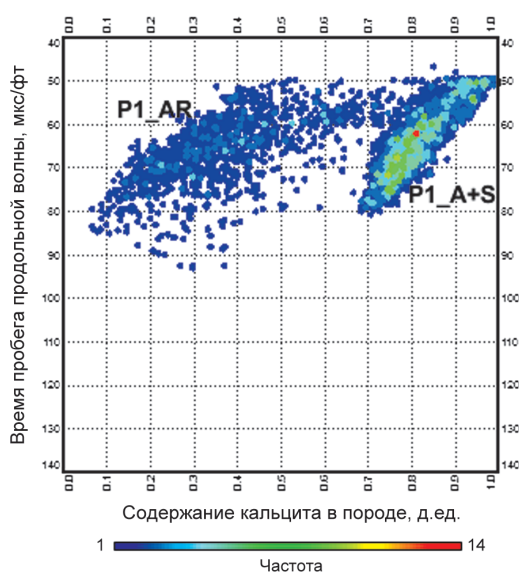


Рис. 13. Зависимость интервального времени пробега продольной волны от объемного содержания кальцита в породе

Результаты моделирования отклика каротажных кривых в зависимости от различного соотношения кальцита и кварца в породе подтверждают предположение о том, что различные зависимости между интервальным временем пробега поперечной волны и содержанием кальцита в скелете породы могут быть объяснены не только нелинейностью петрофизической связи, но и влиянием глин и кальцитового цемента в составе артинских отложений на скорость пробега продольной и поперечной волны.

Данный вывод подтверждает необходимость использования как минимум 3-х различных минералов (кварц, иллит, кальцит) при построении объемной петрофизической и петроупругой модели, а также необходимость использования различных аспектных отношений порового пространства для артинских и ассель-сакмарских отложений в связи с различной геометрией поровых каналов и свойствами межгранулярного цемента.

### Заключение

На основании построения петроупругой модели пермских отложений Харьгинского месторождения

установлена возможность разделения на коллектор/неколлектор по акустическому и сдвиговому импедансу, а также применимость AVO/AVA инверсии (Amplitude Versus Angle/Offset – анализ зависимости амплитуды отражения от удаления/угла падения) в целях оценки пористости в межскважинном пространстве.

Кроме того, установлено отсутствие разделения по характеру насыщения, что может быть связано с близкими физическими свойствами воды и нефти (плотность, интервальное время пробега), а также с высокой жесткостью карбонатного скелета породы, что нивелирует влияние насыщающего флюида.

Данные результаты коррелируются с выводами специалистов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, полученными в результате изучения карбонатных отложений девонской системы Западно-Хоседаюского месторождения (Создание методики петроупругого моделирования для прогноза литологии и коллекторских свойств карбонатных отложений..., 2018).

В связи с тем, что конечной целью создания методики петроупругого моделирования является прогноз литологии и коллекторских свойств пермских карбонатных отложений Харьгинского месторождения, основным критерием эффективности проведенного петроупругого моделирования будет являться соответствие прогнозных данных фактическим. В качестве фактических данных может выступать как информация по новым скважинам, так и данные по скважинам, не участвующим в моделировании (контрольным).

Кроме того, полученные кубы и карты распределения литологии и петрофизических свойств должны соответствовать принятой геологической концепции. В частности, в случае рифогенных комплексов латеральное распределение фации рифов должно иметь вполне определенную форму в зависимости от типа генезиса рифовых построек.

Таким образом, можно заключить, что полученные результаты дают предпосылки для использования результатов инверсии сейсмических данных в целях прогноза распределения коллекторов по площади Харьгинского месторождения и оценки их пористости.

Проведение инверсии и оценка полученных результатов является следующим этапом работы по прогнозу латерального распространения коллекторов и оценке их фильтрационно-емкостных свойств.

### Литература

Пересчет геологических запасов нефти, растворенного газа и сопутствующих компонентов Харьгинского нефтяного месторождения (2017). Москва: АО «ВНИИнефть».

Петерилье В.И. (2003). Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь, 259 с.

Создание методики петроупругого моделирования для прогноза литологии и коллекторских свойств карбонатных отложений Западно-Хоседаюского месторождения (2018). Москва: РГУ им. И.М. Губкина.

Соколова Т.Ф., Поправко А.А. (2012). Проблемы моделирования упругих свойств пород по данным геофизических исследований скважин для целей сейсмической инверсии. Сборник научных трудов УкрГПРИ 4, с. 139-157.

Batzle M, Wang Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57, pp. 1396-1408. <https://doi.org/10.1190/1.1443207>

Gardner G.H.F. (1974). Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39, pp. 770-780. <https://doi.org/10.1190/1.1440465>

**Сведения об авторе**

Сергей Игоревич Гусев – руководитель направления  
управления по геологии и лицензирования  
ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»  
Россия, 115054, Москва, Павелецкая площадь, 2, стр. 3  
E-mail: segusev@nestro.ru

Статья поступила в редакцию 12.11.2019;  
Принята к публикации 02.07.2020;  
Опубликована 30.09.2020

IN ENGLISH

**Petro-elastic modeling deliverables for the Kharyaga Permian carbonate deposits***S.I. Gusev*

ZARUBEZHNEFT-Dobycha Kharyaga LLC, Moscow, Russian Federation  
E-mail: segusev@nestro.ru

**Abstract.** The purpose of this study is petro-elastic modeling of the Permian deposits occurring in the Kharyaga field, which is located in the Nenets Autonomous District of the Arkhangelsk Region and is confined to the Timan-Pechora Oil and Gas Province. The formations concerned are represented by the Artinskian and Asselian-Sakmarian deposits, which are mainly composed of carbonate sediments admixed with terrigenous material. At the first stage of the petro-elastic modeling, the initial data quality is evaluated, candidate wells are selected, logging curves for the target formation intervals are adjusted and normalized. After that, a comprehensive interpretation of the well logging data is carried out; reservoirs are identified; porosity and oil saturation are evaluated. At the next stage, a petro-elastic model is built, and analysis is carried out in order to understand whether or not reservoirs can be identified and to evaluate a saturation type within the range of elastic parameters. In such case, the elastic model is selected as a function of sedimentation and diagenetic processes, saturating fluid content, etc. As a result of the modeling process, reservoir/non-reservoir zoning was identified based on acoustic and shear impedance; a relationship between the acoustic impedance and porosity was also established. No correlation between the elastic parameters and the saturation type has been established, which may be attributable to hardness of the carbonate matrix and similar elastic properties of oil and water.

**Keywords:** petro-elastic modeling, well logging, porosity, acoustic impedance, shear impedance, oil saturation, carbonate reservoirs

**Recommended citation:** Gusev S.I. (2020). Petro-elastic modeling deliverables for the Kharyaga Permian carbonate deposits. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 62–68. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.62-68>

**References**

- Batzle M, Wang Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57, pp. 1396-1408. <https://doi.org/10.1190/1.1443207>
- Development of a petro-elastic modeling technique for predicting the lithology and reservoir properties of carbonate deposits of the West Khosedayu deposit. (2018). Moscow: Gubkin Russian State University of oil and gas.
- Estimation of geological reserves of oil, dissolved gas and associated components of the Kharyaga oil field. (2017). Moscow: VNIIneft.
- Gardner G.H.F. (1974). Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39, pp. 770-780. <https://doi.org/10.1190/1.1440465>
- Petersilie V.I. (2003). Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method. Moscow-Tver, 259 p.
- Sokolova T.F., Popravko A.A. (2012). Problems of modeling the elastic properties of rocks according to geophysical research of wells for seismic inversion. *Collected papers UkrGRI*, 4, pp. 139-157.

**About the Author**

*Sergey I. Gusev* – Head of the Department for Geology and Licensing  
ZARUBEZHNEFT-Dobycha Kharyaga LLC  
3 Paveletskaya square, build. 2, Moscow, 115054, Russian Federation

Manuscript received 12 November 2020;  
Accepted 2 July 2020;  
Published 30 September 2020

## Устойчивость зоны сочленения соосных скважин различного диаметра (на примере месторождения Ханты-Мансийского автономного округа)

А.В. Серяков<sup>1\*</sup>, М.Ю. Подбережный<sup>2</sup>, О.Б. Бочаров<sup>1</sup>, М.А. Азаматов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>АО Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Газпромнефть-ГЕО, Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup>Салым Петролеум Девелопмент Н.В., Москва, Россия

В работе рассматривается устойчивость стенок скважины в области перехода из большего ствола в меньший для различных диаметров отверстий. Для определения формы областей и характера разрушения выполнено трехмерное пороупругое моделирование напряженного состояния породы вокруг сочленения соосных скважин с учетом образования корки бурового раствора на стенках. Геомеханическая модель учитывает анизотропию деформационных свойств среды, которая характерна для прибрежно-морских коллекторов Западной Сибири. Разрушение оценивается по критерию Мора-Кулона с учетом условия разрушения на разрыв. Рассматривается вертикальное и наклонное сочленение на глубине 2 км, расположенное в песчаном пласте, для которого известны пороупругие анизотропные свойства. Выполнен анализ напряженного состояния и порового давления при изменении перепада давления на стенках от 1 до 70 атм для сочленений с различными соотношениями диаметров скважин. Для вертикального и наклонного сочленения определены безопасные границы изменения давления бурового раствора. Установлено, что характер разрушения при изменении давления в скважине для сочленения меньших диаметров в целом схож со случаем больших диаметров; наблюдаются лишь незначительные различия в форме областей разрушения. Показано, что для вертикальной скважины сочленение более устойчиво к повышению давления бурового раствора, чем в наклонном случае, поскольку в последнем инициируется гидроразрыв вдоль верхней и нижней частей скважины. Выявлено, что в вертикальном сочленении скважина меньшего диаметра устойчивее к понижению давления бурового раствора, чем основной ствол. В наклонном сочленении при увеличении давления на забое более устойчивой является скважина большего диаметра.

**Ключевые слова:** сочленение соосных скважин, пороупругое моделирование, вертикальная и наклонная скважина, песчаный коллектор, анизотропия, разрушение

**Для цитирования:** Серяков А.В., Подбережный М.Ю., Бочаров О.Б., Азаматов М.А. (2020). Устойчивость зоны сочленения соосных скважин различного диаметра (на примере месторождения ХМАО). *Георесурсы*, 22(3), с. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.69-78>

### Введение

При поисково-разведочном бурении (особенно при использовании мобильных буровых установок) часто возникает ситуация, когда необходимо продолжить углублять скважину (отбирать керн и записывать ГИС), но мощности установки не хватает в случае использования инструмента текущего диаметра. Из данной ситуации возможно выйти путем перехода на буровой инструмент меньшего диаметра, оставив открытым ствол, пробуренный до этого долотом большего диаметра. Актуальным здесь является вопрос об устойчивости зоны сочленения скважин различных диаметров (рис. 1), поскольку интенсивное откалывание пород стенки скважины ведет к оседанию разрушенного материала на забой.

При последовательном отборе керна куски отколовшейся породы вызывают образование сальников в керноприемнике, приводят к заклиниванию керна и проведению дополнительных спускоподъемных операций. Расширение скважины до основного диаметра после

операций керноотбора и ГИС также требует оценки устойчивости сочленения.

Проблема устойчивости зоны соосного сочленения скважин разных диаметров является актуальной при разведочном бурении с отбором керна, однако постановка, описание и подходы к решению задачи не отражены в литературных источниках. Следует отметить, что существуют похожие задачи по оценке прочности соединений труб при повышении внутреннего давления или при воздействии внешней нагрузки (например, Грогуленко, 2017) которые решаются с помощью коммерческих пакетов, использующих упругопластические модели

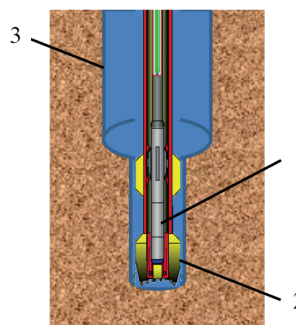


Рис. 1. Форма сочленения, образующаяся при отборе керна в керноприемник (1) в случае, когда диаметр буровой головки (2) меньше, чем основной ствол (3).

\* Ответственный автор: Александр Викторович Серяков  
E-mail: [alexander.seryakov@bakerhughes.com](mailto:alexander.seryakov@bakerhughes.com)

© 2020 Коллектив авторов

деформирования. Однако такая постановка не описывает физические процессы вокруг области стыковки скважин в пористой проницаемой горной породе на километровой глубине.

Исследование устойчивости зоны сочленения в проницаемом коллекторе необходимо проводить с помощью пороупругого моделирования с учетом неоднородности действующих напряжений, анизотропии породы, фильтрации бурового раствора в формацию с образованием корки бурового раствора.

Следует отметить, что двумерные подходы по оценке напряженного состояния и порового давления в прискважинной зоне (Cui et al., 1997, Liu et al., 2018) здесь имеют ограниченное применение, поскольку распределение напряжений вблизи плоскости состыковки будет существенно трехмерным, особенно в наклонных скважинах.

Поро-упруго-пластическое моделирование было успешно применено для анализа устойчивости зоны сочленения многоствольных скважин в работе (Mohamad-Hussein, Neiland, 2018). Авторы используют модель упрочняющегося пористого материала и пластическую поверхность на основе критерия разрушения Мора-Кулона.

В данной статье рассматривается более простой случай стыковки скважин и используется вертикально трансверсально-изотропная пороупругая модель с учетом формирования корки бурового раствора на стенке для определения эффективных напряжений и оценки разрушения по критерию Мора-Кулона.

Целью моделирования является определение верхней и нижней границ давления бурового раствора, при котором сочленение устойчиво, то есть разрушения в стенках скважин минимальны.

### Характеристика пород

Моделирование было проведено для геологических пород неокомского возраста (пласты АС) месторождений Сургутского свода. Данные породы характеризуются прибрежно-морскими условиями осадконакопления. Коллекторы пластов АС сложены алевролитовыми песчаниками (рис. 2) с пористостью 13–20 %, проницаемостью 10–100 мД, породы-покрышки представлены аргиллитоподобными глинами. Результаты кросс-дипольных акустических, электромагнитных измерений и анализов керна показывают наличие анизотропных свойств данных пород (коэффициент анизотропии 1–10 %).

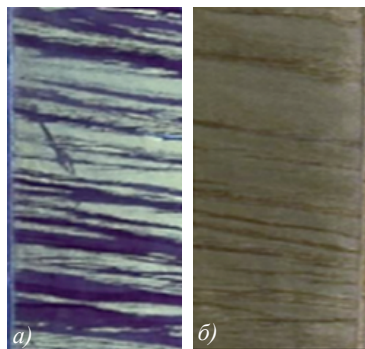


Рис. 2. Алевролитистый песчаник с линзовидно-слоистой текстурой; а) ультрафиолетовый свет; б) дневной свет

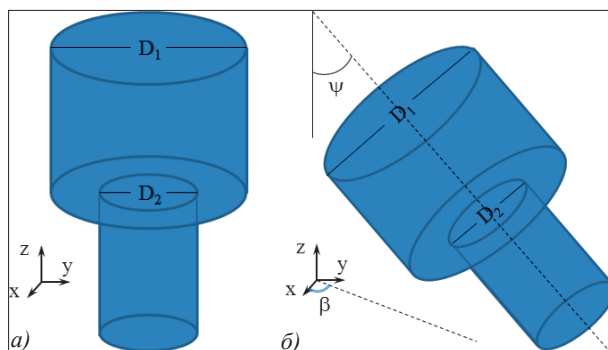


Рис. 3. Модельное представление участка перехода из большего диаметра в меньший; а) вертикальная скважина, б) наклонная скважина

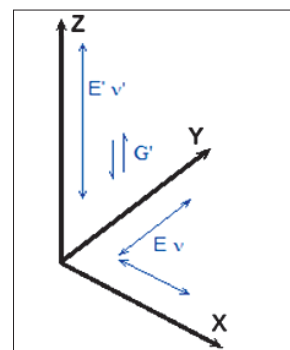


Рис. 4. Схематичное изображение действия трансверсально-изотропных модулей в сплошной среде

В этом случае, как показано в работе (Серяков и др., 2018), анализ устойчивости вертикальных и наклонных скважин необходимо проводить с учетом анизотропии пороупругих свойств.

### Постановка задачи

Рассматривается песчаный коллектор, залегающий на фиксированной глубине 2400 м.

При обработке экспериментальных данных по сжатию керна установлено, что деформирование породы лучше всего описывается пороупругой трансверсально-изотропной моделью.

Моделируется вертикальная и наклонная секция открытой скважины в области перехода из большего диаметра  $D_1$  в меньший  $D_2$  (рис. 3). Наклонное сочленение характеризуется углом  $\psi$  с вертикальной осью и азимутальным углом  $\beta$  с направлением действия максимального горизонтального напряжения – осью  $X$ . Значения углов следующие:  $\psi = 60^\circ$ ,  $\beta = 25^\circ$ . Рассматривается два характерных случая перехода из большего диаметра в меньший: I.  $D_1 = 220$  мм,  $D_2 = 160$  мм; II.  $D_1 = 160$  мм,  $D_2 = 120$  мм.

Предполагается, что обе секции скважины в области сочленения находятся под одинаковым давлением бурового раствора  $P_b$ , которое превышает пластовое давление  $P_0$  на величину  $dP$ . Предыдущие работы по интерпретации электромагнитных измерений на месторождениях ХМАО показали, что на стенке скважины во время бурения образуется слабопроницаемая корка бурового раствора. Лабораторные исследования, представленные, в частности, в публикации (Podberzhny et al., 2017), определяют проницаемость этого слоя в 0.001 мД. При моделировании сочленения использовалась модель нарастания корки бурового раствора, идентичная (Podberzhny et al., 2017).

### Пороупругая модель

Для определения напряженно-деформированного состояния пород вокруг сочленения использовалась вертикально трансверсально-изотропная пороупругая модель, детально описанная в (Cheng, 1997), с упрощениями, представленными в (Серяков и др., 2018). Модель характеризуется однородными свойствами в плоскости, перпендикулярной оси симметрии  $Z$ , которую в геологической среде удобно выбирать совпадающей с направлением напластования пород. Для описания деформирования упругой матрицы породы необходимо, чтобы были заданы пять констант:



два модуля Юнга  $E, E'$ , два коэффициента Пуассона  $\nu, \nu'$ , и один модуль сдвига  $G'$  (рис. 4). Моделирование проводится для фиксированной глубины, на которой восстановленные значения констант следующие:

$$E' = 12 \text{ ГПа}, E = 13 \text{ ГПа}, \nu' = 0.16, \nu = 0.17, G' = 5.17 \text{ ГПа}.$$

Проницаемость среды выбрана равной  $k = 50$  мД.

Коэффициент Био-Виллиса  $\alpha$  для прибрежно-морских коллекторов ХМАО равен 0.95. Он определен по результатам кросс-дипольных измерений, плотностного каротажа и уточнен с помощью данных по микро-гидрофрактуре пласта. Дополнительные пороупругие константы получены из основных зависимостей линейной теории пороупругости с использованием коэффициента объемного сжатия материала скелета, сжимаемости флюида и пористости. Формулы для констант в подробном виде можно найти в (Бочаров, 2016). Учитывая, что пористость  $\phi = 0.23$ , объемный коэффициент сжатия скелета  $K'_s = 36$  ГПа, сжимаемость флюида  $K_f = 3$  ГПа, получим коэффициент Скемптона  $B = 0.5$  и модуль Био  $M = 13.38$  ГПа.

Начальное напряженное состояние вокруг скважины берется из геофизических данных по региональному распределению напряжений, скорректированных на измерения по микрогидрофрактуре пласта. Поровое давление оценивается по результатам интерпретации каротажа. Напряжения на фиксированной глубине имеют следующие значения:  $\sigma_v = \sigma_{zz} = 54$  МПа,  $\sigma_{HMax} = \sigma_{xx} = 36$  МПа,  $\sigma_{hmin} = \sigma_{yy} = 34$  МПа. Поровое давление в пласте  $P_0 = 25$  МПа. Соотношения вертикальных и горизонтальных напряжений указывают на то, что месторождение разрабатывается в условиях нормального трещинообразования (Zoback, 2010).

При моделировании напряженного состояния сочленения под давлением учитывалось нарастание корки бурового раствора со следующими физическими свойствами: проницаемость корки  $k_c = 0.001$  мД, пористость  $\phi_c = 0.3$ , концентрация взвешенных частиц в буровом растворе 6%.

Помимо корки внутри скважины, учитывалось засорение прискважинной зоны частицами бурового раствора. Для этого проницаемость формации в пределах 1 см от контура скважины полагалась равной  $k_d = 5$  мД ( $= 0.1k$ ).

Использование трансверсально-изотропной модели для деформирования породы предполагает также использования критерия разрушения, в котором прочность материала зависит от угла наклона рассматриваемой площадки к плоскости напластования (Ашихмин, 2018; Гениев, 1993). Однако, ввиду отсутствия экспериментальных данных по определению прочности образцов по различным направлениям, на первом этапе исследований был применен изотропный критерий Кулона-Мора:

$$\sigma_1 - \sigma_3 \text{ctg}\psi = C_0, \quad (1)$$

где  $\sigma_1, \sigma_3$  – главные эффективные напряжения,  $\text{ctg}\psi = (1 + \sin\phi)/(1 - \sin\phi)$ ,  $\phi$  – угол внутреннего трения,  $C_0$  – предел прочности породы на одноосное сжатие. При анализе поврежденности породы мы рассматриваем функцию эквивалентного напряжения  $\sigma_e = \sigma_1 - \sigma_3 \text{ctg}\psi$ , которая удобна для визуализации и сравнения с  $C_0$ . Параметры разрушения песчаника получены из экспериментов по сжатию зерна, извлеченного с исследуемой глубины, и равняются:  $\phi = 30^\circ$ ,  $C_0 = 17$  МПа. Предел прочности на отрыв  $\sigma_T$  для песчаника выбран 1 МПа. Тип разрушения определяется в зависимости от соотношений главных

напряжений и расположения относительно кривой пластичности (Фадеев, 1987), определяемой (1) и условием отрыва:

$$\sigma_1 < -\sigma_T, \quad (2)$$

где мы придерживаемся соглашения, что растягивающие напряжения отрицательные. Таким образом, если напряженное состояние среды находится в области пластичности, то в породе могут реализоваться либо условия сдвигового нарушения (breakouts), либо гидроразрыва (hydrofracturing).

