

**62**  
стр. Интегрированный подход  
в рок-типизации  
карбонатов

**92**  
стр. Снижение рисков  
непроизводительной  
закачки

**131**  
стр. Получение технического  
углерода из попутного  
газа

Потенциал data-driven подхода для принятия решений  
в нефтегазовой отрасли

стр. 137



# Читайте «ПРОНЕФТЬ» со смартфона в приложении!

Есть ли у нашего журнала свое мобильное приложение? Конечно, есть! Устанавливаете\* его с помощью QR-кодов ниже — и получаете обновления первыми.



ДЛЯ  
ANDROID\*



ДЛЯ  
iOS\*



ПО ВСЕМ ВОПРОСАМ  
ОБРАЩАЙТЕСЬ



**КЕРИМОВА Эльвира Римовна**  
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

**PRO НЕФТЬ**  
ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

## О ЖУРНАЛЕ

«ПРОнефть. Профессионально о нефти» — специализированный научно-технический журнал, в котором публикуются статьи по актуальным вопросам нефтегазовой отрасли. Подготовку издания осуществляет Научно-Технический Центр «Газпром нефти». Аудитория издания — сотрудники нефтегазовых и нефтесервисных компаний, представители научного сообщества, технологические и академические центры. Электронная версия всех выпусков журнала доступна на сайте издания <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/>. Журнал рецензируется и аккредитован в Высшей аттестационной комиссии (ВАК) по направлениям 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин», 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 25.00.18 «Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых».

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

**Яковлев В.В.**, председатель редакционной коллегии, заместитель генерального директора «Газпром нефти»

**Хасанов М.М.**, главный редактор, д.т.н., директор по науке «Газпром нефти»

**Аплонов С.В.**, д.геол.-мин.н., профессор, Санкт-Петербургский государственный университет

**Бахтизин Р.Н.**, д.физ.-мат.н., академик Академии наук Республики Башкортостан

**Бочков А.С.**, к.т.н., заместитель генерального директора по новым технологиям Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**Бухановский А.В.**, д.т.н., Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики

**Валиуллин Р.А.**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой геофизики, Башкирский государственный университет

**Вашкевич А.А.**, директор дирекции по технологическому развитию «Газпром нефти»

**Головин С.В.**, д.физ.-мат.н., профессор, заместитель председателя Сибирского отделения РАН по комплексному развитию

**Доктор С.А.**, директор по добыче «Газпром нефти»

**Золотухин А.Б.**, д.т.н., академик РАН, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина

**Кривцов А.М.**, д.физ.-мат.н., член-корреспондент РАН, заведующий кафедрой «Теоретическая механика», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

**Осипцов А.А.**, д.физ.-мат.н., профессор, Центр добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

**Постникова О.В.**, д.геол.-мин.н., заведующая научно-исследовательской лабораторией по проблемам нефтегазоносности Восточной Сибири, профессор кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

**Сарваров А.Р.**, к.т.н., директор дирекции по крупным проектам «Газпром нефти»

**Федоров К.М.**, д.физ.-мат.н., профессор, директор физико-технического института, Тюменский государственный университет

**Хафизов С.Ф.**, д.геол.-мин.н., заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

**Шашель В.А.**, к.т.н., заместитель генерального директора по интегрированным решениям Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

## РЕДАКЦИЯ

**Керимова Э.Р.**, выпускающий редактор, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**Ребров Д.А.**, советник заместителя генерального директора «Газпром нефти»

**Старикова Е.И.**, руководитель направления Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**Волков К.М.**, руководитель направления Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

## УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

## ИНДЕКСАЦИЯ

РИНЦ, scholar-google, ROAD, РГБ, ВИНТИ, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire. Журнал входит в перечень периодических научных изданий РФ, рекомендованных ВАК для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора наук



ABOUT THE JOURNAL

PROneft. Professionally about Oil is a specialized scientific and technical journal that publishes articles on topical issues of the oil and gas industry. Publications are prepared by the Gazprom Neft Science and Technology Center. The journal audience includes employees of petroleum and oilfield service companies, members of the scientific community, readers in research and academic centers. Electronic versions of all issues are available on the journal's website. The journal is reviewed and accredited by the Higher Attestation Commission (HAC) in the following disciplines: 25.00.15 Well Drilling and Development Technology, 25.00.17 Development and Operation of Petroleum Fields, 25.00.18 Offshore Field Development Technology.