Расчеты выполнены на конечноэлементном комплексе Geofluid, принцип работы итерационного алгоритма которого описан, в частности, в (Рудяк и др., 2013).

## Результаты моделирования

Рассматриваются два типа сочленений по соотношению диаметров, при этом сочленения могут быть как вертикальными, так и наклонными. Моделирование устойчивости для каждого начинается с базового варианта, в котором значения перепада давления на стенке скважины  $dP$  равняется 40 атм, что соответствует «стандартному» превышению давления при бурении на глубине 2400 метров на месторождениях углеводородов в ХМАО. Последующие расчеты проводятся при уменьшении и увеличении перепада давления от базового варианта с шагом в 5–10 атм. Диапазон изменения  $dP$  – от 1 до 70 атм.

Визуализация разрушений и поля эквивалентного напряжения в трехмерной области осуществляется по сечениям плоскостями XY, YZ, XZ. Для вертикального сочленения эти плоскости совпадают с исходными координатными плоскостями, для наклонного сочленения развернуты под теми же углами, что и ось скважин (рис. 5).

Сечения XY характеризуются расстоянием  $h$  от верхнего сечения, перпендикулярного оси скважины, до исследуемой плоскости. Расстояние от верхнего до нижнего перпендикулярного сечения моделируемой области составляет 2 метра, плоскость перехода от большего диаметра к меньшему соответствует  $h = 1.0$  м.

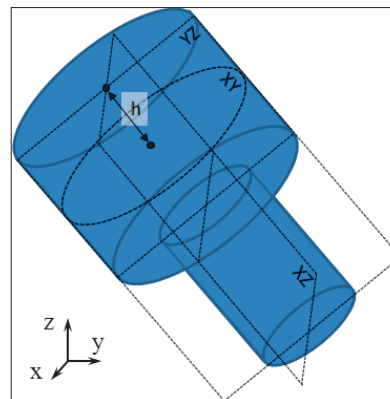


Рис. 5. Сечения плоскостями, по которым производится визуализация параметров разрушения для 3D модели

## Вертикальное сочленение

Стандартный перепад давления формирует локальную по глубине концентрическую область сдвигового разрушения, образующуюся вблизи места состыковки сочленения 220/160 мм в скважине большего радиуса (рис. 6). Данный рисунок и последующие содержат изолинии параметра  $\sigma_e$ , где синим шрифтом приводятся значения эквивалентного

напряжения в МПа. Красной заливкой обозначены области сдвигового разрушения.

Учитывая локальный характер разрушения и тот факт, что протяженность области по стенке скважины вдоль оси  $z$  составляет порядка 5 см, данное сочленение можно считать условно устойчивым.

Анализируя результаты моделирования для соотношений диаметров 160/120 мм и такого же перепада давления (рис. 7), можно отметить сходный характер разрушения, хотя распределение эквивалентного напряжения в области изменилось по сравнению со случаем 220/160 мм.

Действительно, происходит перераспределение напряжений формации на уровне  $h = 1$  м (место сочленения). Различия в напряжении  $\sigma_e$  для рассматриваемых вариантов соотношений диаметров могут превышать 50 %. Кроме того, для случая 160/120 мм возрастают градиенты напряжений – их изменение более резкое, чем для случая 220/160 мм. Однако вдали от уступа в срединных сечениях скважин ( $h = 0.5$  м,  $h = 1.5$  м), поведение параметра  $\sigma_e$  плавное, а различия между двумя случаями не превышают 12 %.

При уменьшении перепада давления  $dP$  до 35 атм область разрушения вокруг большего диаметра начинает распространяться ниже в формацию, образуя полукольца (рис. 8).

Аналогичные изменения происходят и в формации вокруг сочленения 160/120 мм (рис. 9) при переходе от  $dP = 40$  к  $dP = 35$  атм, однако в этом случае кольцо под секцией скважины большего диаметра полностью замкнуто.

Таким образом, следует ожидать откалывания и выпадения в скважину концентрических кусков породы при бурении с открытой скважиной.

Дальнейшее уменьшение перепада давления приводит к расширению области сдвигового разрушения в формацию, а также к распространению нарушений вдоль стенок скважины большего и меньшего диаметра (рис. 10). Таким образом, при бурении с перепадом давления, меньшим 40 атм, стенки сочленения становятся неустойчивыми.

Увеличение  $dP$  до 55 атм приводит к уменьшению областей разрушения в секции большего диаметра. Кольцо разрушенного материала при этом размыкается, как можно видеть на рис. 11. Отметим, что в сочленении диаметров 160/120 мм ширина областей разрушения меньше (рис. 11, в).

Дальнейшее увеличение  $dP$  до 60 атм приводит к полному исчезновению областей разрушения для вертикальных сочленений. Следует отметить, что даже увеличение  $dP$  до 70 атм не вызывает образование отрывных нарушений (гидроразрыва).

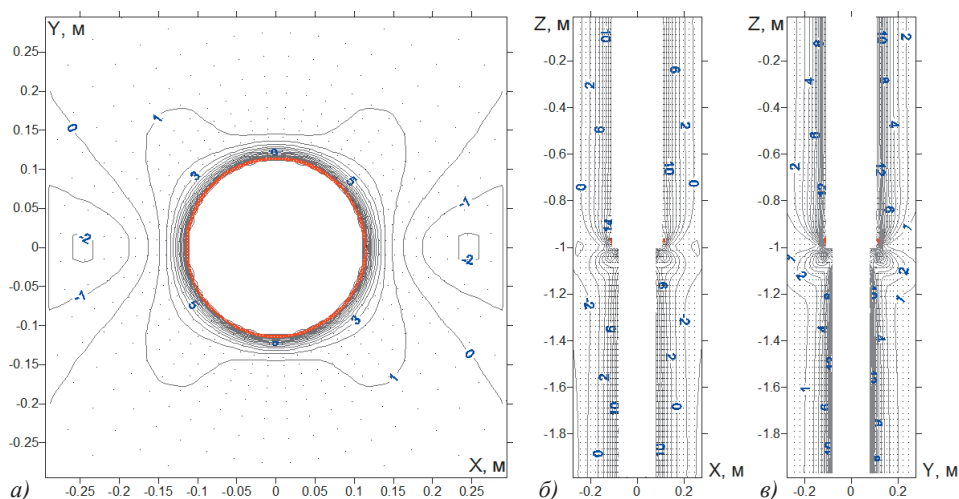


Рис. 6. Области разрушения в вертикальном сочленении 220/160 мм при  $dP = 40$  атм в плоскостях  $XY$  (а,  $h = 0.99$  м),  $XZ$  (б),  $YZ$  (в). Уровни изолиний напряжений  $\sigma_e$  (МПа) подписаны синим цветом.

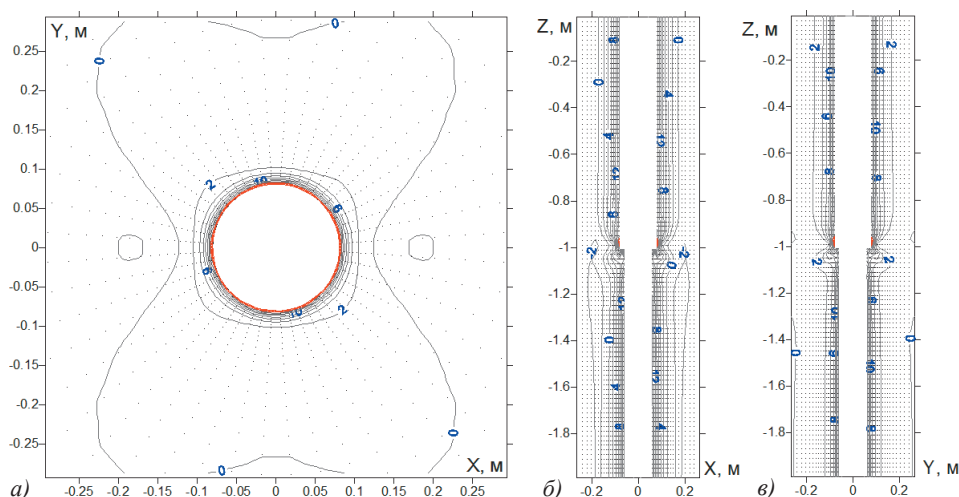


Рис. 7. Области разрушения в вертикальном сочленении 160/120 мм при  $dP = 40$  атм в плоскостях  $XY$  (а,  $h = 0.99$  м),  $XZ$  (б),  $YZ$  (в).

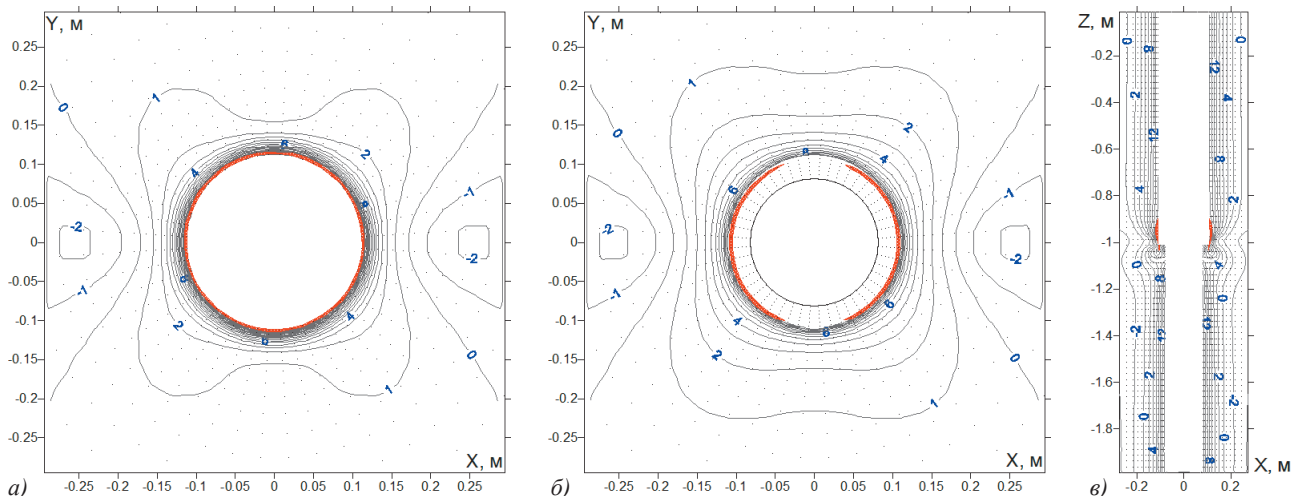


Рис. 8. Развитие областей разрушения в вертикальном сочленении 220/160 мм при уменьшении  $dP$  до 35 атм. Сечения  $XY$  даны для  $h = 0.99$  м (а),  $h = 1.01$  м (б). Вертикальную протяженность разрушения можно оценить по сечении  $XZ$  (в).

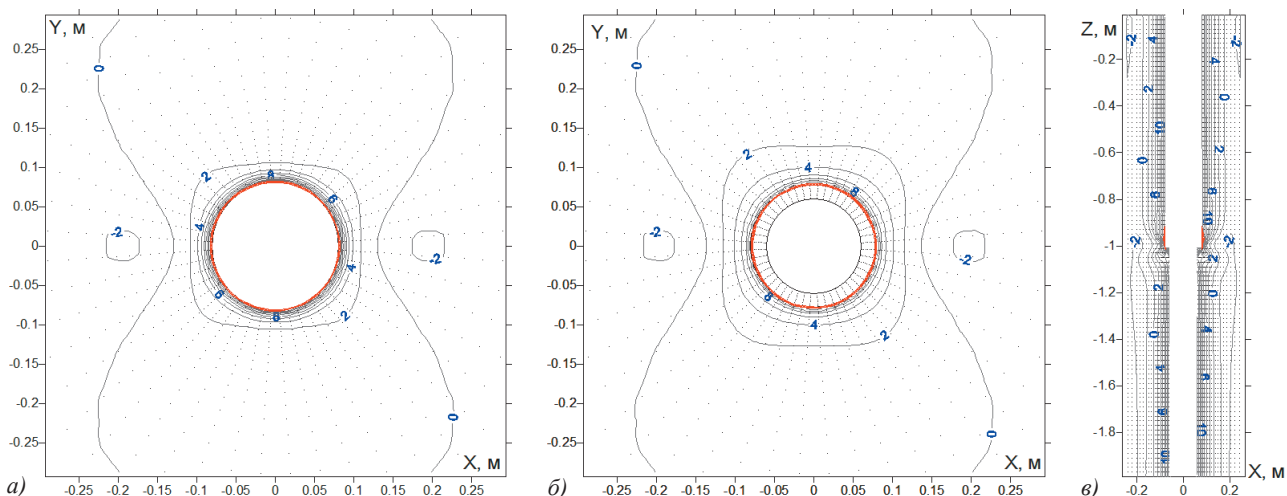


Рис. 9. Области нарушений для  $dP = 35$  атм в формации вокруг сочленения 160/120 мм. Расстояния  $h$  для сечений  $XY$  равняются 0.99 м (а) и 1.01 м (б). Сечение  $XZ$  (в) дает представление о вертикальной длине области.

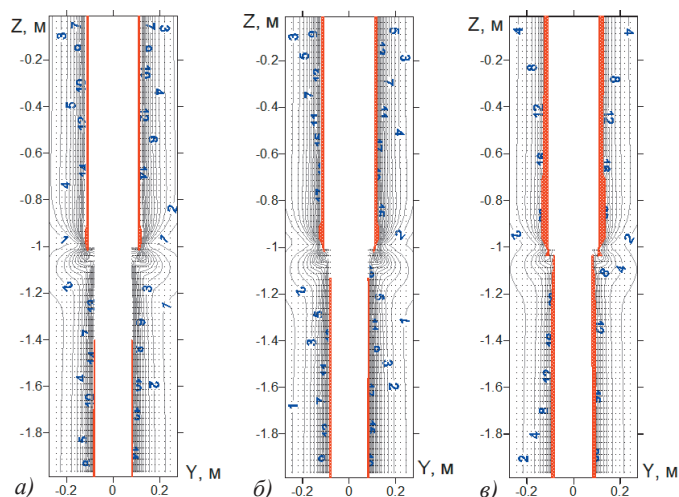


Рис. 10. Увеличение областей сдвигового разрушения в сечении  $YZ$  для сочленения 220/160 мм при уменьшении перепада давления  $dP$  до значений 30 атм (а), 20 атм (б) и 1 атм (в).

### Наклонное сочленение

Рассмотрим теперь характер разрушения в наклонных сечениях скважин.

В случае 220/160 мм, при характерном перепаде давления  $dP = 40$  атм на стенках скважины большего и меньшего диаметров индуцируются сдвиговые нарушения (рис. 12), что можно видеть по сечениям  $XY$ , взятым на расстоянии  $h = 0.99$  м (а) и  $h = 1.01$  м (б). Кроме того, на уступе сечения меньшего диаметра формируется область отрывного разрушения, обозначенная контуром с желтой заливкой на рис. 12, б, г. Протяженность сдвиговых областей в формации параллельно оси скважин удобно отслеживать по сечению  $XZ$ , поскольку оно преимущественно направлено по направлению действия минимального горизонтального напряжения (рис. 12, в). В то же время, сечение  $YZ$  в основном ориентировано по направлению максимального горизонтального напряжения, и здесь видно наличие гидроразрыва (рис. 12, г). Для лучшей визуализации локализованной области отрывного нарушения в сечении  $YZ$  представлено увеличенное изображение переходной сечения.

Учитывая, что угловой размер областей сдвигового разрушения превышает  $90^\circ$  (рис. 12, а), считаем, что сочленение неустойчиво (Zoback, 2010).

Рассматривая аналогичные сечения для сочленения 160/120 мм, следует отметить сходный характер и вид разрушения (рис. 13). Поскольку угловой раствор области

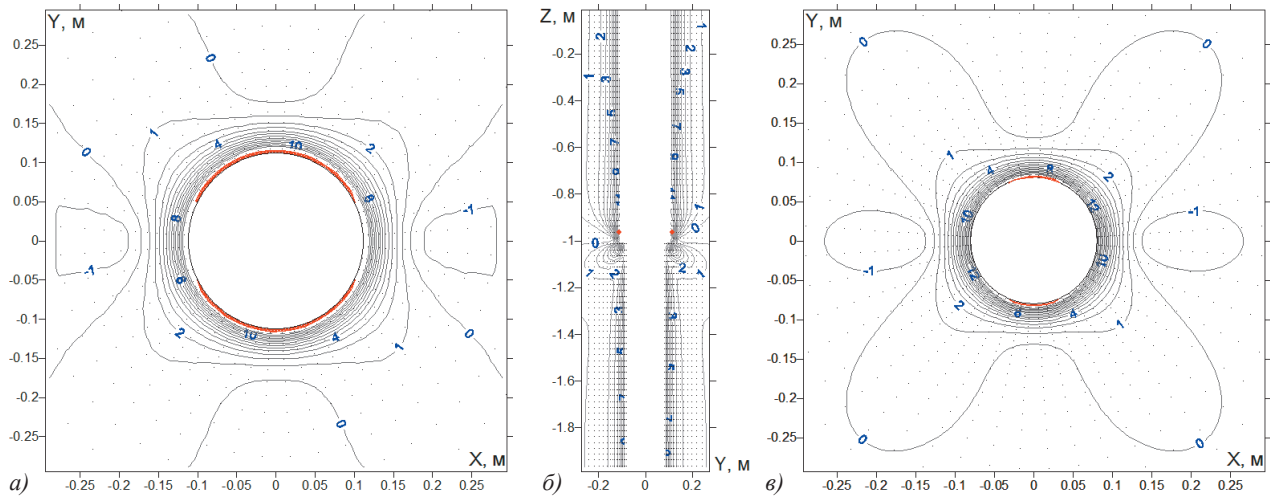


Рис. 11. Области разрушения при увеличении перепада давления до 55 атм. Представлены сечения XY,  $h = 0.97$  м (а) и YZ (б) для сочленения 220/160 мм. Для сочленения 160/120 мм приведено сечение XY,  $h = 0.97$  м (в).

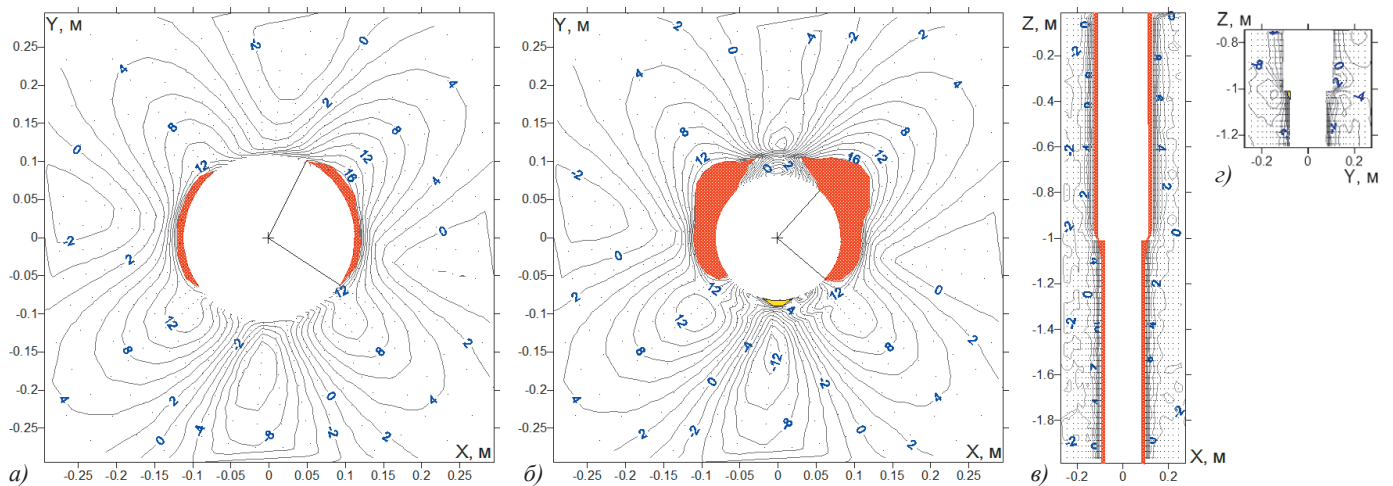


Рис. 12. Области разрушения в наклонном сочленении 220/160 мм. Перепад давления  $dP = 40$  атм. Сечения XY взяты для параметра  $h = 0.99$  м (а) и  $h = 1.01$  м (б). Области сдвигового разрушения обозначены красной заливкой в плоскости XZ (в). Области отрывного разрушения выделены желтой заливкой в плоскости YZ (з).

разрушения в большем диаметре (рис. 13, а) превышает  $90^\circ$ , сочленение также неустойчиво. Аналогично случаю 220/160 мм, здесь также на уступе при переходе из большего диаметра в меньший образуется зона отрывного разрушения (рис. 13, б, г).

Проанализируем, как изменяется картина разрушения при уменьшении перепада давления. Следует отметить, что предполагаемого исчезновения областей отрыва при уменьшении  $dP$  не происходит. Всегда остается хотя бы одна разрушенная ячейка сетки на выступе, образованном

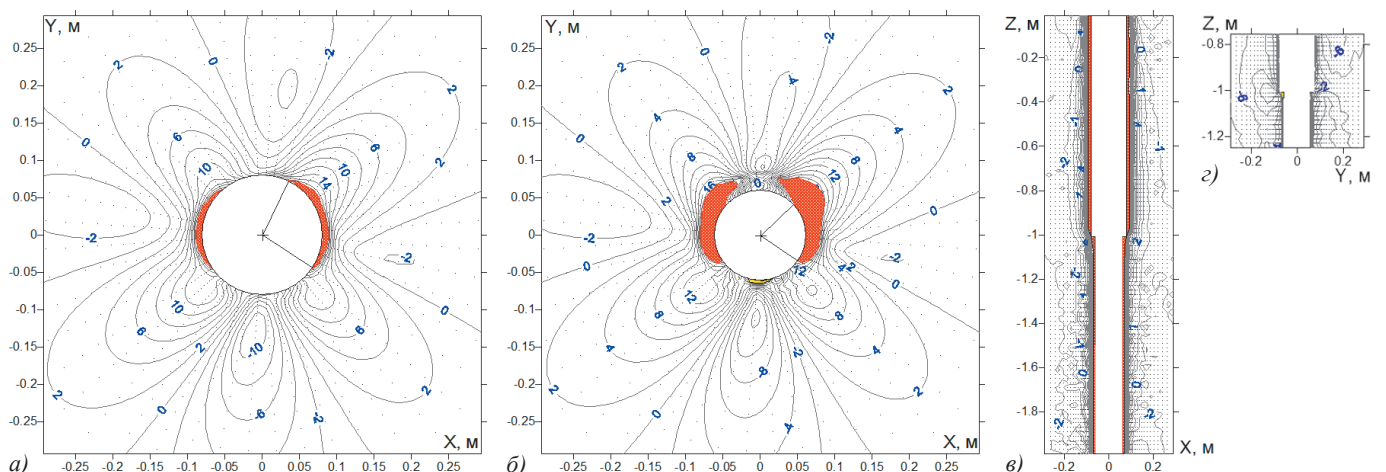


Рис. 13. Области разрушения в наклонном сочленении 160/120 мм. Перепад давления  $dP = 40$  атм. Расстояние до сечения XY  $h = 0.99$  м (а) и  $h = 1.01$  м (б). Сечения плоскостями XZ и YZ приведены на контурных картах (в), (з).

в месте перехода из большого диаметра в меньший. Данное утверждение верно как для варианта 220/160 мм, так и для 160/120 мм. С другой стороны, с уменьшением давления в скважине, увеличиваются области сдвигового разрушения, так как интенсивность сжимающих напряжений вокруг отверстий становится выше. Общую тенденцию по изменению формы областей разрушений можно видеть на рис. 14, где представлен результат для перепада давления  $dP = 20$  атм в сочленении с соотношением диаметров 220/160 мм. Следует отметить, что область сдвигового разрушения увеличивается как вдоль контура скважины, так и по радиальному направлению.

Результат при понижении давления в сочленении 160/120 мм качественно повторяет случай 220/160 мм, и здесь не приводится.

Дальнейшее уменьшение  $dP$  до 1 атм приводит практически к смыканию областей сдвигового разрушения вокруг скважины, то есть происходит полное обрушение стенок в сочленении.

Увеличение значения  $dP$  до 50 атм в сочленении 220/160 мм вызывает уменьшение окружного размера областей разрушения, которые становятся меньше  $90^\circ$

(рис. 15 а, б). Вкупе с тем, что область гидроразрыва все еще локализована и сосредоточена на уступе скважины меньшего диаметра (рис 15, в, г), наклонное сочленение будет устойчиво.

Аналогичную форму имеют области разрушений для сочленения 160/120 мм, поэтому бурение на керн при  $dP = 50$  атм там также будет устойчивым.

Увеличение  $dP$  до 60 атм для сочленения 220/160 мм приводит к образованию отрывного разрушения напротив уступа в плоскости YZ (рис. 16, а), а также к удлинению гидроразрыва с уступа вниз по поверхности скважины. Расположение разрывов и сдвиговых нарушений в плоскости, перпендикулярной оси скважины, можно видеть на рис. 16, б.

Рассмотрим сочленение 160/120 мм в условиях, когда значение  $dP$  увеличивается до 60 атм. Здесь также образуются два противоположных по азимуту разрыва, однако длина этих областей вдоль поверхности скважины становится больше, чем в случае 220/160 мм, что можно видеть по рис. 17, а. Форму областей сдвиговых нарушений, а также расположение областей отрыва по контуру отверстия можно видеть на рис. 17, б.

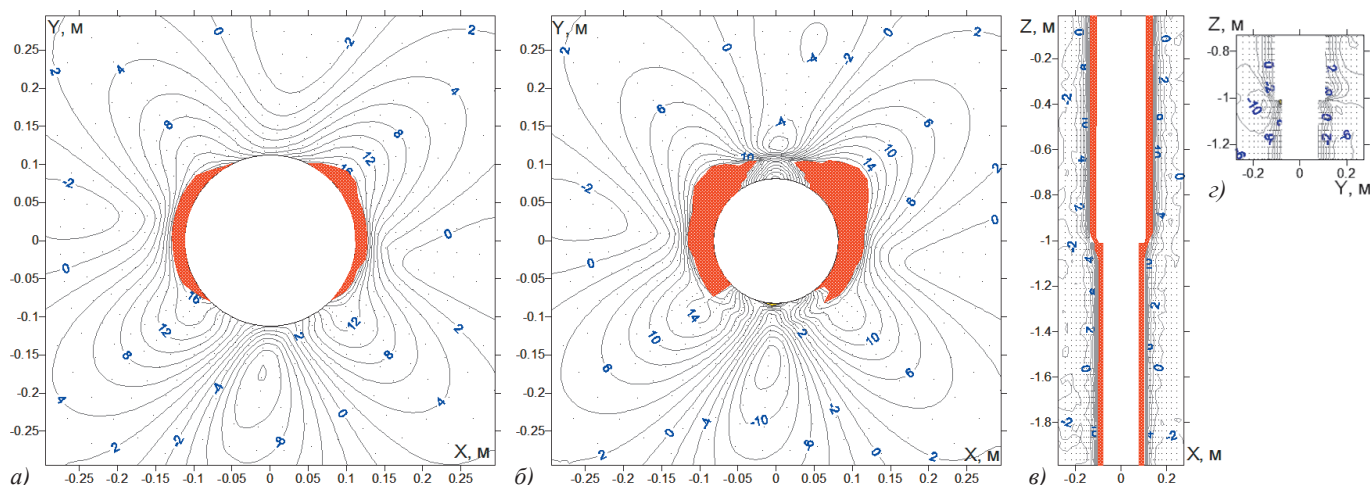


Рис. 14. Изменение формы областей разрушений при уменьшении перепада давления до  $dP = 20$  атм в сочленении 220/160 мм. Расстояние до сечения XY  $h = 0.99$  м (а) и  $h = 1.01$  м (б). Увеличение сдвиговых нарушений можно видеть на сечении XZ (в). Область отрывных нарушений на уступе отображает увеличенное сечение YZ (з).

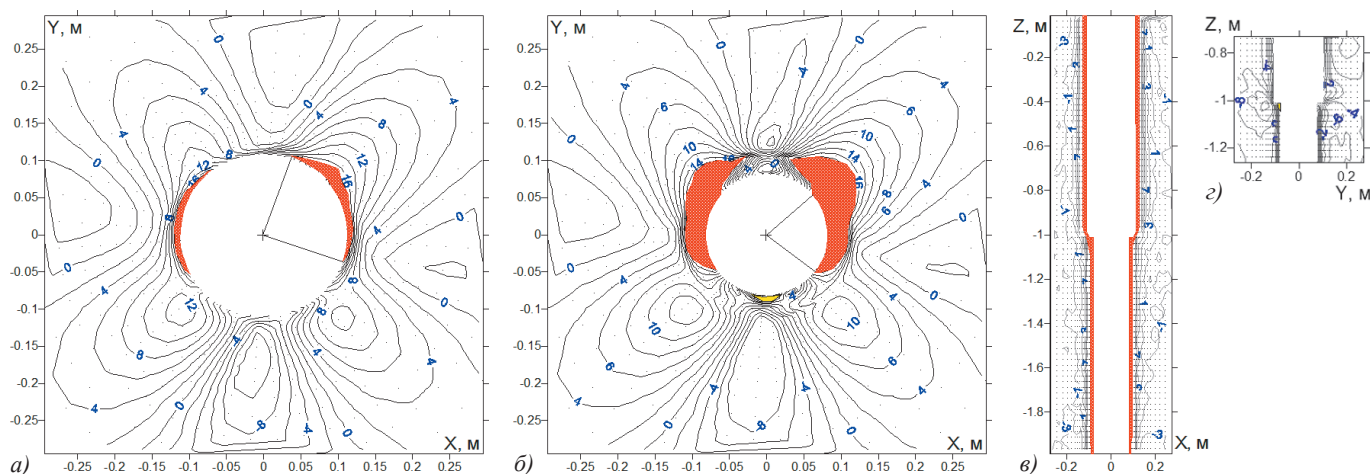


Рис. 15. Форма разрушений вокруг наклонного сочленения 220/160 мм при увеличении перепада давления до  $dP = 50$  атм. Расстояния до сечений XY составляют  $h = 0.99$  м (а) и  $h = 1.01$  м (б). Также представлено сечение XZ (в) и увеличенная область стыковки в плоскости YZ (з).

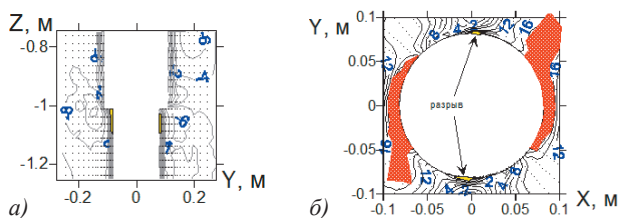


Рис. 16. Форма разрушений в формации вокруг сочленения 220/160 мм при повышении  $dP$  до 60 атм. В плоскости  $YZ$  (а) видно распространения гидроразрыва с уступа вдоль скважины меньшего диаметра. Кроме того, в противоположном боку скважины также происходит разрыв. Сечение  $XY$  взято на расстоянии  $h = 1.05$  м (б). Области сдвигового разрушения продолжают уменьшаться

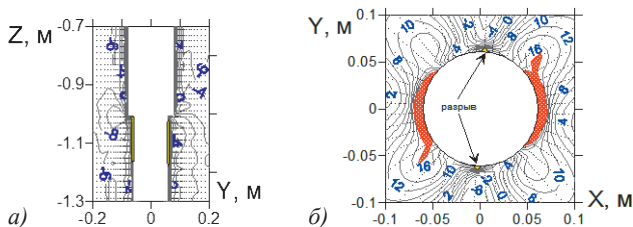


Рис. 17. Области разрушения при увеличении давления  $dP$  до 60 атм в сочленении 160/120 мм. Протяженность гидроразрыва показана на сечении  $YZ$  (а). Расположение областей отрыва и сдвиговых нарушений относительно контура отверстия приведено на сечении  $XY$  (б) для расстояния  $h = 1.1$  м

В целом, ввиду нелокальности областей гидроразрыва для рассматриваемых соотношений диаметров в сочленении, бурение на керноотбор с перепадом давления 60 атм будет неустойчивым.

Для обоих соотношений диаметров 220/160 мм и 160/120 мм дальнейшее увеличение  $dP$  до 70 атм вызывает распространение трещины гидроразрыва вдоль поверхности скважины малого диаметра, а также инициирование отрывных нарушений в скважине большего диаметра. Данный факт можно видеть на рис. 18, где приведено сечение плоскостью  $YZ$  формации вокруг сочленения. Очевидно, что режим бурения на керн с  $dP = 70$  атм для наклонного сочленения является безусловно опасным.

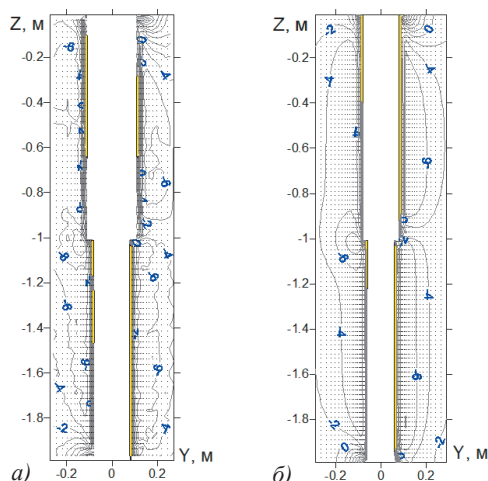


Рис. 18. Распространение областей гидроразрыва при увеличении перепада давления  $dP$  до 70 атм в сочленении с соотношениями диаметров 220/160 мм (а) и 160/120 мм (б). На рисунке представлены  $YZ$ -сечения наклонного сочленения

## Обсуждение результатов

Результаты по моделированию разрушения формации вблизи сочленения получены с использованием вертикально-трансверсально-изотропной пороупругой модели с учетом нарастания корки бурового раствора. В связи с небольшим разбросом значений упругих параметров, восстановленных из эксперимента по сжатию керна, встает вопрос о применимости изотропного подхода для описания поведения формации. Для пороупругой изотропной среды с учетом нарастания корки проведено моделирование напряженного состояния вблизи вертикального и наклонного сочленения. Сравнение результатов с вертикально-трансверсально-изотропным случаем показало, что различие в величине эквивалентного напряжения в области стыковки скважин различного диаметра составляет 6–15%. В связи с тем, что экспериментальные данные по деформированию керна более точно описываются моделью с анизотропными свойствами, данная система уравнений для пороупругой среды и была выбрана для численных расчетов.

Важным результатом здесь является то, что для сочленений диаметром 220/160 мм и 160/120 мм принципиальных отличий в характере и типе появляющихся в формации разрушений при изменении давления в скважине нет. Таким образом, основные выводы по устойчивости при бурении керна могут быть обобщены на оба случая.

Использование «стандартного» для основного ствола скважины перепада давления 40 атм оказывается недостаточным при бурении на керн с меньшим диаметром долота, поскольку размер областей сдвиговых нарушений на контуре скважин указывает на нестабильность стенок. Безопасные условия бурения сочленения достигаются увеличением давления бурового раствора в скважине на 10 атм.

Для анизотропных песчаников Сургутского свода отбор керна будет предпочтительнее из вертикальных и суб-вертикальных скважин. Действительно, вертикальная переходная секция более устойчива, поскольку при повышении перепада давления до 70 атм в ней отсутствуют трещины гидроразрыва.

В скважинах с углами наклона от  $60^\circ$  бурение с меньшим диаметром для извлечения керна нужно осуществлять в рамках узкого окна давления в скважине. Перепад давления в 50 атм достаточен для стабильности наклонного сочленения, однако его уменьшение на 10 атм вызывает критические сдвиговые разрушения, а увеличение на 10 атм приводит к гидроразрыву стенок.

В качестве области, наиболее подверженной разрушению, можно указать на уступ, образованный в месте состыковки большего и меньшего диаметров скважины. Можно предположить, что в реальных условиях данная форма вследствие отколов будет сглажена к плавному переходу из одного диаметра в другой.

Отметим также, что для вертикального сочленения скважина меньшего диаметра является более резистентной по отношению к уменьшению давления на забое, поскольку разрушения инициируются в скважине большего диаметра, а затем распространяются на поверхность меньшей скважины. В противоположность этому, для наклонного сочленения при увеличении давления бурового раствора отрывные нарушения возникают сначала в

скважине меньшего диаметра, а потом распространяются в основной ствол, который является, таким образом, более устойчивым к увеличению  $dP$ .

### Выводы

– Проведено трехмерное пороупругое моделирование устойчивости вертикального и наклонного сочленения диаметров 220/160 мм и 160/120 мм для диапазонов перепада давления в скважине от 1 до 70 атм в анизотропном песчанике продуктивного пласта АС.

– Установлено, что форма и характер разрушений в сочленениях для различных соотношений диаметров качественно сходны для равных перепадов давлений на стенках.

– Выявлено, что вертикальное сочленение является более устойчивым по сравнению с наклонным, поскольку при его формировании отсутствуют трещины отрыва.

– При керноотборе из вертикальных скважин необходимо поддерживать перепад давления выше 55 атм на забое для обеспечения его стабильности.

– В вертикальном сочленении скважина меньшего диаметра является более устойчивой к понижению давления бурового раствора.

– Для обеспечения устойчивости наклонного сочленения необходимо, чтобы перепад давления составлял  $50 \text{ атм} \pm 10\%$ . Понижение давления ведет к критическому выкрашиванию породы из стенок, повышение вызывает распространение отрывного разрушения по поверхности скважин.

– При повышении давления в наклонном сочленении трещины гидроразрыва инициируются и распространяются, в первую очередь, в скважине меньшего диаметра, основной ствол скважины является более устойчивым.

### Литература

- Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А., Шустов Д.В., Кухницкий А.Э. (2018). Влияние анизотропии упругих и прочностных свойств пород на устойчивость ствола наклонно направленной скважины. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 54–57. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-2-54-57>
- Бочаров О.Б., Серяков А.В. (2016). Моделирование нехарактерного разрушения продуктивных слоев песчаника при бурении. *Физическая Механика*, 19(6), с. 86–93.
- Гениев Г.А., Курбагов А.С., Самедов Ф.А. (1993). Вопросы прочности и пластичности анизотропных материалов. М.: Интербук, 187 с.
- Грогуленко В.В. (2017). Моделирование приложения нагрузок на металлополимерные колтюбинговые трубы для нефтяной и газовой промышленности. *Науковедение*, 9(1).
- Рудяк В.Я., Серяков А.В., Манаков А.В. (2013). Совместное моделирование процессов геомеханики и фильтрации в прискважинной зоне во время бурения. *Сборник трудов конференции: Геодинамика и напряженное состояние недр Земли*. Новосибирск: ИГД СО РАН, т.1, с. 383–388.

Серяков А.В., Подбережный М.Ю., Бочаров О.Б. (2018). Анизотропия формации как ключевой фактор устойчивости скважин на Западно-Салымском месторождении. *Мат. 8 международная геологической и геофизической конференции EAGE: Инновации в геонауке – время открытий*. Санкт-Петербург.

Фадеев А.Б. (1987). Метод конечных элементов в геомеханике. М.: Недра, 221 с.

Cheng A. H.-D. (1997). Material Coefficients of Anisotropic Poroelasticity. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, 34(2), pp. 199–205. [https://doi.org/10.1016/S0148-9062\(96\)00055-1](https://doi.org/10.1016/S0148-9062(96)00055-1)

Cui L., Cheng A.H.-D., and Y. Abousleiman (1997). Poroelastic Solution for an Inclined Borehole. *J. of App. Mechanics ASME*, 64(1), pp. 32–38. <https://doi.org/10.1115/1.2787291>

Liu C., and Y. Abousleiman (2018). Multiporosity/Multipermeability Inclined-Wellbore Solutions With Mudcake Effects. *SPE Journal*, 23(5), pp. 1723–1747. <https://doi.org/10.2118/191135-PA>

Mohamad-Hussein A. and J. Heiland (2018). 3D finite element modeling of multilateral junction wellbore stability. *J. Pet. Sci.*, 15, pp. 801–814. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0251-0>

Podberezhny M., Polushkin S. and Makarov A. (2017). Novel Approach for Evaluation of Petrophysical Parameters from Time-Lapse Induction Logging-While-Drilling Measurements in Deviated and Horizontal Wells. *Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/187911-RU>

Zoback M.D. (2010). Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, 449 p.

### Сведения об авторах

*Александр Викторович Серяков* – научный сотрудник, канд. техн. наук

АО Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр

Россия, 630090, Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4А

*Максим Юрьевич Подбережный* – руководитель направления по петрофизике, канд. физ.-мат. наук

Газпромнефть-ГЕО

Россия, 191167, Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22А

*Олег Борисович Бочаров* – зам. директора по НР, канд. физ.-мат. наук

АО Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр

Россия, 630090, Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4А

*Марат Альбертович Азаматов* – руководитель направления краткосрочного планирования разработки, магистр физики

Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

Россия, 123242, Москва, Новинский бульвар, 31

Статья поступила в редакцию 19.12.2019;

Принята к публикации 04.06.2020;

Опубликована 30.09.2020

IN ENGLISH

## Junction zone stability in coaxial wells of different diameters (on the example of the Khanty-Mansi Autonomous District oil field)

*A.V. Seryakov<sup>1\*</sup>, M.Yu. Podberezhny<sup>2</sup>, O.B. Bocharov<sup>1</sup>, M.A. Azamatov<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>Novosibirsk Technology Center, Baker Hughes, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Gazpromneft-GEO, St. Petersburg, Russian Federation

<sup>3</sup>Salym Petroleum Development N.V., Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Alexander V. Seryakov, e-mail: alexander.seryakov@bakerhughes.com

**Abstract.** The paper considers borehole wall stability in a junction zone of coaxial wells where a borehole of bigger diameter connects with a smaller one. To determine the shapes and character of rock destruction, 3D poroelastic modeling of the stressed state of the rock around the coaxial junction with account for mudcake formation was performed. The geomechanical model considers the anisotropy of the medium's deformation properties that are characteristic for the coastal-marine reservoirs of Western Siberia. The rock failure is estimated based on the Mohr-Coulomb criterion with account for tensile destruction condition. The paper considers cases of vertical and inclined junctions of a well drilled at a depth of 2 km in sandstone productive pay with known poroelastic anisotropic properties. The stress and pore pressure analysis has been performed for a mud pressure drop range from 1 to 70 atm and coaxial junctions with different combinations of borehole diameters. The safe mud pressure window has been determined for vertical and inclined junctions. It has been found that the rock failure pattern for junction of bigger diameters is, in general, similar to that for smaller diameters with some insignificant differences in the destruction areas shapes. It has also been demonstrated that in vertical junctions, the bottom holes of smaller diameter are more stable to reduced drilling-mud pressure than the mainboreholes, while in the inclined junction it is the mainwellbore that is more stable to increased drilling-mud pressure than the bottom hole.