EDITORIAL BOARD

**Vadim V. Yakovlev**, Chairman of the Editorial Board, Deputy General Director, Gazprom Neft  
**Mars M. Khasanov**, Editor-in-Chief, Dr. Sci. (Eng.), Scientific Director, Gazprom Neft  
**Sergey V. Aplonov**, Dr. Sci. (Geol.), Professor, St. Petersburg State University  
**Ramil N. Bakhtizin**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan  
**Andrey S. Bochkov**, Cand. Sci. (Eng.), Deputy General Director for New Technologies, Gazprom Neft Science and Technology Center  
**Alexander V. Bukhanovsky**, Dr. Sci. (Eng.), St. Petersburg National Research University of Information Technologies, Mechanics and Optics  
**Rim A. Valiullin**, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Geophysics, Bashkir State University  
**Alexey A. Vashkevich**, Director of the Technology Development Directorate, Gazprom Neft  
**Sergey V. Golovin**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Deputy Chairman of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences for Integrated Development  
**Sergey A. Doctor**, Director of the Production Directorate, Gazprom Neft  
**Anatoly B. Zolotukhin**, Dr. Sci. (Eng.), Academician of the Russian Academy of Sciences, Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)  
**Anton M. Krivtsov**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Head of the Department of Theoretical Mechanics, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University  
**Andrey A. Osipov**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Center for Hydrocarbon Production, Skolkovo Institute of Science and Technology

**Olga V. Postnikova**, Dr. Sci. (Geol.), Professor of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)  
**Aidar R. Sarvarov**, Cand. Sci. (Eng.), Director of the Major Projects Directorate, Gazprom Neft  
**Konstantin M. Fedorov**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Director of the Physics and Technology Institute, Tyumen State University  
**Sergey F. Khafizov**, Dr. Sci. (Geol.), Head of the Department of Oil and Gas Prospecting and Exploration, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)  
**Vadim A. Shashel**, Cand. Sci. (Eng.), Deputy General Director for Integrated Solutions, Gazprom Neft Science and Technology Center

EDITORIAL OFFICE

**Elvira R. Kerimova**, Executive Editor, Scientific Secretary, Gazprom Neft Science and Technology Center  
**Denis A. Rebrov**, Advisor to the Deputy General Director, Gazprom Neft  
**Ekaterina I. Starikova**, Project manager, Gazprom Neft Science and Technology Center  
**Konstantin M. Volkov**, Project manager, Gazprom Neft Science and Technology Center

CONTENT DISTRIBUTION TERMS

The content is distributed under the Creative Commons Attribution 4.0 License

INDEXING

RSCI, scholar-google, ROAD, RSL, VINITI, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire. The journal is included in the list of periodical scientific publications of the Russian Federation recommended by the Higher Attestation Commission for publication of main results of studies for the degree of Candidate of Sciences and Doctor of Sciences.

6

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ /  
GEOLOGY AND EXPLORATIONS

12

О.С. Генераленко, А.Ю. Колцун, С.И. Исаева, С.Л. Тарасов, В.А. Орлов  
**Комплексный подход к типизации и локализации отложений аномального разреза баженовской свиты Фроловской нефтегазоносной области**  
**Olga S. Generalenko, Anastasia Y. Koltsun, Svetlana I. Isaeva, Sergey L. Tarasov, Vladimir A. Orlov**  
Integrated approach to the typification and localization of deposits of the anomalous section of the Bazhenov formation of the Frolov oil and gas region