**Keywords:** 3D poroelastic modeling, coaxial junction, vertical and inclined well, anisotropy, rock failure, sandstone reservoir

**Recommended citation:** Seryakov A.V., Podberezhny M.Yu., Bocharov O.B., Azamatov M.A. (2020). Junction zone stability in coaxial wells of different diameters (on the example of the Khanty-Mansi Autonomous District oil field). *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.69-78>

## References

- Ashikhmin S.G., Kashnikov Yu.A., Shustov D.V., Kukhtinskii A.E. (2018). Influence of elastic and strength anisotropy on the stability of inclined borehole. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 2, pp. 54–57. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-2-54-57>
- Bocharov O.B., Seryakov A.V. (2016). Modeling uncharacteristic destruction of productive sandstone layers during drilling. *Fizicheskaya Mezomekhanika*, 19(6), pp. 86–93.
- Cheng A. H.-D. (1997). Material Coefficients of Anisotropic Poroelasticity. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, 34(2), pp. 199–205. [https://doi.org/10.1016/S0148-9062\(96\)00055-1](https://doi.org/10.1016/S0148-9062(96)00055-1)

Cui L., Cheng A.H.-D., and Y. Aboussleiman (1997). Poroelastic Solution for an Inclined Borehole. *J. of App. Mechanics ASME*, 64(1), pp. 32–38. <https://doi.org/10.1115/1.2787291>

Fadeev A.B. (1987). Finite element method in geomechanics. Moscow: Nedra, 221 p.

Geniev G.A., Kurbatov A.S., Samedov F.A. (1993). Issues of strength and ductility of anisotropic materials. Moscow: Interbuk, 187 p.

Grogulenko V.V. (2017). Modeling the application of loads on metal-polymer coiled tubing pipes for the oil and gas industry. *Naukovedenie*, 9(1).

Liu C., and Y. Aboussleiman (2018). Multiporosity/Multipermeability Inclined-Wellbore Solutions With Mudcake Effects. *SPE Journal*, 23(5), pp. 1723–1747. <https://doi.org/10.2118/191135-PA>

Mohamad-Hussein A. and J. Heiland (2018). 3D finite element modelling of multilateral junction wellbore stability. *J. Pet. Sci.*, 15, pp. 801–814. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0251-0>

Podberezhny M., Polushkin S. and Makarov A. (2017). Novel Approach for Evaluation of Petrophysical Parameters from Time-Lapse Induction Logging-While-Drilling Measurements in Deviated and Horizontal Wells. *Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/187911-RU>

Rudyak V.Ya., Seryakov A.V., Manakov A.V. (2013). Joint modeling of geomechanics and filtration processes in the near-wellbore zone while drilling. *Proc. Conf.: Geodynamics and the stress state of the Earth's interior*. Novosibirsk: IGD SO RAN, v.1, pp. 383–388.

Seryakov A.V., Podberezhny M.Yu., Bocharov O.B. (2018). Formation anisotropy as a key factor in well stability in the West Salym field. *Proceedings of the 8th International Geological and Geophysical Conference EAGE: Innovations in Geoscience – Time for Breakthrough*. St. Petersburg.

Zoback M.D. (2010). Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, 449 p.

## About the Authors

*Alexander V. Seryakov* – Researcher, Cand. Sci. (Engineering), Novosibirsk Technology Center, Baker Hughes 4A Kutateladze st., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

*Maxim Yu. Podberezhny* – Head of Petrophysics Department, Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Gazpromneft-GEO

22A Sinopskaya emb., St. Petersburg, 191167, Russian Federation

*Oleg B. Bocharov* – Deputy Director for HP, Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Novosibirsk Technology Center, Baker Hughes

4A Kutateladze st., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

*Marat A. Azamatov* – Head of Short-Term Development Planning, Master of Physics, Salym Petroleum Development N.V.

31 Novinsky boul., Moscow, 123242, Russian Federation

*Manuscript received 19 December 2019;*

*Accepted 4 June 2020; Published 30 September 2020*



# Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения

А.А. Кочнев<sup>1</sup>, Н.Д. Козырев<sup>1,2</sup>, О.Е. Кочнева<sup>3\*</sup>, С.В. Галкин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия

<sup>3</sup>Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Основную часть добычи углеводородов на территории России представляют старые нефтегазодобывающие районы, для которых характерно значительное снижение продуктивности скважин вследствие высокого обводнения и опережающей выработки наиболее продуктивных объектов. Большую роль для таких месторождений играет стабилизация добычи и повышение подвижных запасов за счет совершенствования системы разработки. Этому способствует проведение различных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

На сегодняшний день актуальной проблемой является повышение надежности прогноза технологической и экономической эффективности при планировании различных ГТМ. Это обусловлено сложностью подбора скважин-кандидатов в условиях старого фонда, большим объемом планируемых мероприятий, сокращением рентабельности мероприятий, отсутствием комплексной методики оценки потенциала скважин на краткосрочную и долгосрочную перспективу.

В настоящее время существует несколько методов, позволяющих оценивать эффективность ГТМ: прогноз на основе геолого-промыслового анализа, статистический прогноз, машинное обучение, гидродинамическое моделирование. Однако у каждого из них есть свои недостатки и допущения. Авторами предлагается методика прогноза эффективности геолого-технических мероприятий, позволяющая комплексировать основные методы на разных стадиях оценки эффективности и прогнозировать прирост дебита жидкости и нефти, дополнительной добычи, изменение динамики пластового давления и темпов обводнения продукции скважин.

**Ключевые слова:** геолого-технические мероприятия, прогноз эффективности, машинное обучение, математическая статистика, гидродинамическое моделирование, геолого-физические параметры

**Для цитирования:** Кочнев А.А., Козырев Н.Д., Кочнева О.Е., Галкин С.В. (2020). Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения. *Георесурсы*, 22(3), с. 79–86. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.79-86>

## Анализ эффективности основных геолого-технических мероприятий на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края

Пермский край является старым нефтедобывающим районом, ввиду чего нефтяные месторождения характеризуются высокой выработкой запасов, вовлечением в разработку неоднородных коллекторов с низкими емкостными свойствами, а также залежами с высоковязкими нефтями. Разработка месторождений в сложных геолого-технологических условиях эксплуатации карбонатных коллекторов, как правило, ведется с низкими годовыми темпами отбора запасов (не более 2,5 %) и при невысоких коэффициентах извлечения нефти (КИН) (не более 35 %) (Воеводкин и др., 2014).

На месторождениях Пермского края, начиная с 70-х годов, с каждым годом всё активнее внедряются методы интенсификации добычи (ИД) и повышения нефтеотдачи пласта (ПНП). Даже при высоком экономическом эффекте определенной технологии, необходимо использовать и внедрять все виды методов ИД и ПНП с целью

поддержания объектов на необходимом уровне по добыче нефти. При этом каждая технология демонстрирует успех в определенных геолого-физических и технологических условиях (Putilov et al., 2020).

Наиболее успешными методами интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для карбонатных объектов месторождений Пермского края признаны кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП), кислотная обработка (КО), радиальное бурение (РБ), сверлящая перфорация (СП), повторная перфорация (ПП), реперфорация и дострел (ДОС) (Илюшин и др., 2015; Кочнев и др., 2018).

На рисунке 1 представлено сравнение эффективности технологий за анализируемый период (2006–2019 гг.) для вертикальных скважин по показателям средней дополнительной добычи на скважину и среднего среднесуточного прироста.

На рисунке 2 представлено сравнение среднего времени действия эффекта от геолого-технических мероприятий (ГТМ). Время эффекта – это время работы скважины с приростом дебита нефти от ГТМ, до момента снижения дебита нефти до базового значения.

Анализ рисунков 1–2 показывает, что наибольшая дополнительная добыча и среднесуточный прирост характерны для КГРП, однако данная технология имеет

\* Ответственный автор: Ольга Евгеньевна Кочнева  
E-mail: [kochnevae@mail.ru](mailto:kochnevae@mail.ru)

© 2020 Коллектив авторов

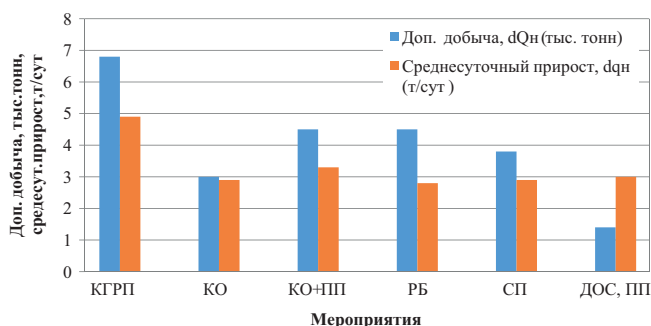


Рис. 1. Сравнение ГТМ по эффективности. КГРП – кислотный гидравлический разрыв пласта, КО – кислотная обработка, ПП – повторная перфорация, РБ – радиальное бурение, СП – сверлящая перфорация, ДОС – реперфорация и дострел.

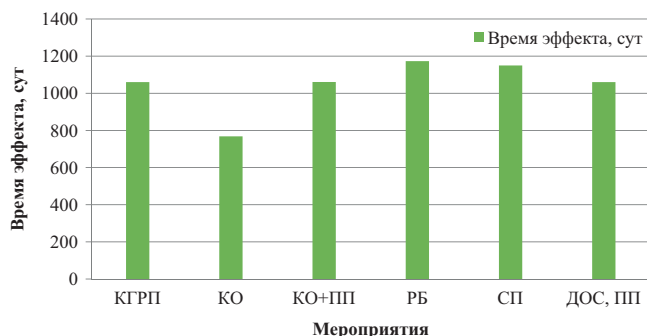


Рис. 2. Сравнение ГТМ по времени эффекта

существенные недостатки: большая стоимость; риск прорыва трещины в обводненный коллектор; использование большого объема химических реагентов приводит к сложным работам по утилизации загрязнений. Кроме этого, при гидравлическом разрыве пласта (ГРП) высоки технические требования к скважинам-кандидатам, что серьезно ограничивает применение данной технологии, особенно на старом фонде скважин. Остальные из рассмотренных технологий менее требовательны к подбору скважин-кандидатов и менее затратны. Технология радиального бурения по среднему приросту дополнительной добычи нефти (дополнительная добыча нефти по скважине до момента снижения дебита нефти до базового значения) от ГТМ уступает только КГРП, а по показателю времени экономического эффекта находится на первом месте.

Технология РБ является одной из основных для Чернушинской (25%), Осинской (24%) и Ножовской (34%) групп месторождений Пермского края. Анализ эффективности ГТМ для различных карбонатных объектов месторождений Пермского края описан в работах (Илюшин и др., 2015; Кочнев и др., 2018). Оценка эффективности технологии радиального бурения проведена в работе (Галкин и др., 2019).

### Основные методики для прогноза эффективности геолого-технических мероприятий

На сегодняшний день одним из основных методов прогноза эффективности ГТМ является их математическое моделирование на гидродинамической модели (Кравченко и др., 2018; Сайфутдинов и др., 2018; Репина и др., 2018). К достоинствам данного метода относится возможность комплексной оценки ГТМ в условиях взаимного влияния всех скважин на процесс добычи нефти, а также учет геологических особенностей пласта. Моделирование может

осуществляться во множестве симуляторов. Основными для российских нефтегазовых компаний являются программные комплексы Tempest, Eclipse, T-Navigator.

При геолого-гидродинамическом моделировании важно учитывать субъективность адаптации модели и способа моделирования ГТМ, что значительно сказывается на прогнозных характеристиках модели (Olenchikov, Kruglikova, 2008; Kolbikov et al., 2018; Lyu et al., 2014). Большие затраты времени и стоимость работ по гидродинамическому моделированию определяют необходимость его использования в основном для проектирования высокозатратных ГТМ (бурение горизонтальных скважин (ГС), бурение боковых стволов скважин (БС)) (Андронов, 2019).

В методических рекомендациях (Полукеев и др., 2018) описан метод прогноза прироста дебита от ГТМ через удельный коэффициент продуктивности, который основан на сопоставлении аналогов и прогнозе дебита жидкости. Расчет прироста дебита по данной методике прост и оперативен при наличии наработанной базы мероприятий, однако точность его часто не велика. В расчете не учитывается комплекс геолого-технологических параметров, а считается лишь удельный коэффициент продуктивности и его составляющие. Подход является на данный момент основным для группы компаний “ЛУКОЙЛ”. Детальный “ручной” анализ скважин, на основе геолого-промыслового анализа с помощью аналитических и статистических методов занимает большое количество времени и субъективен.

Развитие цифровых технологий обеспечивает значительный потенциал для применения технологий машинного обучения в нефтегазовой отрасли (Koroteev et al., 2014). Это различные методы, такие как нейронные сети, деревья решений, алгоритм случайного леса, кластерный анализ. Среди преимуществ методов машинного обучения для специалистов, проектирующих ГТМ, можно отметить возможность оперативного получения удовлетворительных прогнозов и отсутствие требований навыков гидродинамического моделирования. В целом, основные достоинства применения технологий машинного обучения: точность, автоматизация, скорость, возможность настройки, масштабируемость (Андронов, 2019). Основными недостатками являются: отсутствие четких алгоритмов прогнозирования, отсутствие физического обоснования, низкая интерпретируемость полученных результатов (Пичугин и др., 2013; Азбуханов и др., 2019).

Также используются различные методы математической статистики для прогноза эффективности ГТМ. В работе (Галкин и др., 2019) отмечается успешное применение методов, однако существуют недостатки: необходимость ручного поиска и анализа “выбросов”, применения комплекса различных методов статистики для подготовки данных.

### Разработка комплексной методики прогнозирования эффективности ГТМ

Для повышения надежности прогнозирования предлагается подход комплексирования методов на разных стадиях прогноза, состоящий из четырех основных этапов.

1. Создание базы данных по ГТМ и соответствующим им геолого-физическим параметрам.

Для комплексного прогноза эффективности ГТМ необходимо учитывать влияние как геологических, так и

технологических параметров. Поэтому на данном этапе необходимо создание сводной базы данных, включающей скважины на которых проводились ГТМ, а также результаты геофизических, гидродинамических и других исследований на этих скважинах.

2. Выявление параметров, оказывающих наибольшее влияние на потенциал дополнительной добычи для каждого ГТМ, путем использования методов математического анализа.

Для обеспечения качественного прогноза необходимо понимать, какие параметры определяют эффективность технологии в различных геолого-физических условиях. Для выявления этих параметров предлагается использовать однофакторный и многофакторный математический анализ.

3. Построение моделей регрессии на основе выявленных параметров для прогноза прироста дебита жидкости/нефти методами машинного обучения.

На данном этапе проводится построение моделей машинного обучения, позволяющих прогнозировать прирост дебита жидкости/нефти.

4. Прогноз потенциала дополнительной добычи путем занесения результатов машинного обучения в гидродинамическую модель.

Для получения прогноза на долгосрочную перспективу необходимо учитывать взаимовлияние скважин, поэтому предлагается комплексирование математических моделей с геолого-гидродинамической моделью (ГДМ).

В данной работе проведена апробация методики на примере технологии радиального бурения.

#### Выявление параметров, влияющих на эффективность технологии радиального бурения

На первом этапе создана сводная база по всем скважинам с проведенными мероприятиями по РБ за период с 2006 по 2019 год на территории Пермского края и соответствующим им параметрам. В базу вошли геолого-физические характеристики пласта (ГФХ), принятые на месторождениях при подсчете запасов; результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИ) до проведения мероприятий по РБ; результаты интерпретации геофизических исследований по скважинам (РИГИС), дебит нефти и жидкости до РБ, данные по интервалам перфорации, данные о ранее проведенных мероприятиях на скважинах. В итоге для оценки эффективности мероприятий по радиальному бурению в анализе учтены данные по 590 скважинам 40 месторождений нефти и с 36 параметрами.

На втором этапе выполнена оценка влияния геолого-физических параметров объекта на показатели эффективности ГТМ. В качестве показателей эффективности выбраны: среднесуточный прирост дебита нефти (т/сут), дополнительная добыча (тыс. т), максимальный дебит после ГТМ (т/сут), время эффекта (сут).

Первоначально проведен однофакторный анализ. Оценка влияния параметров на показатели эффективности проводилась с помощью t-критерия Стьюдента. Суть метода заключается в проверке гипотезы о равенстве средних значений (1):

$$t_p = \frac{|X_1 - X_2|}{\sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \left( \frac{(n_1-1)S_1^2 + (n_2-1)S_2^2}{n_1+n_2-2} \right)}} \quad (1)$$

где  $X_1, X_2$  – соответственно средние значения показателей выборки;  $S_1^2, S_2^2$  – дисперсии показателей выборки.

Различие в средних значениях считается статистически значимым, если  $t_p > t_p$ , где  $t_p$  – это расчетное значение критерия, а  $t_p$  – табличное значение критерия t. Значения  $t_p$  определяются в зависимости от количества сравниваемых данных и уровня значимости ( $p = 0,05$ ), если уровень значимости менее 5 %, то выборки различны с вероятностью более 95 %. Результаты расчетов критерия Стьюдента представлены в таблице 1. Жирным шрифтом для показателей выделены значения с достигаемым уровнем значимости  $p$  ниже 0,05, при котором с вероятностью более 95 % можно утверждать о различиях в рассмотренных выборках. В этом случае исследуемый параметр оказывает статистически значимое (неслучайное) влияние на различия показателей в выборках. Курсивом выделены значения с  $p$  в диапазоне от 0,05 до 0,10, при которых влияние также существует, но несколько ниже.

Большей дополнительной добычей и среднесуточным приростом после РБ характеризуются залежи с более высокой вязкостью и плотностью нефти, для которых в большей степени характерно образование застойных зон в низкопроницаемых зонах коллектора. Также более предпочтительно применять РБ при условиях значительного энергетического потенциала залежи ( $P_{пл}, P_{зоб}$ ) и при более высокой пористости коллектора. Условия больших удельных толщин пропластков, общих и нефтенасыщенных толщин также в целом положительно влияют на эффективность РБ. На прирост дебита нефти в первый год после РБ влияет эффективная толщина, емкость коллектора, плотность нефти, объемный коэффициент и газонасыщенность.

Для комплексной оценки влияния показателей (многофакторный анализ) использовался линейный дискриминантный анализ. Важнейшим показателем эффективности является прирост дебита нефти и жидкости после ГТМ. В данном случае выявлялся комплекс параметров, оказывающий влияние на прирост дебита нефти (2) и жидкости (3) после РБ. В результате расчетов получены следующие линейные дискриминантные функции (Z), которые максимально разделяют выборки по среднему значению прироста дебита.

Для прироста дебита нефти (при  $R = 0,60$ ):

$$Z = -0,218 \cdot q_n + 10,314 \cdot K_{песч} - 0,061 \cdot K_{расч} - 0,00633 \cdot \mu_n + 0,176 \cdot \zeta_{кан} + 0,00556 \cdot \chi - 0,762 \cdot h_{пр} + 0,0013 \cdot S - 3,41. \quad (2)$$

Для прироста дебита жидкости (при  $R = 0,79$ ):

$$Z = -0,39 \cdot q_{ж} + 0,27 \cdot P_{пл} - 0,102 \cdot h_{нн.гис} + 0,26 \cdot K_n + 0,069 \cdot S - 6,48, \quad (3)$$

где  $q_n$  – дебит нефти до РБ, т/сут;  $q_{ж}$  – дебит жидкости до РБ, м<sup>3</sup>/сут;  $h_{нн.гис}$  – нефтенасыщенная толщина, м;  $K_n$  – пористость, %;  $K_{песч}$  – коэффициент песчаности, д. ед.;  $K_{расч}$  – коэффициент расчлененности, ед.;  $\mu_n$  – вязкость нефти в пластовых условиях, МПа\*с;  $\rho_n$  – плотность нефти в пластовых условиях, г/см<sup>3</sup>;  $\chi$  – пьезопроводность, см<sup>2</sup>\*с;  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $h_{пр}$  – средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка, м (средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка рассчитывалась как отношение  $h_{нн.гис}$  к количеству нефтенасыщенных пропластков);  $S$  – скин-фактор скважины;  $\zeta_{кан} = h_{нн.гис}$ , м/кол-во радиальных каналов.