22

Г.Р. Вахитова, А.А. Казарян, Т.Ф. Хайбуллин  
**Уточнение петрофизической модели ачимовских отложений на основе фациального анализа условий осадконакопления**  
**Guzel R. Vahitova, Anzhela A. Kazaryan, Timur F. Khaybullin**  
Refinement of the petrophysical model of the Achimov formation based on facial analysis of sedimentation conditions

32

Д.В. Козиков, М.А. Васильев, К.В. Зверев, А.Н. Ланин, Ш.А. Нигаматов, С.А. Андронов  
**Особенности моделирования терригенных отложений Восточной Сибири на примере Хамакинского горизонта**  
**Dmitriy V. Kozikov, Mikhail A. Vasiliev, Konstantin V. Zverev, Andrei N. Lanin, Shafkat A. Nigamatov, Sergey A. Andronov**  
Main features of modeling terrigenous deposits in East-Siberia using the example of the Hamakinsky horizon

43

О.А. Попова, О.О. Ураев  
**Фациальные модели продуктивных пластов поднейтинского резервуара Бованенковского и Харасавэйского месторождений**  
**Oksana A. Popova, Oleg O. Uraev**  
Facies models of hydrocarbon-bearing formations of Podneytinskiy reservoir at Bovanenkovskoye and Kharasaveyskoye fields

54

Е.А. Фофанова, Ю.Н. Павельева, О.А. Мельникова, Б.В. Белозёров, Н.Ю. Коношонкина, Д.В. Бек  
**Количественная оценка площадной геологической сложности**  
**Ekaterina A. Fofanova, Yulia N. Paveleva, Oksana A. Melnikova, Boris V. Belozеров, Natalia Y. Konoshonkina, Daria V. Bek**  
Quantitative assessment of areal geological complexity

62

М.А. Кунцевич, С.В. Кузнецов, И.В. Перевозкин  
**Алгоритм рок-типизации карбонатных пород коллекторов с использованием интегрированного подхода (IRT)**  
**Mariia A. Kuntsevich, Sergey V. Kuznetsov, Igor V. Perevozkin**  
Carbonate reservoir rock typing algorithm based on integrated approach (IRT)

71

М.И. Протасов, Д.А. Литвиченко, В.В. Лисица, Д.М. Вишневский  
**Численное исследование возможностей построения изображений доюрского комплекса Томской и Новосибирской областей**  
**Maxim I. Protasov, Dmitry A. Litvichenko, Vadim V. Lisitsa, Dmitriy M. Vishnevskiy**  
Numerical study of the imaging capabilities of the pre-Jurassic complex of the Tomsk and Novosibirsk regions

## 81

А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, И.С. Каешков, М.В. Колесников, А.А. Ридель, В.В. Милокумов, Р.М. Гилемзянов, Д.Н. Гуляев  
**Мониторинг выработки коллектора в горизонтальных стволах по результатам нестационарной термометрии распределенными оптоволоконными датчиками**  
Andrey I. Ipatov, Mikhail I. Kremenetsky, Ilja S. Kaeshkov, Mikhail V. Kolesnikov, Alexander A. Rydel, Venjamin V. Milokumov, Renat M. Gilemzyanov, Danila N. Guliaev  
Horizontal wellbore production profile evaluation by distributed fiber-optic temperature surveillance

## 92

М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов, А.А. Ридель, Х.З. Мусалеев, А.Н. Никонорова  
**Снижение вероятности непроизводительной закачки по нестабильным трещинам авто-ГРП в нагнетательных скважинах с помощью комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований**  
Mikhail I. Kremenetsky, Andrey I. Ipatov, Alexander A. Rydel, Kharis A. Musaleev, Anastasija N. Nikonorova  
Risk decreasing of water waste through spontaneous fracturing in injectors by integrated well-testing and production logging

## 106

И.В. Байков, О.Ю. Кашников, Р.И. Гатин, А.В. Ханов, М.Ю. Данько  
**Прогнозирование работы скважин баженовской свиты на основе модифицированной модели динамического материального баланса**  
Iskander V. Baykov, Oleg Yu. Kashnikov, Rustam Ir. Gatin, Alexander V. Khanov, Michael Yu. Danko  
Forecasting the operation of wells in the Bazhenov formation based on a modified dynamic material balance model