Дополнительная добыча нефти, т	< 2000	> 2000	t-критерий	p	N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>
Пористость K <sub>п</sub> , %	12,4	12,8	-1,64	0,10	96	93
Вязкость нефти μ, мПа*с	24,9	32,0	-1,76	0,08	96	93
Плотность нефти ρ <sub>н</sub> , г/см <sup>3</sup>	0,87	0,89	-2,06	<b>0,04</b>	96	93
Забойное давление P <sub>зоб</sub> , МПа	5,22	6,29	-2,57	<b>0,01</b>	56	75
Давление насыщения P <sub>нас</sub> , МПа	10,32	10,21	0,33	0,74	56	75
Скин-фактор S, ед.	-3,52	-2,03	-2,82	<b>0,01</b>	56	75
Нефтенасыщенная толщина h <sub>нн.гис.</sub> , м	8,47	9,32	-1,85	0,07	96	92
Среднесуточный прирост, т/сут	< 3	> 3	t-критерий	p	N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>
Пористость K <sub>п</sub> , %	12,32	12,94	-2,59	<b>0,01</b>	102	87
Вязкость нефти μ, мПа*с	25,38	32,04	-1,65	0,10	102	87
Плотность нефти ρ <sub>н</sub> , г/см <sup>3</sup>	0,87	0,89	-1,90	0,06	102	87
Удельная толщина пропластка, h <sub>пр</sub> , м	2,09	1,66	2,08	<b>0,04</b>	97	76
Пластовое давление P <sub>пл</sub> , МПа	11,95	13,29	-2,65	<b>0,01</b>	71	60
Забойное давление P <sub>зоб</sub> , МПа	5,28	6,49	-2,95	<b>0,00</b>	71	60
S, ед.	-3,16	-2,09	-2,01	<b>0,05</b>	71	60
Продолжительность эффекта от РБ, сут	< 900	> 900	t-критерий	p	N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>
Дебит нефти до ГТМ q <sub>н</sub> , т/сут	3,47	2,89	2,01	<b>0,05</b>	98	91
Скин-фактор S, ед.	-3,66	-1,83	-3,52	<b>0,00</b>	60	71
Мах дебит нефти после РБ, т/сут	< 10	> 10	t-критерий	p	N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>
Дебит нефти до ГТМ q <sub>н</sub> , т/сут	2,33	4,00	-6,27	<b>0,00</b>	92	97
Обводненность W, %	21,50	16,86	2,24	0,03	87	96
Прирост дебита нефти в 1 год после РБ, т/сут	< 5	> 5	t-критерий	p	N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>
Общая толщина пласта H <sub>о</sub> , м	21,26	24,53	-1,99	<b>0,05</b>	93	96
Пористость K <sub>п</sub> , %	12,39	12,81	-1,71	0,09	93	96
Плотность нефти ρ <sub>н</sub> , г/см <sup>3</sup>	0,87	0,89	-2,71	<b>0,01</b>	93	96
Объёмный коэффициент b, д.ед.	1,09	1,06	2,65	<b>0,01</b>	93	96
Газосодержание G, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	41,81	31,55	2,31	<b>0,02</b>	93	96
Скин-фактор S, ед.	-3,50	-2,05	-2,73	<b>0,01</b>	56	75
Общая толщина H <sub>общ.гис.</sub> , м	22,23	25,27	-1,85	0,07	93	95

Табл. 1. Влияние геолого-физических параметров на эффективность РБ для скважин турнейских объектов месторождений Пермского края

В результате многофакторного анализа выявлено, что на прирост дебита нефти влияет следующий комплекс параметров: дебит нефти до РБ, коэффициент песчаности, расчлененность, вязкость нефти, плотность каналов, пьезопроводность, средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка и скин-фактор.

На прирост дебита жидкости наибольшим образом влияет комплекс параметров: дебит жидкости до РБ, пластовое давление, нефтенасыщенная толщина, пористость, скин-фактор.

Выявленные параметры используются для построения моделей машинного обучения.

### Прогноз прироста дебита жидкости после ГТМ

На данном этапе выполнен прогноз прироста дебита жидкости методами машинного обучения. В качестве первого метода выбраны искусственные нейронные сети. Нейронные сети представляют собой математическую модель, построенную по принципу биологических нейронных сетей, и позволяют решать задачи регрессии, кластеризации и анализа данных (Вороновский и др., 1997; Царегородцев, 2008). В результате построены сети с различной архитектурой, которые довольно надежно позволяют прогнозировать прирост дебита жидкости (R – от 0,77 до 0,86). Для дальнейшего прогноза выбрана сеть с более

простой архитектурой – многослойный перспетрон: 17 нейронов на входном слое, 1 скрытый слой с 5 нейронами и 1 нейрон на выходном слое, функция активации нейронов – логистическая, функция ошибки – сумма квадратов. При обучении данной сети достигнуты достаточно высокие коэффициенты корреляции, как на обучающей выборке, так и на тестовой, и контрольной (рис. 3а).

Второй способ для расчета прироста дебита нефти после РБ – support vector machine (SVM). SVM – класс алгоритмов обучения с учителем, использующихся для задач классификации и регрессионного анализа. В результате расчетов строится несколько классифицирующих разделяющих прямых, из которых только одна соответствует оптимальному разделению (Царегородцев, 2008). На рисунке 3б представлены результаты расчетов модели для обучающей и тестовой выборки, соответственно.

Для сравнения прирост дебита жидкости рассчитан методом линейного дискриминантного анализа (ЛДА). Метод решает задачи классификации, а не регрессии, однако при расчетах возможен переход к вероятностной оценке, а через вероятность появляется возможность прогнозировать прирост дебита (рис. 4) (Галкин и др., 2019).

Результат обучения в данном случае несколько хуже (R = 0.77–0.72), однако преимущество метода заключается в том, что в процессе построения модели можно

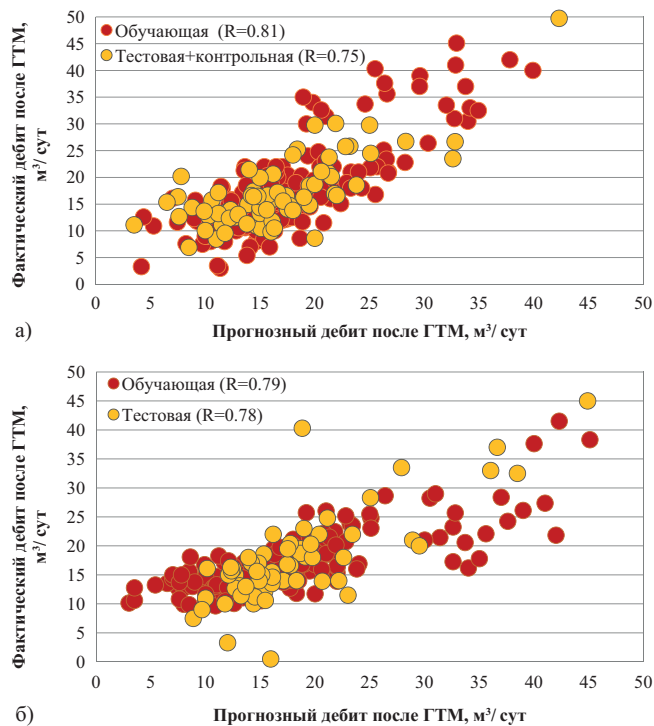


Рис. 3. Сравнение фактических и прогнозных значений дебита жидкости после ГТМ: а) нейронные сети; б) метод SVM.

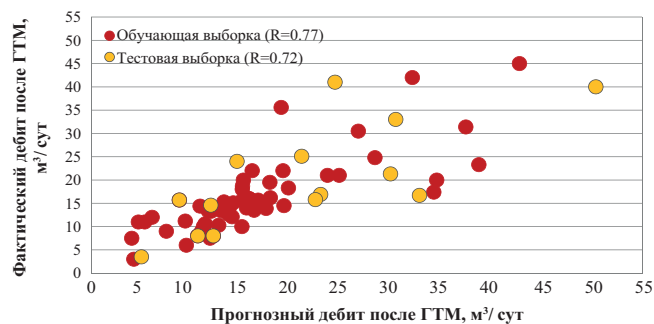


Рис. 4. Сравнение фактических и прогнозных значений. Дискриминантный анализ.

верифицировать её физичность. То есть знаки линейной дискриминантной функции и параметры не должны противоречить физическому смыслу. При построении нейросети или модели методом опорных векторов нет возможности отслеживать физичность коэффициентов в модели, что является одним из главных минусов метода.

### Прогноз дополнительной добычи нефти от ГТМ

В процессе прогноза эффективности ГТМ важно оценивать потенциал дополнительной добычи. При использовании только статистических моделей не учитываются изменения физических и барических условий пласта в прогнозный период, что не позволяет производить оценку добычи на долгосрочную перспективу. Статистические модели способны прогнозировать только для текущих условий и для одной скважины, без учета взаимовлияния и интерференции.

Комплексирование статистических моделей и гидродинамического моделирования открывает возможности планирования ГТМ в долгосрочной перспективе, то есть с учетом изменения условий пласта в процессе разработки. Помимо этого, подход комплексирования позволяет учесть

геологическое строение залежи, а именно изменчивость свойств в объеме пласта и темпы обводнения скважин после мероприятия, в зависимости от гидродинамической связанности коллектора и скорости продвижения фронта вытеснения нефти водой.

В данной работе для прогнозирования дебита жидкости и дополнительной добычи нефти после мероприятия разработаны два алгоритма: 1) комплексирование математической модели, полученной с помощью нейронной сети и гидродинамического моделирования; 2) комплексирование многомерной модели, полученной с помощью ЛДА и гидродинамического моделирования.

Алгоритм расчета дополнительной добычи при использовании нейросетей следующий:

1. Определение скважин-кандидатов и даты проведения мероприятия;
2. Расчет прироста дебита жидкости с помощью обученной нейронной сети;
3. Ввод значений дебита жидкости в гидродинамический симулятор с учетом прироста от ГТМ для скважины-кандидата;
4. Запуск расчета ГДМ;
5. Оценка потенциала прироста дебита нефти, дополнительной добычи на прогнозный период, характер темпов обводнения и динамики пластового давления.

Для интеграции многомерной статистической модели расчета дебита жидкости, полученной с помощью линейного дискриминантного анализа, разработан скрипт на языке Python, позволяющий учитывать полученные зависимости в гидродинамическом симуляторе Tempest More компании Roxar.

Разработанные математические модели прироста дебита жидкости от ГТМ заносятся в программный код скрипта. Переменные математической модели ссылаются на векторы значений гидродинамической модели. Скрипт учитывает статические показатели (толщина, расчлененность, песчанность, пористость, проницаемость, свойства флюида и т.д.), занесенные в табличном виде в симулятор, и динамические показатели работы скважины, считываемые скриптом в момент прогноза (пластовое и забойное давление, текущий дебит жидкости, обводненность). В результате это позволяет получить прогноз прироста дебита жидкости от мероприятия в любой момент времени, а затем производить оценку технологической эффективности мероприятия на долгосрочную перспективу.

Таким образом, при использовании ЛДА алгоритм прогноза дополнительной добычи можно изложить следующим образом:

1. Определение скважины кандидата и даты проведения мероприятия;
2. Ввод в гидродинамический симулятор статических параметров по скважине (эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, скин-фактор и т.д.) в табличном виде;
3. Запуск расчета ГДМ;
4. Определение динамических параметров скважины (текущее пластовое давление, текущий дебит жидкости) на дату проведения мероприятия в автоматическом режиме с помощью скрипта;
5. Расчет прироста дебита жидкости от ГТМ по заранее полученным зависимостям ЛДА в автоматическом режиме с помощью скрипта.

По формуле (4) рассчитывается линейная дискриминантная функция, максимально разделяющая объекты на группы более и менее перспективных ГТМ (граничное значение прироста дебита жидкости – 8 м<sup>3</sup>/сут). В данной формуле скрипт считывает параметры дебита жидкости (q<sub>ж</sub>) и пластового давления (P<sub>пл</sub>) с гидродинамической модели на момент прогноза. Параметры нефтенасыщенной толщины (h<sub>нн.гис</sub>), коэффициента пористости (K<sub>п</sub>) и скин-фактора (S) заносятся в табличном виде:

$$Z = -0,39 \cdot q_{ж} + 0,27 \cdot P_{пл} - 0,1 \cdot h_{нн.гис} + 0,26 \cdot K_{п} + 0,07 \cdot S - 6,48. \quad (4)$$

По формуле (5) рассчитывается вероятность отнесения ГТМ к перспективному классу (прирост дебита жидкости более 8 м<sup>3</sup>/сут):

$$P(Z) = -0,015 \cdot (Z)^3 + 0,021 \cdot (Z)^2 + 0,34 \cdot (Z) + 0,47. \quad (5)$$

По формуле (6) рассчитывается значение прироста дебита жидкости:

$$\Delta q_{ж} = 12,35 \cdot (P(Z)) + 3,82. \quad (6)$$

6. Расчет дальнейшей динамики технологических показателей скважины в ГДМ и определение дополнительной добычи нефти.

В результате, с помощью комплексирования модели ЛДА и геолого-гидродинамического моделирования возможен расчет приростов дебита жидкости и нефти от ГТМ в автоматическом режиме. Также необходимо отметить, что геолого-гидродинамическое моделирование позволяет произвести оценку дополнительной добычи нефти от ГТМ, динамику пластового давления и темпов обводнения после ГТМ, интерференцию скважин (рис. 5–6).

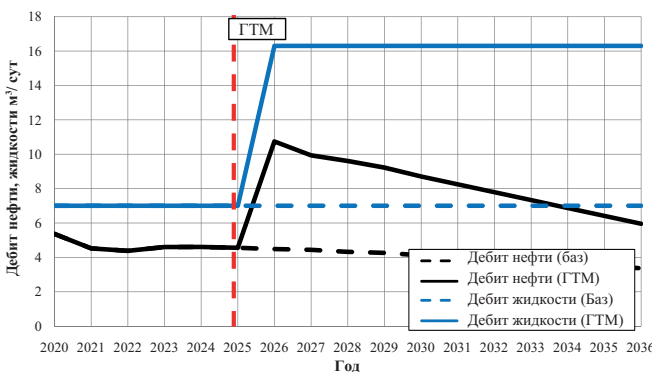


Рис. 5. Оценка эффекта от ГТМ с использованием предложенной методики

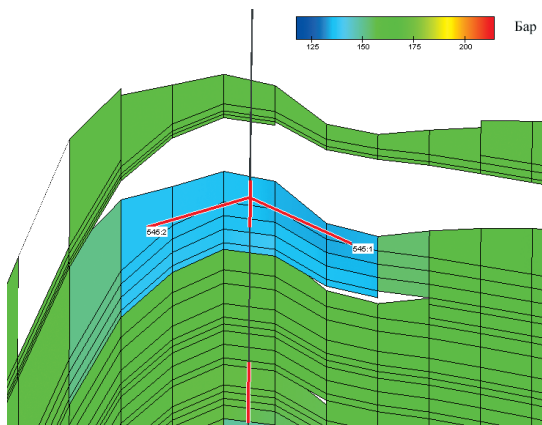


Рис. 6. Оценка изменения пластового давления после ГТМ

## Результаты

Разработанный методический подход включает комбинирование нескольких способов прогнозирования прироста дебита жидкости, нефти и дополнительной добычи. Комбинация статистического и математического способа прогноза позволяет значительно повысить прогнозную надежность эффектов от геолого-технических мероприятий. В рамках проведенного исследования разработан скрипт, позволяющий в автоматическом режиме рассчитывать эффекты от радиального бурения, что значительно сокращает временные затраты и позволяет в оперативном порядке оценить эффективность мероприятия.

В результате реализации методики, на примере технологии радиального бурения удалось повысить прогнозную надежность прироста дебита жидкости, а также оценки дополнительной добычи (рис. 7–8).

На рисунке 8 представлено сопоставление результатов прогноза среднесуточного прироста дебита нефти с фактом по существующей и авторской методике. Исходя из анализа видно, что существующая методика значительно занижает эффект от мероприятия относительно факта, как по дополнительной добыче нефти (32 %), так и по времени эффекта. В связи с заниженной оценкой потенциала скважины-кандидата существует вероятность отказа от мероприятия и, как следствие, снижение конечных КИН и эффективности разработки в целом.

Авторская методика с большей точностью повторяет фактический эффект от мероприятия, хотя и показала несколько завышенный результат, при этом отклонение по дополнительной добыче нефти не превышает 5 %.

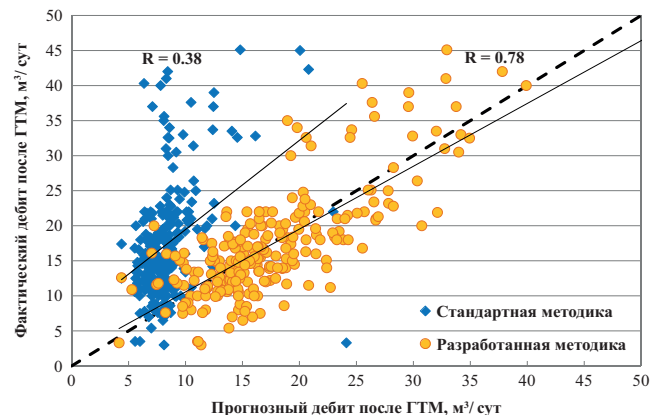


Рис. 7. Сравнение точности прогноза стандартной методики и разработанной методики для прогноза прироста дебита жидкости после РБ

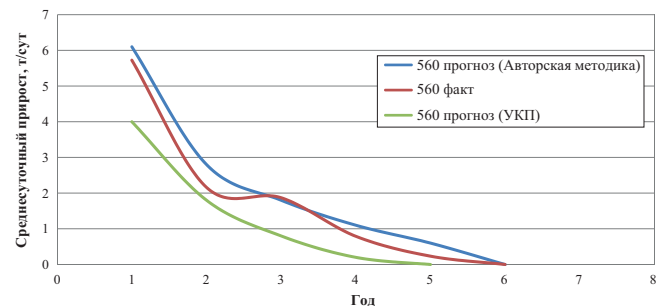


Рис. 8. Сравнение прогноза стандартной методики и разработанной методики с фактическими данными среднесуточного прироста дебита нефти по годам

Комбинирование статистического и гидродинамического моделирования позволяет снизить неопределённости и уменьшить недостатки существующих методик путем комплексирования методов на разных стадиях прогноза. Для уточнения моделей машинного обучения проводится физическое обоснование используемых параметров при помощи статистического анализа (t-критерий Стьюдента, линейный дискриминантный анализ). Для сокращения времени прописывания событий в ГДМ и снижения неопределённостей, связанных со способом моделирования различных ГТМ на ГДМ, используется разработанный скрипт, позволяющий оперативно вносить данные в геолого-гидродинамические модели, а также рассчитывать прирост дебита жидкости с учетом моделей машинного обучения, учитывающих комплекс геолого-физических и технологических параметров. Скрипт позволяет осуществлять расчет эффекта в автоматическом режиме, тем самым сократив временные затраты на 2,5 чел/часа и более.

### Финансирование

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №19-35-90029.

### Литература

- Азбуханов А.Ф., Костригин И.В., Бондаренко К.А., Семенова М.Н., Серета И.А., Юлмухаматов Д.Р. (2019). Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроариза пласта на основе математического моделирования с использованием методов машинного обучения. *Нефтяное хозяйство*, (11), с. 38–42. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-11-38-42>
- Андронов Ю.В. (2019). Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений. *Автореф. дис. канд. тех. наук*. Москва, 24 с.
- Воеводкин В.Л., Галкин В.И., Кривошеков С.Н. (2012). Исследование влияния критериев нефтегазоносности и изученности территории Пермского края на распределение месторождений углеводородов. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 30–34.
- Вороновский Г.К., Махотило К.В., Петрашев С.Н., Сергеев С.А. (1997). Генетические алгоритмы, искусственные нейронные сети и проблемы виртуальной реальности. 112 с.
- Галкин С.В., Кочнев А.А., Зотиков В.И. (2019). Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для башкирских эксплуатационных объектов месторождений Пермского края. *Записки Горного института*, 238, с. 410–414. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.410>
- Илюшин П.Ю., Рахимзянов Р.М., Соловьев Д.Ю., Кольчев И.Ю. (2015). Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 14(15), с. 81–89.
- Кочнев А.А., Зотиков В.И., Галкин С.В. (2018). Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(12), с. 20–29. <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/16>
- Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Лищук А.Н., Мурадов А.В., Вершинин В.Е. (2018). Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы. *Георесурсы*, 20(3), с. 178–185. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.178-185>

Пичугин О.Н., Прокофьева Ю.З., Александров Д.М. (2013). Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования. *Нефтепромысловое дело*, 11, с. 69–75.

Полукеев Д.И., Габдрахманова Р.Р., Лесной А.Н., Крюков М.А., Пименова Н.А., Пименова М.И. (2018). Методика технико-экономической оценки эффективности геолого-технических мероприятий. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. (2018). Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти). *Записки Горного института*, 231, с. 268–274. <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.3.268>

Сайфутдинов М.А., Хакимянов И.Н., Петров В.Н., Шешдилов Р.И., Миронова Л.М. (2018). Исследования о наличии гидродинамической связи между терригенным бобринским и карбонатным турнейским объектами на базе геолого-технологической модели участка месторождения. *Георесурсы*, 20(1), с. 2–8. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.2-8>

Царегородцев В.Г. (2008). Конструктивный алгоритм синтеза структуры многослойного персептрона. *Вычислительные технологии*, 13, с. 308–315.

Kolbikov S., Kuznetsova Y., Smirnov A. (2018). Method of anisotropy modeling and its application to hydrodynamic simulation. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/191622-18RPTC-MS>

Koroteev V., Dinariev O., Evseev N., Klemin D., Nadeev A., Safonov S., Gurpinar O., Berg S., Kruijsdijk C., Armstrong R., Myers M. T., Hathon L., Jong H. (2014). Direct hydrodynamic simulation of multiphase flow in porous rock. *Petrophysics*, 55(04), pp. 294–303.

Lyu S., Zhang W., Du J., Gong F. (2014). A Coupled Model for the Hydrodynamics Simulation of the Pearl River Networks and its Estuary. *The 24 Int. Ocean and Polar Engineering Conf.* <https://doi.org/10.1155/2014/798579>

Olenchikov D., Kruglikova L. (2008). Hydrodynamic Simulation Of Predicted Options Of Field Development. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/117408-MS>

Putilov I., Krivoshchekov S., Vyatkin K., Kochnev A., & Ravelev K. (2020). Methods of predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment using hydrodynamic simulation. *Applied Sciences (Switzerland)*, 10(14), 4828. <https://doi.org/10.3390/app10144828>

### Сведения об авторах

*Александр Александрович Кочнев* – аспирант кафедры нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, 29

*Никита Дмитриевич Козырев* – аспирант кафедры нефтегазового инжиниринга, Пермский национальный исследовательский политехнический университет; ведущий инженер отдела создания и мониторинга гидродинамических моделей, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Россия, 614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29

*Ольга Евгеньевна Кочнева* – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, Санкт-Петербургский горный университет

Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2

*Сергей Владиславович Галкин* – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, 29

Статья поступила в редакцию 20.07.2020;

Принята к публикации 01.09.2020; Опубликована 30.09.2020

IN ENGLISH

## Development of a comprehensive methodology for the forecast of effectiveness of geological and technical measures based on machine learning algorithms

*A.A. Kochnev<sup>1</sup>, N.D. Kozyrev<sup>1,2</sup>, O.E. Kochneva<sup>3\*</sup>, S.V. Galkin<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

<sup>2</sup>Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm, Perm, Russian Federation

<sup>3</sup>Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation

\*Corresponding author: Olga E. Kochneva, e-mail: [kochnevae@mail.ru](mailto:kochnevae@mail.ru)

**Abstract.** The main part of hydrocarbon production in Russia is represented by old oil and gas producing regions. Such areas are characterized by a significant decrease in well productivity due to high water cut and faster production of the most productive facilities. An important role for such deposits is played by stabilization of production and increase of mobile reserves by improving the development system. This is facilitated by various geological and technical measures.

Today, an urgent problem is to increase the reliability of the forecast of technological and economic efficiency when planning various geological and technical measures. This is due to the difficulty in selecting candidate wells under the conditions of the old stock, the large volume of planned activities, the reduction in the profitability of measures, the lack of a comprehensive methodology for assessing the potential of wells for the short and long term.

Currently, there are several methods to evaluate the effectiveness of geological and technical measures: forecast based on geological and field analysis, statistical forecast, machine learning, hydrodynamic modeling. However, each of them has its own shortcomings and assumptions. The authors propose a methodology for predicting the effectiveness of geological and technical measures, which allows one to combine the main methods at different stages of evaluating the effectiveness and to predict the increase in fluid and oil production rates, additional production, changes in the dynamics of reservoir pressure and the rate of watering of well production.

**Keywords:** geological and technical measures, efficiency forecast, machine learning, mathematical statistics, hydrodynamic modeling, geological and physical parameters

**Recommended citation:** Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Kochneva O.E., Galkin S.V. (2020). Development of a comprehensive methodology for the forecast of effectiveness of geological and technical measures based on machine learning algorithms. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 79–86. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.79-86>

### Acknowledgments

The study was carried out with the financial support of the Russian Foundation for Basic Research within the framework of the scientific project No. 19-35-90029.

### References

- Andronov Yu.V. (2019). Methodology for the operational assessment of the prospectivity of wells for methods of stimulating oil inflow using neural networks and decision trees. *Abstract. cand. sci. diss.* Moscow, 24 p. (In Russ.)
- Azbuhanov A.F., Kostrigin I.V., Bondarenko K.A., Semenova M.N., Sereda I.A., Yulmukhametov D.R. (2019). Selection of candidate wells for hydraulic fracturing based on mathematical modeling using machine learning methods. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 11, pp. 38–42. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-11-38-42>
- Galkin S.V., Kochnev A.A., Zotikov V.I. (2019). Estimate of Radial Drilling Technology Efficiency for the Bashkir Operational Oilfields Objects of Perm Krai. *Zapiski gornogo instituta = Journal of Mining Institute*, 238, pp. 410–414. (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.410>
- Ilyushin P.Y., Rakhimzyanov R.M., Solovyov D.Y., Kolychev I.Y. (2015). Analysis of geological and technical measures to increase the productivity of producing wells in the oil fields of the Perm region. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo = Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 14(15), pp. 81–89. (In Russ.)
- Kochnev A.A., Zotikov V.I., Galkin S.V. (2018). Analysis of the influence of geological and technological parameters on the effectiveness of radial

drilling technology on the example of operational objects in perm region. *Izvestiya Tomskogo Politehnicheskogo Universiteta Inzhiniring Georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(12), pp. 20–29. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/16>

Kolbikov S., Kuznetsova Y., Smirnov A. (2018). Method of anisotropy modeling and its application to hydrodynamic simulation. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/191622-18RPTC-MS>

Koroteev D., Dinariev O., Evseev N., Klemin D., Nadeev A., Safonov S., Gurpinar O., Berg S., Kruijsdijk C., Armstrong R., Myers M. T., Hathon L., Jong H. (2014). Direct hydrodynamic simulation of multiphase flow in porous rock. *Petrophysics*, 55(04), pp. 294–303.

Kravchenko M.N., Dieva N.N., Lischuk A.N., Muradov A.V., Vershinin V.E. (2018). Hydrodynamic modeling of thermochemical effects on low-permeability kerogen-containing reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 20(3), pp. 178–185. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.178-185>

Lyu S., Zhang W., Du J., Gong F. (2014). A Coupled Model for the Hydrodynamics Simulation of the Pearl River Networks and its Estuary. *The Twenty-fourth International Ocean and Polar Engineering Conference*. <https://doi.org/10.1155/2014/798579>

Olenchikov D., Kruglikova L. (2008). Hydrodynamic Simulation Of Predicted Options Of Field Development. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/117408-MS>

Pichugin O.N., Prokofieva Yu.Z., Aleksandrov D.M. (2013). Decision trees as an effective method of analysis and forecasting. *Neftpromyslovoe delo*, 11, pp. 69–75. (In Russ.)

Polukeev D.I., Gabdrakhmanova R.R., Lesnoy A.N., Kryukov M.A., Pimenova N.A., Pimenova M.I. (2018). Methodology of technical and economic evaluation of the effectiveness of geological and technical measures. LUKOIL-Engineering LLC. (In Russ.)

Putilov I., Krivoshechekov S., Vyatkin K., Kochnev A., & Ravelev K. (2020). Methods of predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment using hydrodynamic simulation. *Applied Sciences (Switzerland)*, 10(14), 4828. <https://doi.org/10.3390/app10144828>

Repina, V.A., Galkin, V.I., Galkin, S.V. Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (On the example of visean pool of Gondyrev oil field). *Zapiski gornogo instituta = Journal of Mining Institute*, 231, pp. 268–274. (In Russ.). <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.3.268>

Sayfutdinov M.A., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Sheshdirov R.I., Mironova L.M. (2018). Studies on the presence of a hydrodynamic connection between the terrigenous Bobrikovsky and carbonate Tournaisian objects based on the geological and technological model of the field site. *Georesursy = Georesources*, 20(1), pp. 2–8. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.2-8>

Tsaregorodtsev V.G. (2008). A constructive algorithm for synthesizing the structure of a multilayer perceptron. *Vychislitelnye tekhnologii = Computational technologies*, 13, pp. 308–315. (In Russ.)

Voronovsky G.K., Makhotilo K.V., Petrashev S.N., Sergeev S.A. (1997). Genetic algorithms, artificial neural networks, and virtual reality problems. 112 p. (In Russ.)

### About the Authors

*Alexander A. Kochnev* – graduate student, Perm National Research Polytechnic University  
29, Komsomolsky av., Perm, 614990, Russian Federation

*Nikita D. Kozyrev* – graduate student, Perm National Research Polytechnic University; Engineer, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm  
29, Soviet Army st., Perm, 614066, Russian Federation

*Olga E. Kochneva* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Department of Oil and Gas Geology, Saint-Petersburg Mining University  
2, 21st lines, Vasilyevsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation

*Sergey V. Galkin* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor of the Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University  
29, Komsomolsky av., Perm, 614990, Russian Federation

Manuscript received 20 July 2020;  
Accepted 1 September 2020;  
Published 30 September 2020



# Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения

А.Д. Черников<sup>1</sup>, Н.А. Еремин<sup>1,2\*</sup>, В.Е. Столяров<sup>1</sup>, А.Г. Сбоев<sup>3</sup>, О.К. Семенова-Чащина<sup>1</sup>, Л.К. Фицнер<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

<sup>3</sup>Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт», Москва, Россия

В данной работе ставится и решается задача применения методов искусственного интеллекта для обработки больших объемов геоданных со станций геолого-технологических измерений с целью выявления и прогнозирования осложнений при бурении скважин. Цифровая модернизация жизненного цикла скважин с использованием методов искусственного интеллекта, в частности, способствует повышению эффективности бурения нефтегазовых скважин. В ходе создания и обучения искусственных нейронных сетей с заданной точностью смоделированы закономерности, выявлены скрытые взаимосвязи между геолого-геофизическими, техническими и технологическими параметрами. Проведена кластеризация многомерных объемов данных от датчиков различных типов, используемых для измерения параметров в процессе бурения скважин. Разработаны классификационные модели искусственного интеллекта для прогнозирования операционных результатов процесса строительства скважин. Проводится анализ данных вопросов, и определяются основные направления по их решению.

**Ключевые слова:** искусственный интеллект, методы машинного обучения, геолого-технологические исследования, нейросетевая модель, регрессионная модель, строительство нефтяных и газовых скважин, выявление и прогнозирование осложнений, предупреждение аварийных ситуаций

**Для цитирования:** Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сбоев А.Г., Семенова-Чащина О.К., Фицнер Л.К. (2020). Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения. *Георесурсы*, 22(3), с. 87–96. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.87-96>

## Введение

В период усиливающейся конкуренции на энергетическом рынке на первый план перед отечественными нефтегазодобывающими и сервисными компаниями выходит задача кардинального переосмысления своей деятельности и подходов к обеспечению ее эффективности (Абукова и др., 2017; Муслимов, 2017; Dmitrievsky et al., 2019; Дмитриевский и др., 2020а). Решение этой задачи требует фокусировки внимания на ключевых факторах, влияющих на операционную деятельность компаний, важнейшим из которых является внедрение автоматизации производственных процессов на основе применения систем искусственного интеллекта (ИИ). Искусственный интеллект и машинное обучение, или вычислительный интеллект являются наукой и техникой, направленной на создание интеллектуальных инструментов, устройств, комплексов и систем. Его применение для решения сложных проблем в нефтегазовой отрасли становится все более востребованным и приемлемым с экономической точки зрения (Бобб, 2018; Дьяконов и др., 2017; Еремин, 1994; Ивлев и др., 2018; Кабанихин и др., 2018; Казначеев и др., 2016; Djamaluddin et al., 2019).

Методы искусственного интеллекта разрабатываются и внедряются во всем мире во все более возрастающем количестве приложений благодаря возможностям выявления физически скрытых процессов и явлений, прогностическому потенциалу и гибкости. В таблице 1 приведено применение различных методов искусственного интеллекта при проектировании и строительстве скважин на основе анализа опубликованных зарубежных данных (Дмитриевский и др., 2019; Еремин и др., 2020; Линд и др., 2013; Лоерманс, 2017; Пичугин и др., 2013; Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы..., 2019; Abu-Abed, Khabarov, 2017; Alotaibi et al., 2019; Chen, Guestrin, 2016; Gurina et al., 2019; Kanfar et al., 2020; Kohonen, 1990; Liu et al., 2008; Mayani et al., 2020; Noshi, Schubert, 2018; Ракичинский, Следков, 2014; Singh et al., 2019).

Основными преимуществами систем искусственного интеллекта являются (Юрченко, Крюков, 2018; Kanfar et al., 2020; Li et al., 2019; Gurina et al., 2019; Kohonen, 1990; Liu et al., 2008; Mayani et al., 2020; Noshi, Schubert, 2018; Singh et al., 2019):

1. Способность к самообучению, а также эволюционному развитию и самоорганизации;
2. Большой потенциал для точного анализа крупных исторических и производственных баз данных с целью выявления скрытых корреляций и неизвестных

\* Ответственный автор: Николай Александрович Еремин  
E-mail: [ertn@mail.ru](mailto:ertn@mail.ru)

© 2020 Коллектив авторов

Операционный результат	Приложение/ Применение	Применяемые методы искусственного интеллекта	
Проектирование скважины	Выбор долота	Искусственная нейронная сеть (ANN)	
	Предварительная оценка крутизны уклона	Обобщенно-регрессионная нейронная сеть	
	Прогноз разрушения обсадной колонны	Нейронная сеть с обратным распространением	
	Качество цемента / Оценка производительности	Искусственная нейронная сеть (ANN)	
	Выбор морской буровой платформы	Гибрид (Нейронная сеть с обратным распространением)	
Методическое определение оптимальных характеристик	Геонавигация	Методы машинного обучения на основе прецедентов (CBR- системы)	
	Мониторинг компоновки низа бурильной колонны	Искусственная нейронная сеть (ANN)	
	Контроль износа долота	Искусственная нейронная сеть (ANN)	
	Прогнозирование прихвата и нагрузки	Искусственная нейронная сеть (ANN)	
	Контроль вибрации	Искусственная нейронная сеть (ANN)	
Стабильность скважины	Очистка ствола от шлама	Нейронная сеть с обратным распространением / множественная линейная регрессия	
	Мониторинг гидравлического удара, потери и размера утечек	Искусственная нейронная сеть (ANN)	
	Поддержка принятия решений в проблемных ситуациях	Нейронная сеть с обратным распространением / (Искусственная нейронная сеть-GA) гибрид	
	Распознавание осложнений, оценка рисков	Оценка рисков при бурении в реальном времени	Методы машинного обучения на основе прецедентов (CBR- системы)
		Состояние бурового оборудования	Искусственная нейронная сеть (ANN)
Принятие решений в критических ситуациях	Определение допустимых операций согласно условиям бурения	Методы машинного обучения на основе прецедентов (CBR- системы)	

Табл. 1. Применение методов искусственного интеллекта при проектировании и строительстве скважин (Дмитриевский и др., 2019; Еремин и др., 2020; Лунд и др., 2013; Лоерманс, 2017; Пичугин и др., 2013; Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы..., 2019; Alotaibi et al., 2019; Chen, Guestrin, 2016; Gurina et al., 2019; Kanfar et al., 2020; Kohonen, 1990; Liu et al., 2008; Mayani et al., 2020; Noshi, Schubert, 2018; Ракичинский, Следков, 2014; Singh et al., 2019).

закономерностей по сравнению с традиционными методами;

3. Способность моделировать сложные нелинейные процессы без какой-либо формы установления взаимосвязи между входными и выходными переменными;

4. Высокая эффективность при прогнозировании, диагностике, мониторинге, контроле состояния и идентификации оборудования и производственных процессов;

5. Более высокая точность прогнозирования результатов, чем у физических и имитационных моделей, использующих линейную или нелинейную множественную регрессию;

6. Сверхвысокое быстродействие нейронной сети после обучения за счет использования массового параллелизма обработки информации;

7. Способность обучаться на наборах данных в режиме реального времени, без написания программы, что часто является более рентабельным и практичным, особенно когда изменения становятся критически важными;

8. Возможность быстрой разработки с использованием уже существующих стандартных программных приложений, а необходимая специфика может быть заложена в них в процессе обучения.

Отличительными характеристиками современных систем ИИ является не только их способность учиться на опыте, но и самосовершенствоваться в ходе эксплуатации, что составляет неотъемлемую часть так называемых

когнитивных вычислений, кардинально повышающих эффективность процессов принятия решений при работе с большими данными.

Главной частью основных фондов на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях являются скважины. При строительстве скважин в среднем 20–25 % от времени строительства уходит на борьбу с осложнениями и аварийными ситуациями. Стоимость бурения скважин имеет тенденцию к повышению, а осложнения при бурении становятся все более нежелательными. Сокращение потерь рабочего времени для устранения осложнений и их последствий является одной из основных возможностей для увеличения коэффициента производительности работ при строительстве скважин. Основными видами осложнений являются: прихват бурильной колонны в результате осыпей и обрушений неустойчивых пород, сужение ствола скважины осыпающимися породами, поглощение бурового раствора и газонефтеводопроявления (ГНВП). Доля данных осложнений составляет до 85 % от их общего количества, фиксируемого при разработке нефтегазовых месторождений. Рассматриваемые виды основных осложнений приводят к длительным, дорогостоящим простоям и значительным непроизводительным затратам на их устранение и ликвидацию последствий. Доля затрат на устранение осложнений и вызванных ими аварийных ситуаций может составлять до 25 % стоимости строительства скважин. Своевременное предотвращение

осложнений и аварий при бурении является крайне важной и актуальной задачей и требует создания комплекса методов для их заблаговременного выявления с использованием современных систем искусственного интеллекта и машинного обучения.

С учетом сложности операций, выполняемых при разработке нефтегазовых месторождений, наличием неопределенностей, связанных с геолого-геофизическими и внешними условиями, искусственные нейронные сети (ИНС) и методы машинного обучения можно отнести к категории эффективных инструментов при построении автоматизированной системы предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин (АС ПОАС) (Юрченко, Крюков, 2018) (рис. 1).

Принятие необходимых мер по предотвращению аварийных ситуаций возможно при достоверном прогнозировании их наступления на основе анализа результатов измерений параметров технологических процессов строительства скважин. Автоматизированная система должна выполнять программную обработку результатов измерений в реальном масштабе времени, прогнозирование возникновения возможных осложнений и выдачу предупреждающих сообщений. При этом в большинстве случаев возникновение осложнений при строительстве скважин определяется сложной совокупностью геолого-геофизических и технологических параметров и не может быть выявлено в результате визуальных наблюдений оператором.

Для эффективного функционирования АС ПОАС, с учетом специфики сценариев возникновения различных типов осложнений, она должна включать в свой состав интегрированный комплекс технологий ИИ, объединяющий, как правило, вспомогательные методы машинного обучения и классификационные нейросетевые модели. При этом архитектура системы должна быть открытой на всех уровнях организации: структурном, функциональном, организации данных и интерфейсом (Баканов и др., 2009).

Определяющим фактором для построения АС ПОАС на базе современных технологий искусственного интеллекта является сбор и организация информации, формирование интегрированной базы технических, технологических и геолого-геофизических данных.

### Организация хранения и подготовки данных в автоматизированной системе предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин

В настоящее время для обмена данными между различными службами и организациями, работающими в нефтегазовой отрасли, широко применяется международный открытый стандарт WITSML (Wellsite Information Transfer Standard Markup Language), основанный на открытых интернет-стандартах (W3C, SOAP, WSDL, XML) и имеющий свой открытый интерфейс прикладных программ (Standards Software Development Kit (SDK), Open Subsurface Data Universe). В качестве источников данных при проведении исследований использовались: открытый Dataset компании Equinor по месторождению (<https://data.equinor.com/dataset/Volve>) – данные по разработке 16 скважин, архивные данные геолого-технологических исследований отечественных компаний-разработчиков месторождений Западносибирского нефтегазоносного бассейна – 25 скважин и Среднерусского нефтегазоносного бассейна – 32 скважины. В результате проведенного анализа подтверждены и обработаны данные по 38 осложнениям различных типов. Для повышения эффективности прогнозирования осложнений при обработке данных использовались методы машинного обучения выявления аномальных отклонений параметров от штатных режимов функционирования бурового оборудования.

Для расширения области исходных данных и ее кластеризации использовались специально подготовленные симуляционные данные, сформированные по результатам моделирования типовых ситуаций возникновения

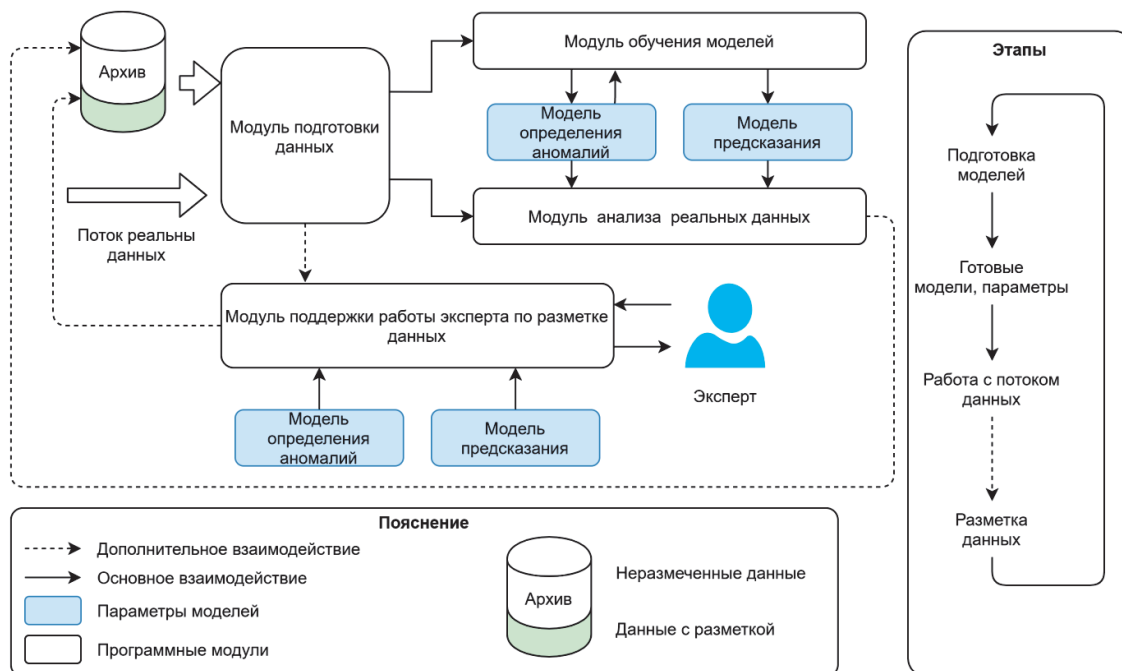


Рис. 1. Функциональная схема автоматизированной системы предупреждения осложнений и аварийных ситуаций (Юрченко, Крюков, 2018)

осложнений заданных типов на буровом тренажере (Архипов и др., 2020; Дмитриевский и др., 2020).