## 116

Т.И. Сеницына, А.Н. Горбунов  
**Автоматизация процессов ранжирования скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий на Краснolenинском НГКМ**  
Tatyana I. Sinitsyna, Andrey N. Gorbunov  
Automation of workover candidate ranking processes at Krasnoleninskoye oil and gas condensate field

## 123

А.В. Корьтов, О.А. Боткин, А.В. Князев, П.В. Зимин, Д.П. Патраков, И.Н. Авсянко  
**Подходы к расчету прогнозных технологических показателей нефтяных месторождений по кустам скважин и апробация на месторождениях АО «РН-Няганьнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть»)**  
Aleksandr V. Korytov, Oleg A. Botkin, Aleksandr V. Knyazev, Petr V. Zimin, Dmitriy P. Patrakov, Igor N. Avsyanko  
Approaches to forecast oil field performance at the well pads level and beta testing on oilfields of RN-Nyaganneftegaz (ROSNEFT)

### ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

ИСТОРИЯ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА:  
Издается с 2016 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ:  
4 раза в год

ПРЕФИКС DOI:  
https://doi.org/10.51890

ISSN PRINT:  
**2587-7399**

ISSN ONLINE:  
**2588-0055**

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ  
СРЕДСТВА МАССОВОЙ ИНФОРМАЦИИ:  
Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор) РФ 22.09.2017 г.  
Per № ПИ ФС77-71164

УЧРЕДИТЕЛЬ, ИЗДАТЕЛЬ, РЕДАКЦИЯ:  
**ООО «Газпромнефть НТЦ»,  
190000, Россия, Санкт-Петербург,  
наб. реки Мойки, д. 75-79, лит. Д**  
Тел.: +7 (812) 313-69-24  
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

ТИРАЖ:  
300 экз.

ДАТЫ:  
Сдано в набор 07.10.2021.  
Подписано в печать 08.12.2021.  
Дата выхода в свет 24.12.2021

ТИПОГРАФИЯ:  
Отпечатано в ООО «БЕАН»  
603003, г. Нижний Новгород, ул. Баррикад, д. 1, корп. 5

КОПИРАЙТ:  
© «**ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти**», 2021  
© «**Газпром нефть**», 2021  
© **Научное редактирование статей и верстка**  
ООО «НЭИКОН ИСП», 2021  
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:  
свободная цена

## 131

А.А. Бандалетова, А.С. Димитриев  
**Эффективное использование профицита попутного нефтяного газа для нефтегазовых месторождений на примере технологии получения технического углерода**  
Alexandra A. Bandaletova, Anton S. Dimitriev  
The effective usage of APG surplus for oil-gas field on the example of carbon black production technology

### ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО / ECONOMICS, MANAGEMENT, LAW

## 137

А.С. Бочков, М.Г. Дымочкина  
**Потенциал подходов поддержки принятия решений на основе данных в нефтегазовой отрасли**  
Andrey S. Bochkov, Mariia G. Dymochkina  
The data-driving management in oil and gas industry: examples and opportunities

### НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ / OILFIELD EQUIPMENT

## 147

С.В. Лахтионов, И.С. Чумаков, С.Г. Филинков, Д.М. Чукин, Е.Н. Ишметьев  
**Использование потокового рентгенофлуоресцентного анализа для определения химического состава бурового шлама**  
Sergey V. Lakhtionov, Ivan S. Chumakov, Sergey G. Filinkov, Dmitry M. Chukin, Evgeny N. Ishmetyev  
Using on-stream X-ray fluorecence analysis to determine the chemical composition of drill cuttings

### ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ / OIL TRANSPORTATION AND TREATMENT

## 154

Н.Н. Томчук, Е.А. Филатова, Д.С. Буракова, М.Р. Каримова, Н.Ю. Третьяков, М.Ю. Бондарь  
**Лабораторные исследования физико-химических методов разрушения стабилизированных ПАВ-полимерными коктейлями эмульсий**  
Nataliya N. Tomchuk, Ekaterina A. Filatova, Daria S. Burakova, Mariam R. Karimova, Nikolay Yu. Tretyakov, Mikhail Yu. Bondar  
Laboratory studies of physico-chemical methods to break emulsions stabilized with surfactant-polymer cocktails

### ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL

HISTORY OF THE JOURNAL:  
Published since 2016.