Подготовка исходных данных для построения моделей проведения нейросетевых расчетов состоит из формирования и разметки наборов временных/поглубинных данных (WITSM Realtime drilling data) и данных буровых журналов (WITSM Daily drilling reports) в формате WITSM (WITSM Data Standards), содержащих информацию об осложнениях. Такие наборы могут быть сформированы, как с использованием имеющейся информации по конкретной скважине, так и на основе архивных данных, содержащих информацию о ранее пробуренных скважинах со схожими геологическими характеристиками.

Для работы с данными в формате WITSM и формирования исходных наборов для построения моделей выявления и прогнозирования осложнений разработан программный модуль подготовки данных, состоящий из набора сервисных процедур и клиентской части (рис. 2).

Модуль подготовки данных обеспечивает выполнение следующих процедур:

- просмотра и предварительного анализа WITSM Realtime drilling data по каждой из скважин и выбора скважин для использования в дальнейших расчетах;
- интерактивного разбора структуры данных буровых журналов Daily Drilling Reports WITSM Data;
- просмотра записей по литологиям для каждой скважины;
- выбора по заданным критериям записей по аномальным и аварийным ситуациям.

При выполнении процедур используется объектная модель данных Energistic. Информация сохраняется в форме связанных таблиц, отражающих XML структуру объектов drillReports в соответствии со спецификацией WITSM 1.4.1. Для хранения данных используется файловое хранилище и база данных на основе системы управления базами данных (СУБД) MS SQL Server.

Для автоматизированного отбора данных по осложнениям в соответствии с заданными критериями (наличие заданных ключевых слов, характерных изменений технологических параметров и др.) разработан интерфейс оператора (рис. 3). Для наглядности, выводимые на экран записи, содержащие информацию о различных типах осложнений, выделяются цветом: «Прихват» – красным, «Поглощение» – фиолетовым, «ГНВП» – зеленым. Для удобства анализа реализована процедура графического представления параметрической информации, содержащейся в файлах Realtime Drilling (рис. 4).



Рис. 2. Блок-схема модуля подготовки данных

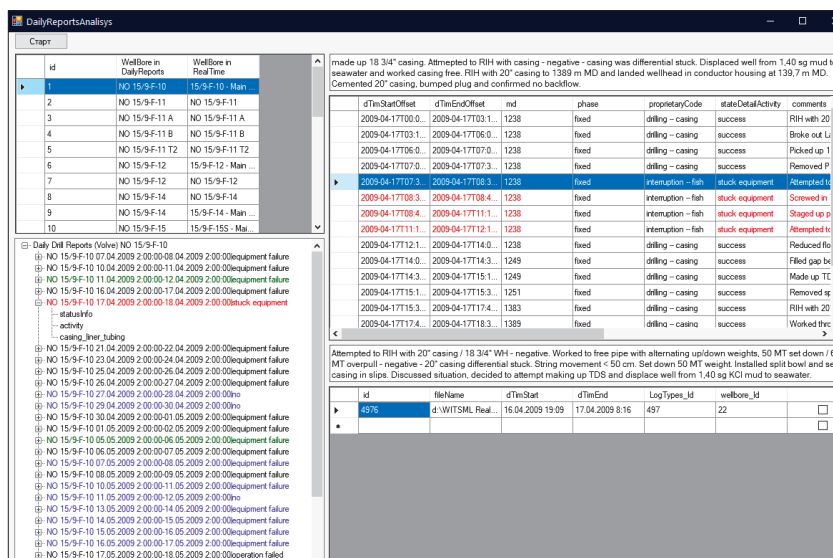


Рис. 3. Интерфейс блока выбора информации, относящейся к осложнениям

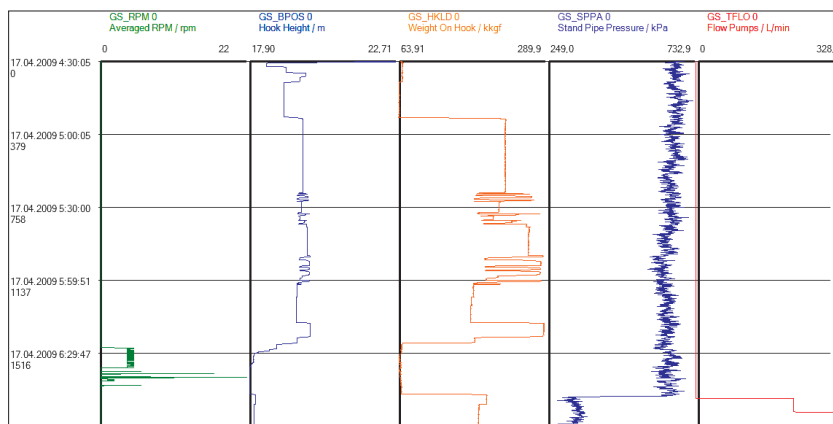


Рис. 4. Пример графического представления параметрической информации по выбранным осложнениям

В результате автоматизированного сбора и подготовки данных создаются хранилища неразмеченных (отсутствует соответствующая контекстная информация, данные буровых журналов и т.д.) и размеченных по результатам экспертизы данных геолого-технологических исследований, формируются конфигурационные массивы (файлы) для формирования и обучения моделей, а также тестовые массивы для их валидации, структурируются и хранятся различные виды геолого-геофизической, технологической и контекстной информации, образующие в своей совокупности интегрированную базу данных АС ПОАС.

### Структурная организация автоматизированной системы предупреждения осложнений и аварийных ситуаций

Этапы технологического цикла функционирования АС ПОАС показаны на правой части схемы (рис. 1), в соответствии с которой можно выделить три основных этапа:

- подготовка данных и информационная поддержка работы экспертов по выделению возможных осложнений в неразмеченных данных;
- формирование, обучение и валидация нейросетевых моделей и моделей методов машинного обучения на подготовленных экспертами и на неразмеченных массивах данных;
- обработка и анализ реально-временных данных бурения с прогнозированием возможностей наступления осложнений заданных типов: «Прихват», «Поглощение» и «ГНВП», формирование и вывод на экран оператора-бурильщика соответствующих предупреждающих сообщений и рекомендаций по предотвращению аварийных ситуаций.

Модуль формирования и обучения моделей реализован на языке Python (Keras: The Python Deep Learning library, LightGBM. Python API) и обеспечивает подготовку моделей применяемых для прогнозирования и предупреждения аварийных ситуаций в системах поддержки процесса бурения. В модуле реализованы функции сборки классификационных нейросетевых моделей.

Сформированная топология нейронной сети АС ПОАС состоит из трех основных слоёв:

- первый слой представляет собой многослойный перцептрон (Multilayered perceptron, MLP);
- затем идёт рекуррентный слой, состоящий из 4-х нейронов управляемого рекуррентного блока (Gated Recurrent Units, GRU);
- выходной слой для решения классификационной задачи состоит из двух нейронов с активационной функцией софтмакс (softmax).

Структурная схема классификационной нейросетевой модели выявления и прогнозирования осложнений АС ПОАС приведена на рис. 5

Модели формируются и обучаются в соответствии с заданными конфигурационными файлами, что позволяет менять гиперпараметры моделей без внесения изменений в код модуля. В качестве выходных данных выступают обученные модели, которые сохраняются в виде отдельных файлов со своим именем в формате hdf5 и включают в себя следующую структуру:

- топология модели, позволяющая воспроизвести обученную модель;
- настроенные весовые коэффициенты модели;
- состояние оптимизатора.

Модуль обработки реально-временных данных обеспечивает интеграцию моделей в АС ПОАС и выполняет следующие функции:

- загрузка обученных моделей предсказания аварийных ситуаций и параметров предобработки в соответствии с конфигурационными файлами;
- передача полученных векторов параметров в модуль обработки реальных данных и получение прогнозных значений моделей по накопленному окну параметров;
- логирование (запись системной информации) работы моделей.

Интерфейс оператора АС ПОАС для детального параметрического анализа причин возникновения осложнений типа «Поглощение» при проведении операции бурения представлен на рис. 6.

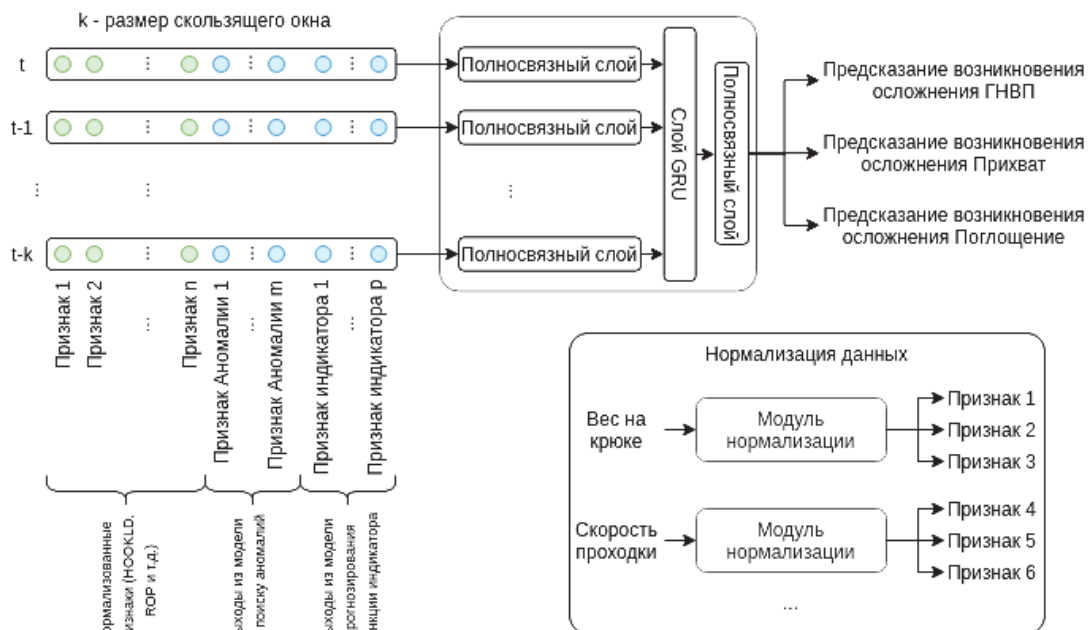


Рис. 5. Структурная схема классификационной нейросетевой модели прогнозирования осложнений

В левой части экрана отображается временная шкала и выполняемые технологические операции и режимы, а в правой – графическое представление изменения во времени параметров для выявления заданных типов осложнений.

Для оператора-буровика разработан упрощенный интерфейс с автоматическим определением прогнозных вероятностей возникновения осложнений и выводом на экран предупреждающих сообщений и сигнализации в случае превышения их значений заданного порога (рис. 7).

В левой части экрана в реальном масштабе времени отображаются значения технологических параметров, с возможностью выбора оператором, а в правой – значения вероятностей возникновения осложнений, рассчитанные по прогнозным и фактическим параметрам геолого-технологическим исследованиям (ГТИ). Предупреждения о возможности проявления осложнений выводятся на

экран оператора в виде стрелочных индикаторов, а также шкал временных разверток значений вероятностей возникновения осложнений заданных типов с цветовой сигнализацией: зеленый при отсутствии угрозы и красный при значениях вероятности больше 0,5.

Для расчёта точности использовались метрики Ассигасу и f1 score. Оценка Ассигасу считалась как отношение количества моментов, в которых совпали эталонные и предсказанные метки, к общему количеству моментов. Для расчёта оценок f1 score сначала для каждого класса рассчитывалось количество верно отнесённых (TP) к нему точек, неверно отнесённых (FP) и неверно неотнесённых (FN). После этого рассчитывалось общее значение точности, равное  $TP / (TP + FP)$ , и полноты –  $TP / (TP + FN)$ . При этом каждый пример брался с весом, зависящем от представительности класса. Выбор метрик качества основывался на составе используемых данных и применяемых методов их обработки.

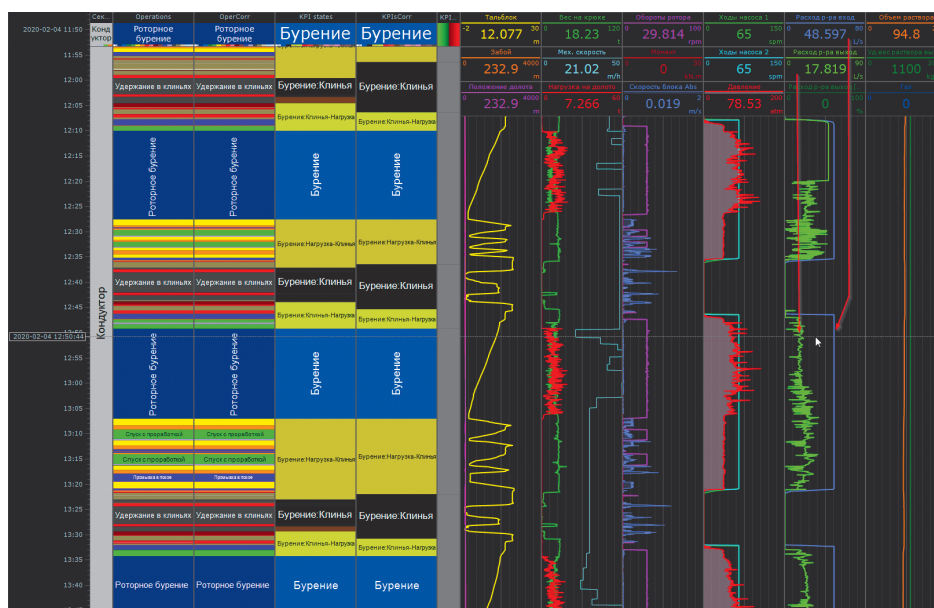


Рис. 6. Выявление осложнения типа «Поглощение» при бурении скважины

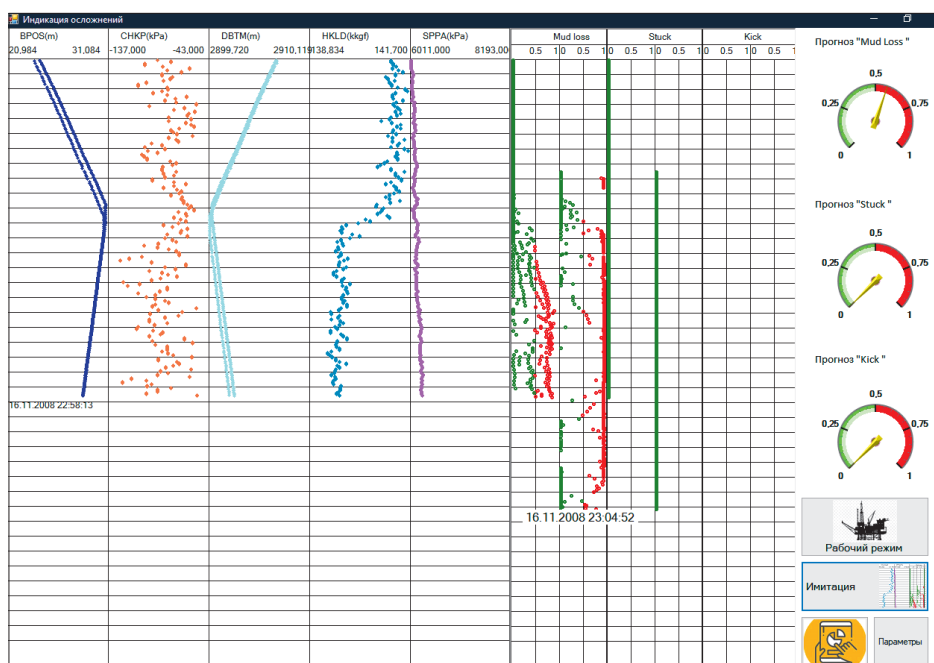


Рис. 7. Интерфейс оператора-буровика

По результатам тестирования классификационной нейросетевой модели получены следующие точности прогнозирования различных видов осложнений: «ГНВП» – 96%; «Поглощение» – 79%; «Прихват» – 87%.

### Проблемы и основные направления их решения

Одной из основных проблем при разработке и внедрении систем ИИ в отечественной нефтегазовой отрасли является проблема доступности данных, организация их сбора, структурирования, хранения и распределения потребителям. Основными препятствиями в решении данной проблемы являются ведомственные барьеры и протекционизм данных нефтегазовых компаний – разработчиков месторождений.

В настоящее время нефтяная и газовая промышленность достигли значительных успехов в улучшении производительности бурения, добавив высокотехнологичные скважинные инструменты и датчики, изменив классические процедуры бурения и используя самые современные системы наземных буровых установок. Прогресс в оптимизации процессов строительства нефтяных и газовых скважин на основе использования постоянно доступных исторических и оперативно получаемых геолого-геофизических и технологических данных оказался незначительным. Оснащение бурильщика и инженеров конкретными и быстрыми решениями, основанными на внедрении технологий искусственного интеллекта при моделировании и обработке полевых данных в реальном времени, теперь является ключом к повышению операционной эффективности и снижению затрат при строительстве нефтяных и газовых скважин, обеспечении производственной и экологической безопасности.

Основными векторами развития в этом направлении является следующее:

- создание современных интерактивных сред для обеспечения сбора, систематизации и анализа всей оперативной информации в режиме реального времени и обеспечение на этой основе проактивного управления процессом строительства скважин (месторождений);
- автоматизация производственных процессов на основе внедрения систем искусственного интеллекта;
- создание и внедрение новых ИИ-инструментов для дистанционного мониторинга и управления операционной деятельностью;
- использование интегрированных кросс-функциональных показателей эффективности систем ИИ и деятельности компании в целом, позволяющих оптимизировать все этапы их операционной деятельности.

Вследствие масштабности и сложности данной задачи она не может решаться без внедрения современных методов искусственного интеллекта и инновационных информационных технологий с непосредственным участием в проектах ИТ и сервисных компаний, а также профильных научных организаций.

Примером может служить деятельность компании Equinor, ставшей одним из основателей инициативы OSDU (Open Subsurface Data Universe™), глобального сотрудничества между большинством крупнейших мировых операторов и сервисных фирм в определении стандартов для архитектуры открытых данных для недр, создания

открытых банков данных геолого-технологической информации, формируемых начиная от проектирования и строительства скважин до сопровождения их на всех этапах жизненного цикла. При проектировании новых скважин и месторождений используются накопленные данные, интегрированные на основе облачных технологий.

Все более широкое внедрение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин приводит к растущему в геометрической прогрессии количеству и большей специализации моделей искусственных нейронных сетей, настроенных на решение различных целевых задач: планирование разработки, оптимизация технологических режимов, прогнозирование различных типов осложнений при бурении (прихваты, поглощения, ГНВП, износ долота и др.) нефтяных и газовых скважин.

В настоящее время в области применения информационных технологий в нефтегазовой отрасли, сложился облик универсальных информационных систем – единая цифровая платформа с возможностью создания программного интерфейса API для взаимосвязи с объединенными ресурсами компании разработчика и потребителей разных уровней. В отличие от этого в области ИИ отсутствуют единые подходы по объединению специализированных систем, методов и решений (ИНС, методы машинного обучения, системы поддержки принятия решений, экспертные системы), на базе единой цифровой платформы ИИ, позволяющей работать с большими объемами неструктурированных данных.

При этом основным проблемным вопросом является интеграция специализированных моделей искусственных нейронных сетей и методов машинного обучения в единую систему, обеспечивающую эффективное решение заданного комплекса задач в условиях априорной неопределенности, связанной с конкретными геолого-геофизическими, техническими и технологическими условиями и факторами. Применительно к проблеме реализации системного подхода при внедрении методов ИИ для решения задач повышения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин встает вопрос: на какой основе возможно объединение таких разнородных моделей как прогнозирование различающихся по своей природе осложнений: прихватов, поглощений, газонефтеводопроявлений и др.

Поэтому основным направлением решения данной проблемы в нефтегазовой отрасли является агрегирование разнородных программно-алгоритмических комплексов (ПАК) ИИ в единую систему. Под агрегированием разнородных ПАК ИИ понимается их объединение в самообучающуюся систему на основе унифицированных алгоритмов самоорганизации ИИ, образующих единую Smart среду (платформу) в информационно-управляющем пространстве технологическими процессами нефтегазовой отрасли.