PUBLICATION FREQUENCY:  
4 times a year

MASS MEDIA REGISTRATION CERTIFICATE:  
The journal was registered with the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technologies and Mass Media (Roskomnadzor) of the Russian Federation on 22.09.2017. Reg. No. PI FS77-71164

FOUNDER, PUBLISHER, EDITORIAL BOARD:  
**Gazpromneft STC LLC, 75-79 Moika River  
Embankment, lit. D, 190000, Saint Petersburg, Russia**

PRINT RUN:  
300 copies

DATES:  
Sent to typesetting 07.10.2021.  
Approved for printing 08.12.2021.  
Date of publication 24.12.2021.

PRINTING HOUSE:  
Printed at BEAN LLC  
1, Barrikad Str. bldg. 5, 603003, Nizhny Novgorod, Russia

COPYRIGHT:  
© **PRONEFT. Professionally about Oil, 2021**  
© **Gazprom Neft, 2021**  
© **Academic editing and proofreading of journal articles and composition services**  
NEIKON ISP LLC, 2021  
4, Letnikovskaya Str. bldg. 5, office 2.4, 115114, Moscow, Russia

PRICE FOR A COPY:  
open price



## РАЗВИВАЕМ НИЗКОУГЛЕРОДНУЮ ЭНЕРГЕТИКУ ВМЕСТЕ С МЕТАЛЛУРГАМИ

«Газпром нефть» и международная металлургическая компания НЛМК заключили меморандум о сотрудничестве в области развития производства, транспортировки, хранения, использования водорода, а также развития технологий утилизации углекислого газа. В июне 2021 года «Газпром нефть» заключила аналогичные соглашения с «Северсталью» и ЕВРАЗом.

Компании планируют совместно развивать проекты в сфере улавливания и хранения CO<sub>2</sub>, а также водородной энергетики. В частности, будут прорабатываться возможности применения водорода в металлургическом производстве, а также природного газа и возобновляемых источников энергии для экологичного производства водорода. Планируется исследовать и разрабатывать технологии транспортировки и хранения водорода.

Сегодня для производства водорода используются нефть, газ и уголь. При этом в атмосферу выделяется большое количество углекислого газа, который необходимо безопасно утилизировать. У «Газпром нефти» уже есть технологии для создания замкнутого цикла улавливания и закачки углекислого газа в нефтяные залежи на глубину более 2500 метров. Эти решения с 2015 года применяются на месторождении Русанда компании NIS (совместное предприятие «Газпром нефти» и республики Сербия).

Сегодня «Газпром нефть» уже производит более 100 тыс. тонн водорода на своих технологических

площадках, а в планах до 2024 года — выход на показатель в 250 тыс. тонн.

«Сокращение углеродного следа — комплексная задача национального и глобального масштаба. Решить ее можно только объединив усилия компаний из различных отраслей. Обмен опытом позволяет создавать новые подходы по развитию водородной энергетики, а также улавливанию и утилизации CO<sub>2</sub>. В своей работе мы уже применяем технологии, сокращающие эмиссию углерода, и готовы делиться ими с партнерами», — отметил заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

«Мы рады сотрудничеству в области декарбонизации с нашим партнером "Газпром нефть": совместные усилия по развитию водородной энергетики, улавливанию и утилизации CO<sub>2</sub> ускорят внедрение новых технологий для снижения воздействия на климат», — прокомментировал вице-президент по энергетике и экологии Группы НЛМК Сергей Чеботарев.



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И ТМК ПОДДЕРЖИВАЮТ РОССИЙСКИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СТАРТАПЫ

«Газпромнефть — Технологические партнерства» и Трубная Металлургическая Компания (ТМК) совместно займутся поиском и внедрением инновационных решений в сфере добычи нефти и газа, трубной промышленности и кросс-отраслевых решений. Соответствующее соглашение подписано в ходе Тюменского нефтегазового форума.

Документ предполагает сотрудничество между акселерационными программами двух компаний. Стороны намерены объединить ресурсы, компетенции и знания для развития этих программ.

Партнеры будут реализовывать проекты по развитию инфраструктуры для испытания и внедрения в производство новых наукоемких технологий и продуктов. Участники акселерационной программы «Газпром нефти» в сфере разведки и добычи смогут тестировать прототипы своих разработок. В свою очередь, участники корпоративного акселератора ТМК получат возможность принять участие в проектах «Газпром нефти».

«Запуск акселерационной программы показал, что во внешней инновационной среде сосредоточено множество инициатив, которые будут эффективны при решении технологических вызовов "Газпром нефти" — на этапе скаутинга мы получили более 500 заявок. Теперь мы сфокусировались на привлечении партнеров для реализации решений с высоким технологическим, рыночным, кросс-отраслевым потенциалом. Объединение компетенций и ресурсов позволит создать

условия для развития инновационной инфраструктуры, быстрее масштабировать технологии и в целом положительно влиять на изменение российского инновационно-технологического ландшафта», — отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Перед отечественным топливно-энергетическим комплексом сегодня стоят масштабные задачи, в числе которых — обеспечить эффективную добычу, защитить окружающую среду и подготовиться к энергетическому переходу. Такие цели требуют от промышленных компаний объединения компетенций, поэтому мы реализуем с партнерами целый ряд совместных проектов, разрабатываем решения, на которых будет строиться энергетика завтрашнего дня. Благодаря новому соглашению мы подключим к этой работе молодые инновационные компании, которые могут предложить нетривиальные решения наших общих задач», — сказал заместитель генерального директора ТМК по научно-техническому развитию и техническим продажам Сергей Чикалов.



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРЕЗЕНТОВАЛА СВОИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ ПАРТНЕРАМ НА БЛИЖНЕМ ВОСТОКЕ

«Газпром нефть» впервые представила свои технологии и цифровые проекты на технологической конференции и выставке SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE) в ОАЭ. Эти решения позволяют вовлечь в разработку сложные запасы, а также повысить эффективность добычи на действующих активах.

Один из таких продуктов — «Комплексный сервис разработки трудноизвлекаемых запасов». Это уникальные технологические решения для геологоразведки, разработки, бурения скважин и увеличения нефтеотдачи пластов.

Цифровой симулятор «Кибер ГРП», разработанный компанией совместно с Инжиниринговым центром МФТИ, способен повысить эффективность добычи нефти. Российская технология на 10–20% точнее воспроизводит характеристики трещин гидроразрыва пласта, чем зарубежные аналоги.

Участники выставки ознакомились с новыми сверхтвердыми материалами, созданными «Газпром нефтью» в партнерстве со «Сколковским институтом науки и технологий».

Программы «Интегрированное планирование актива» и «Цифровой двойник» на 50–80% сокращают количество возможных ошибок при обустройстве месторождений за счет исключения «человеческого фактора», снижают затраты и оптимизируют работу добывающей инфраструктуры.

На конференции представители «Газпром нефти» обсудили перспективы взаимодействия как с национальными энергетическими, так и с технологическими компаниями.