Данная парадигма самоорганизующейся ИИ-Системы, как новейшая концепция динамической адаптации к условиям конкретного нефтегазового производства, позволит обеспечивать интеграцию перспективных нефтегазовых технологий на основе внедрения Smart платформы агрегирования разнородных ПАК ИИ. Разработку новых Smart технологий ИИ для нефтегазовой отрасли планируется

реализовать в рамках создания Интегрированного центра нефтегазовых технологий на базе агрегированной системы искусственного интеллекта, создание которого позволит перейти на качественно новый технологический уровень решения всего комплекса задач нефтегазовой отрасли.

## Заключение

В ходе исследований определена структура и параметры оптимальной конфигурации моделей нейронных сетей и методов машинного обучения, разработан экспериментальный образец программного комплекса, предназначенный для обеспечения функционирования автоматизированной системы предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Исследования позволили выявить ряд общих проблемных вопросов во внедрении технологий искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли и определить основные направления по их решению в рамках разработки и внедрения единой интегрированной цифровой платформы ИИ и совершенствования методов потоковой обработки больших объемов геолого-геофизических и реально-временных технологических данных.

## Финансирование

Статья подготовлена в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геологоразведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688.

## Литература

Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. (2017). Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 54–58. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-54-58

Архипов А.И., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д., Бороздин С.О., Сафарова Е.А., Сейнаров М.Р. (2020). Анализ качества данных станции геолого-технологических исследований при распознавании поглощений и газонефтеводопроявлений для повышения точности прогнозирования нейросетевых алгоритмов. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 63–67.

Баканов А.Б., Дрождин В.В., Зинченко Р.Е., Кузнецов Р.Н. (2009). Методы адаптации и поколения развития программного обеспечения. *Известия ПГТУ им. В.Г. Белинского*, 13(17), с. 66–69.

Бобб И.Ф. (2018). Международный опыт создания нефтегазовых IT-технологий для моделирования месторождений. *Георесурсы*, 20(3), с. 193–196. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.193-196>

Дмитриевский А.Н., Дуплякин В.О., Еремин Н.А., Капранов В.В. (2019). Алгоритм создания нейросетевой модели для классификации в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин. *Датчики и системы*, 12(243), с. 3–10. DOI: 10.25728/datsys.2019.12.1

Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А. (2020а). Цифровой нефтегазовый комплекс России. *Георесурсы*,

Спецвыпуск, с. 32–35. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.32-35>

Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е. (2020b). Роль информации в применении технологий искусственного интеллекта при строительстве скважин для нефтегазовых месторождений. *Научный журнал Российского газового общества*, 3(26), с. 22–37.

Дьяконов А.Г., Головина А.М. (2017). Выявление аномалий в работе механизмов методами машинного обучения. *Аналитика и управление данными в областях с интенсивным использованием данных: труды XIX Межд. конф. DAMDID/RCDL*, с. 469–476.

Еремин Н.А. (1994). Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. М: Наука, 462 с.

Еремин Н.А., Черников А.Д., Сарданашвили О.Н., Столяров В.Е., Архипов А.И. (2020). Цифровые технологии строительства скважин. Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин. *Деловой журнал Neftegaz.Ru*, 4(100), с. 38–50.

Ивлев А.П., Еремин Н.А. (2018). Петророботика: роботизированные буровые комплексы. *Бурение и нефть*, 2, с. 8–13.

Кабанихин С.И., Шишленин М.А. (2018). Цифровое месторождение. *Георесурсы*, 20(3), с. 139–141. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.139-141>

Казначеев П.Ф., Самойлова Р.В., Курчиски Н.В. (2016). Применение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности в нефтегазовой и других сырьевых отраслях. *Экономическая политика*, 11(5), с. 188–197. DOI: 10.18288/1994-5124-2016-5-09

Линд Ю.Б., Мулюков Р.А., Кабирова А.Р., Мурзагалин А.Р. (2013). Оперативное прогнозирование осложнений при бурении. *Нефтяное Хозяйство*, 2, с. 55–57.

Лоерманс Т. (2017). Расширенные геолого-технические исследования скважин: первые среди равных. *Георесурсы*, 19(3), с. 216–221. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.11>

Муслимов Р.Х. (2017). Решение фундаментальных проблем нефтяной отрасли России – основа масштабного перехода к инновационному развитию. *Георесурсы*, 19(3), с. 151–158. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.1>

Пиучгин О.Н., Прокофьева Ю.З., Александров Д.М. (2013). Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования. *Нефтепромысловое дело*, 11, с. 69–75.

Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геологоразведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах. (2019). Отчет ИПНГ РАН.

Ракичинский В.Н., Следков В.В. (2014). Снижение рисков при строительстве скважин опыт Лукойла. *Rogtec*, 10.09, с. 62–72.

Юрченко И. Г., Крюков А.О. (2018). Преимущества и недостатки внедрения самообучающихся нейронных сетей на предприятиях нефтегазового комплекса. *Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Межд. симпозиума им. академика М.А. Усова*. Томск, т. 2, с. 835–836.

Abu-Abed F, Khabarov A. (2017). Classification of pre-emergency situations in the process of industrial drilling of oilfield well systems. *J. Fundam. Appl. Sci.*, 9(2S), pp. 1171–1181.

Alotaibi B., Aman B., & Nefai M. (2019, March 15). Real-Time Drilling Models Monitoring Using Artificial Intelligence. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/194807-MS>

Chen T., Guestrin C. (2016). Xgboost: A scalable tree boosting system. *Proc. 22nd ACM SIGKDD Int. Conf on Knowledge Discovery and Data Mining*, pp. 785–794.

Djamaluddin B., Prabhakar P., James, B., Muzakir A., & AlMayad H. (2019). Real-Time Drilling Operation Activity Analysis Data Modelling with Multidimensional Approach and Column-Oriented Storage. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/194701-MS>

Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. (2019). Digital transformation of gas production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/700/1/012052>

Gurina E., Klyuchnikov N., Zaytsev A., Romanenkova E., Antipova K., Simon I., Makarov V., Koroteev D. (2020). Application of machine learning to accidents detection at directional drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106519. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106519>

Kanfar R., Shaikh O., Yousefzadeh M., Mukerji T. (2020). Real-Time Well Log Prediction From Drilling Data Using Deep Learning. arXiv: 2001.10156. DOI: 10.2523/IPTC-19693-MS

Kohonen T. (1990). The self-organizing map. *Proceedings of the IEEE*, 78(9), pp. 1464–1480.



Li Y., Sun R., Horne R. (2019). Deep learning for well data history analysis. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/196011-MS>

Liu F.T., Tony T.K.M., Zhou Z.H. (2008). Isolation forest. *Proc. Eighth IEEE Int. Conf. on Data Mining*, pp. 413–422.

Mayani M.G., Baybolov T., Rommetveit R., Ødegaard S. I., Koryabkin V. & Lakhtionov S. (2020). Optimizing Drilling Wells and Increasing the Operation Efficiency Using Digital Twin Technology. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/199566-MS>

Noshi C.I., & Schubert J.J. (2018). The Role of Machine Learning in Drilling Operations. A Review. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/191823-18ERM-MS>

Singh K., Yalamarty S.S., Kamyab M., & Cheatham C. (2019). Cloud-Based ROP Prediction and Optimization in Real Time Using Supervised Machine Learning. *Unconventional Resources Technology Conference*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-343>.

### Сведения об авторах

*Александр Дмитриевич Черников* – ведущий научный сотрудник, канд. тех. наук, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

*Николай Александрович Еремин* – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН; профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный

университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

E-mail: [ermn@mail.ru](mailto:ermn@mail.ru)

*Владимир Евгеньевич Столяр* – заместитель заведующего Аналитическим центром научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

*Александр Георгиевич Сбоев* – ведущий научный сотрудник, канд. тех. наук, Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»

Россия, 123098, Москва, пл. Академика Курчатова, 1

*Ольга Кимовна Семенова-Чащина* – ведущий инженер, канд. тех. наук, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

*Леонид Константинович Фицнер* – ведущий инженер, канд. тех. наук, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

*Статья поступила в редакцию 21.07.2020;*

*Принята к публикации 10.09.2020; Опубликована 30.09.2020*

IN ENGLISH

## Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions

*A.D. Chernikov<sup>1</sup>, N.A. Eremin<sup>1,2\*</sup>, V.E. Stolyarov<sup>1</sup>, A.G. Sboev<sup>3</sup>, O.K. Semenova-Chaschina<sup>1</sup>, L.K. Fitsner<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>*Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

<sup>2</sup>*National University of Oil and Gas «Gubkin University» (Gubkin University), Moscow, Russian Federation*

<sup>3</sup>*National Research Center «Kurchatov Institute», Moscow, Russian Federation*

*\*Corresponding author: Nikolay A. Eremin, e-mail: [ermn@mail.ru](mailto:ermn@mail.ru)*

**Abstract.** This paper poses and solves the problem of using artificial intelligence methods for processing large volumes of geodata from geological and technological measurement stations in order to identify and predict complications during well drilling. Digital modernization of the life cycle of wells using artificial intelligence methods, in particular, helps to improve the efficiency of drilling oil and gas wells. In the course of creating and training artificial neural networks, regularities were modeled with a given accuracy, hidden relationships between geological and geophysical, technical and technological parameters were revealed. The clustering of multidimensional data volumes from various types of sensors used to measure parameters during well drilling has been carried out. Artificial intelligence classification models have been developed to predict the operational results of the well construction. The analysis of these issues is carried out, and the main directions for their solution are determined.

**Keywords:** artificial intelligence, machine learning methods, geological and technological research, neural network model, regression model, construction of oil and gas wells, identification and prediction of complications, prevention of emergency situations

**Recommended citation:** Chernikov A.D., Eremin N.A., Stolyarov V.E., Sboev A.G., Semenova-Chaschina O.K.,

Fitsner L.K. (2020). Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 87–96. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.87-96>

### Acknowledgments

*The article was prepared as part of the work of the Federal Target Program «Research and Development in Priority Areas of Development of the Scientific and Technological Complex of Russia for 2014–2020» on the topic: «Development of a high-performance automated system for preventing complications and emergencies during the construction of oil and gas wells based on permanent geological and technological models of deposits using artificial intelligence technologies and industrial blockchain to reduce the risks of geological exploration, incl. on offshore projects «under the Agreement with the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on the allocation of a subsidy in the form of a grant dated November 22, 2019 No. 075-15-2019-1688.*

### References

Abu-Abed F, Khabarov A. (2017). Classification of pre-emergency situations in the process of industrial drilling of oilfield well systems. *J. Fundam. Appl. Sci.*, 9(2S), pp. 1171–1181.

Abukova L.A., Dmitrievsky A.N., Eremin N.A. (2017). Digital

modernization of Russian oil and gas complex. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 11, pp. 54–58. (In Russ.). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-54-58

Alotaibi B., Aman B., & Nefai M. (2019, March 15). Real-Time Drilling Models Monitoring Using Artificial Intelligence. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/194807-MS>

Arkhipov A.I., Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D., Borozdin S.O., Safarova E.A., Seinaroev M.R. (2020). Data quality analysis of the station of geological and technological researches in recognizing losses and kicks to improve the prediction accuracy of neural network algorithms. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 8(1162), pp. 63–67. (In Russ.)

Bakanov A.B., Drozhdin V.V., Zinchenko R.E., Kuznetsov R.N. (2009). Methods of adaptation and generation of software development. *Izvestiya PGPU im. V.G. Belinskogo*, 13(17), pp. 66–69. (In Russ.)

Bobb I.F. (2018). International experience of E&P software solutions development. *Georesursy = Georesources*, 20(3), pp. 193–196. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.103-196>

Chen T., Guestrin C. (2016). Xgboost: A scalable tree boosting system. *Proc. 22nd ACM SIGKDD Int. Conf on Knowledge Discovery and Data Mining*, pp. 785–794.

Development of a high-performance automated system for preventing troubles and emergencies during the construction of oil and gas wells based on constantly operating geological and technological models of fields using artificial intelligence technologies and industrial block chain to reduce the risks of geological exploration, including on offshore projects. (2019). Report. Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences. (In Russ.)

Diakonov A.G., Golovina A.M. (2017). Detection of anomalies in the work of mechanisms by machine learning methods. Analytics and data management in areas with intensive data use: *Proc. XIX Int. Conf. DAMDID/RCDL*, pp. 469–476.

Djamaluddin B., Prabhakar P., James, B., Muzakir A., & AlMayad H. (2019). Real-Time Drilling Operation Activity Analysis Data Modelling with Multidimensional Approach and Column-Oriented Storage. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/194701-MS>

Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. (2020). The role of information in the application of artificial intelligence technologies in the construction of wells for oil and gas fields. *Nauchnyi zhurnal Rossiiskogo gazovogo ob-shchestva*, 3(26), pp. 22–37. (In Russ.)

Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Filippova D.S., Safarova E.A. (2020). Digital oil and gas complex of Russia. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 32–35. (In Russ.). DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.32-35>

Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. (2019). Digital transformation of gas production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/700/1/012052>

Eremin N.A. (1994). Hydrocarbon field simulation by fuzzy logic methods. Moscow: Nauka, 462 p. (In Russ.)

Eremin N.A., Chernikov A.D., Sardanashvili O.N., Stolyarov V.E., Arkhipov A.I. (2020). Digital well-building technologies. Creation of a high-performance automated system to prevent complications and emergencies in the process of construction of oil and gas wells. *Business magazine «Neftegaz. RU»*, 4(100), pp. 38–50. (In Russ.)

Gurina E., Klyuchnikov N., Zaytsev A., Romanenkova E., Antipova K., Simon I., Makarov V., Koroteev D. (2020). Application of machine learning to accidents detection at directional drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106519. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106519>

Ivlev A., Eremin N. (2018). Petrobotics: robotic drilling systems. *Burenie i nefi*, 2, pp. 8–13. (In Russ.)

Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. (2018). Digital field. *Georesursy = Georesources*, 20(3), pp. 139–141. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.139-141>

Kanfar R., Shaikh O., Yousefzadeh M., Mukerji T. (2020). Real-Time Well Log Prediction From Drilling Data Using Deep Learning. arXiv: 2001.10156. DOI: 10.2523/ITPC-19693-MS

Kaznacheev P.F., Samoilova R.V., Kjurchisky N.V. (2016). Improving Efficiency of the Oil and Gas Sector and Other Extractive Industries by Applying Methods of Artificial Intelligence. *Ekonomicheskaya Politika = Economic Policy*, 11(5), pp. 188–197. DOI: 10.18288/1994-5124-2016-5-09

Kohonen T. (1990). The self-organizing map. *Proceedings of the IEEE*, 78(9), pp. 1464–1480.

Li Y., Sun R., Horne R. (2019). Deep learning for well data history analysis. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/196011-MS>

Lind Yu.B., Mulyukov R.A., Kabirova A.R., Murzagalin A.R. Online prediction of troubles in drilling process. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 2, pp. 55–57. (In Russ.)

Liu F.T., Tony T.K.M., Zhou Z.H. (2008). Isolation forest. *Proc. Eighth IEEE Int. Conf. on Data Mining*, pp. 413–422.

Loermans T. (2017). AML (Advanced Mud Logging): First Among Equals. *Georesursy = Georesources*, 19(3), pp. 216–221. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.11>

Mayani M.G., Baybolov T., Rommetveit R., Ødegaard S. I., Koryabkin V. & Lakhionov S. (2020). Optimizing Drilling Wells and Increasing the Operation Efficiency Using Digital Twin Technology. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/199566-MS>

Muslimov R.Kh. (2017). Solving the Fundamental Problems of the Russian Oil Industry is the Basis for a Large-Scale Transition to Innovative Development. *Georesursy = Georesources*, 19(3), pp. 151–158. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.1>

Noshi C.I., & Schubert J.J. (2018). The Role of Machine Learning in Drilling Operations. A Review. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/191823-18ERM-MS>

Pichugin O.N., Prokofiev, Y.Z., Alexandrov D.M. (2013). Decision Trees as an effective method for analysis and forecasting. *Neftepromyslovoe delo*, 11, pp. 69–75. (In Russ.)

Rakichinsky V.N., Sledkov V.V. (2014). Risk Management for Well Construction Technology Implementation at Lukoil. *Rogtec*. 10.09, pp. 62–72. (In Russ.)

Singh K., Yalamarty S.S., Kamyab M., & Cheatham C. (2019). Cloud-Based ROP Prediction and Optimization in Real Time Using Supervised Machine Learning. *Unconventional Resources Technology Conference*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-343>.

Yurchenko I.G., Kryukov A.O. (2018). Advantages and disadvantages of introducing self-learning neural networks at oil and gas industry. *Problems of geology and development of mineral resources: Proc. XXII Int. Symp. Tomsk*, vol. 2, pp. 835–836. (In Russ.)

#### About the Authors

*Alexander D. Chernikov* – Leading Researcher, Cand. Sci. (Engineering), Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Nikolay A. Eremin* – Dr. Sci. (Engineering), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences; Professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University» (Gubkin University)

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

E-mail: [ermn@mail.ru](mailto:ermn@mail.ru)

*Vladimir E. Stolyarov* – Deputy Head of the Analytical Center for Technology Forecasting in the Oil and Gas Industry, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Alexander G. Sboev* – Leading Researcher, Cand. Sci. (Engineering), National Research Center «Kurchatov Institute»

1, Ak. Kurchatov pl., Moscow, 123098, Russian Federation

*Olga K. Semenova-Chashchina* – Leading Engineer, Cand. Sci. (Engineering), Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Leonid K. Fitsner* – Leading Engineer, Cand. Sci. (Engineering), Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Manuscript received 21 July 2020;*

*Accepted 10 September 2020;*

*Published 30 September 2020*

# ГЕОРЕСУРСЫ

Ежеквартальный рецензируемый научно-технический журнал

Издается с 1999 года

Главный редактор: Л.М. Ситдикова (Казанский федеральный университет)

## Правила публикации статей в журнале

### Порядок публикации:

- Редакцией журнала принимаются к рассмотрению только оригинальные (**ранее нигде не опубликованные и не поданные параллельно на рассмотрение в другие издания**) статьи на русском и английском языках.
- Статьи публикуются бесплатно. Плата с авторов за подготовку статьи к публикации и публикацию статьи не взимается.
- Все статьи, принятые к публикации в журнале, публикуются **в обязательном порядке на русском и английском языках.**
- Все поступающие в Редакцию журнала статьи **проверяются на плагиат.**
- После поступления статьи в Редакцию, авторы в течение 5 рабочих дней получают уведомление о поступившей статье. Через 8-12 недель после получения уведомления о принятии статьи к рассмотрению, Редакция сообщает авторам о результатах рассмотрения и рецензирования.
- Все статьи, принятые к рассмотрению, проходят обязательное двойное слепое рецензирование. Тексты рецензий загружаются в РИНЦ в закрытом доступе.
- В случае положительного решения, статья публикуется в порядке очереди.
- Статья направляется в Редакцию журнала в электронном варианте **по e-mail: [mail@geors.ru](mailto:mail@geors.ru).**
- **Обязательно наличие Сопроводительного письма**, подписанного всеми авторами.

---

Подробный порядок публикации и правила оформления статей в журнале на сайте: [www.geors.ru](http://www.geors.ru).

### Контакты:

Заместитель Главного редактора: Д.А. Христофорова

E-mail: [mail@geors.ru](mailto:mail@geors.ru)

Тел: +7 (843) 239-05-30

### Основные правила оформления:

- Статья представляется в формате Microsoft Word. Текст, рисунки, таблицы и подписи должны быть поданы как в самом варианте статьи, так и в отдельных файлах. Объем статьи не ограничен.
- Материал статьи должен быть структурирован, к примеру: Введение; Материалы и методы; Результаты; Обсуждение и выводы; Благодарности/ Финансирование; Список литературы.

Во Введении необходимо описать актуальность и новизну проведенного в рамках статьи исследования, указать цели и задачи исследования, представить обзор литературы, карту-схему района исследований.

- Графические материалы должны быть **хорошего качества с читаемыми надписями и условными обозначениями.**
- Пристатейный список литературы должен быть оформлен в алфавитном порядке с указанием полных библиографических данных источника. Ссылки на источник помещаются в тексте статьи в виде: (Иванов и др., 1986; Атлас горных пород, 1965).

**Обязательно наличие ссылки в тексте на источник, указанный в списке литературы, и наоборот, обязательно наличие библиографических данных источника в списке литературы при наличии ссылки в тексте.**

- **Обязательно наличие аннотации, ключевых слов и сведений об авторах.**

Аннотация (объемом от 100 до 200 слов) к статье выполняет функцию **независимого от статьи источника информации, поэтому должна быть понятной без обращения к самой статье.**

Аннотация должна **отражать основное содержание статьи: цели и задачи проведенного в рамках статьи исследования, методы, результаты, заключение.**

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

Key title: «Georesursy»  
Parallel title: «Georesources»

# ГЕОРЕСУРСЫ

Ежеквартальный рецензируемый научно-технический журнал. Издается с 1999 года.  
Главный редактор: Л.М. Ситдикова (Казанский федеральный университет)

Журнал включен/индексируется в:



Web of Science Core Collection  
Emerging Sources Citation Index (ESCI)

Scopus

Scopus



CAS (Chemical Abstracts Service) databases



GeoRef database



EBSCOhost™ databases



Directory of Open Access Journals (DOAJ)

Полнотекстовые электронные версии статей, публикуемых в журнале,  
размещаются в открытом доступе на сайте журнала [www.geors.ru](http://www.geors.ru).  
Материалы журнала доступны по лицензии Creative Commons Attribution 4.0 License (CC BY 4.0).

## Контакты:

Заместитель Главного редактора: Д.А. Христофорова

E-mail: [mail@geors.ru](mailto:mail@geors.ru)

Тел: +7 (843) 239-05-30