«Мы уже успешно работаем на Ближнем Востоке и взаимодействуем с крупными региональными партнерами. Мы привезли 6 продуктов, хорошо иллюстрирующих разнообразие наших разработок. Их можно применять не только для добычи углеводородов, но и в других отраслях, например в строительстве. Сейчас страны Ближнего Востока начинают разрабатывать низкопроницаемые залежи нефти и газа. Мы уже давно осваиваем эти категории запасов и готовы делиться опытом с арабскими партнерами. У нас есть целый спектр предложений», — отметил заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

«Компания “Газпром нефть” разрабатывает технологии не только для решения своих производственных задач, но и для их коммерциализации. Один из самых перспективных регионов для продвижения наших технологий — это Ближний Восток. На ATCE мы презентовали продукты, которые могут быть востребованы именно здесь», — заявил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

## ТЕХНОЛОГИИ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ПОМОГАЮТ СОКРАТИТЬ УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

«Газпром нефть» разработала и запустила в промышленную эксплуатацию установку по разделению попутного нефтяного газа (ПНГ) на полезные фракции. Оборудование позволит снизить углеродный след за счет повышения эффективности подготовки ПНГ: применение только одной установки позволит ежегодно извлекать из попутного нефтяного газа до 5,2 тысяч тонн стабильного газового конденсата, а также на 7% сократить выбросы CO<sub>2</sub> на объектах подготовки нефти и газа. Получаемый из ПНГ сухой отбензиненный газ используется для генерации электроэнергии, газовый конденсат вместе с нефтью направляется в магистральные нефтепроводы. Новое оборудование позволяет коммерциализировать эти востребованные на рынке продукты и снижает углеродный след в нефтедобыче. Современный технологический комплекс создан Научно-Техническим Центром «Газпром нефти» в партнерстве с МГТУ имени Н.Э. Баумана. Технологический комплекс, встроенный непосредственно в действующую установку подготовки нефти и газа Царичанского и Филатовского месторождений «Газпром нефти» в Оренбуржье, подтвердил высокую эффективность в производственных условиях.

«Благодаря новой установке мы сможем получать ценные продукты из попутного нефтяного газа прямо на месторождении, одновременно

обеспечивая наши электростанции экологичным топливом», — заявил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Созданная нами российская блочно-модульная установка внесет заметный вклад в повышение экологичности и эффективности производства, а также позволит коммерциализировать широкие фракции легких углеводородов», — отметил директор дирекции по газу и энергетике «Газпром нефти» Андрей Комаров.

«Разработка и внедрение компанией “Газпром нефть” собственных технологий повышения эффективности использования добываемого ПНГ позволит получить дополнительную ценность за счет монетизации широких фракций легких углеводородов при одновременном снижении углеродного следа», — сказал начальник Департамента газовых программ и поставок газа Илья Баранов.

«Ввод нового оборудования дает возможность увеличения уровня полезного использования ПНГ, снижая производственные издержки на эксплуатацию системы потребления газа. Тем самым мы повышаем производственные показатели предприятия и экологичность нефтедобычи», — сообщил генеральный директор «Газпромнефть-Оренбурга» Евгений Загребельный.





## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И ЛУКОЙЛ ОБЪЕДИНЯТ УСИЛИЯ В РАЗВИТИИ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

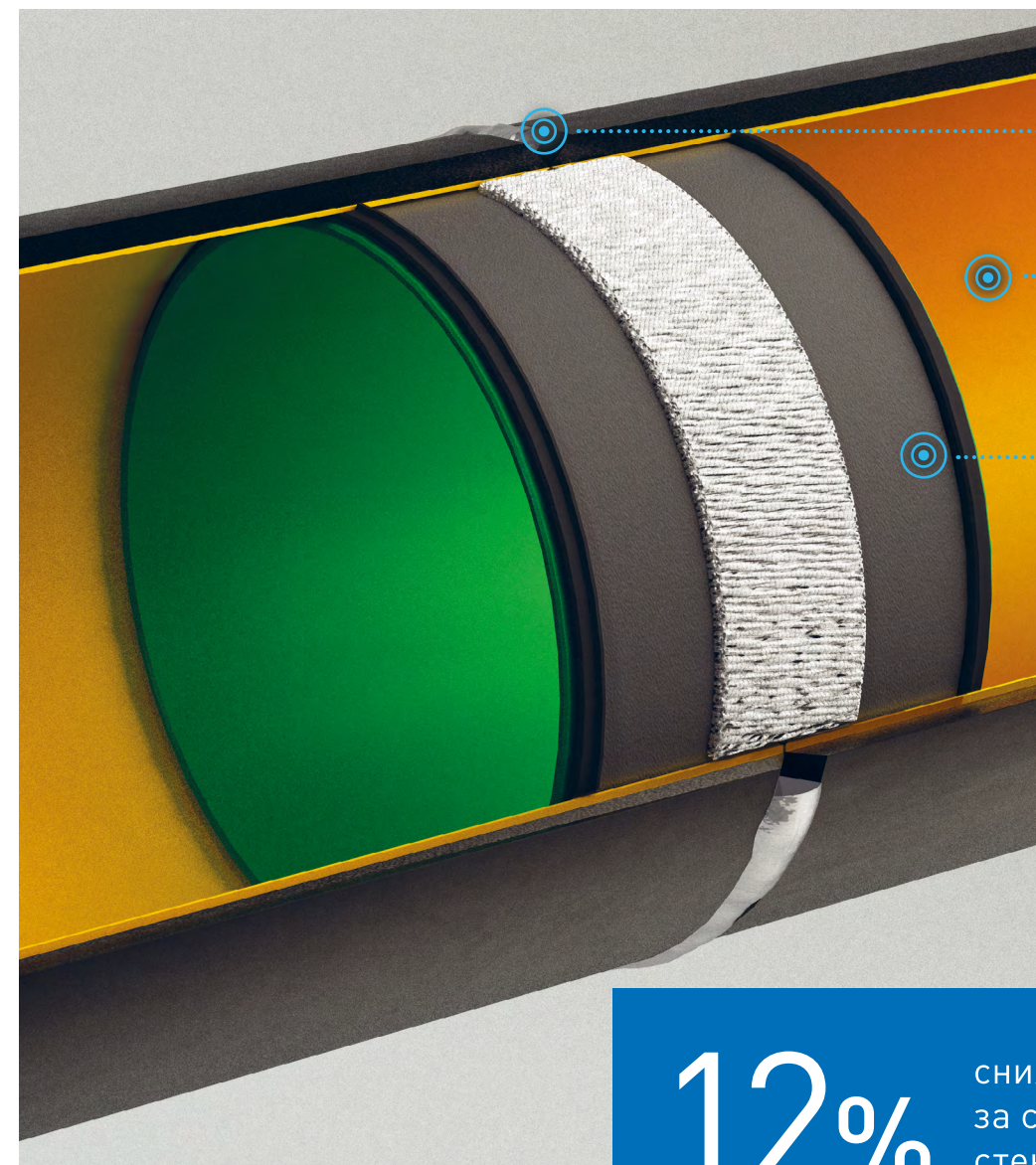
«Газпром нефть» и ЛУКОЙЛ заключили соглашение о сотрудничестве в реализации проектов по увеличению нефтеотдачи пластов. Подписи на документе поставили директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич и вице-президент по геологоразведке и разработке ЛУКОЙЛа Илья Мандрик. Партнеры договорились о совместной работе для совершенствования химических методов увеличения нефтеотдачи (ХМУН). Соглашение станет основой для обмена опытом и сотрудничества в лабораторных исследованиях, изучении поверхностно-активных веществ (ПАВ) и реагентов для интенсификации добычи. Партнеры планируют совместно тестировать и внедрять новые коктейли при разработке зрелых залежей на своих месторождениях. Компании также намерены объединить усилия для развития российского производства реагентов и оборудования для изготовления ПАВ-полимерных и полимерных растворов для стимуляции нефтедобычи. Кроме того, «Газпром нефть» и ЛУКОЙЛ оценят перспективы создания центров компетенций по подбору рецептур ПАВ и полимеров с использованием инновационного оборудования. «Газпром нефтью» успешно реализованы проекты по заводнению на активах в Западной Сибири. Эксперимент на одном из месторожде-

ний в ХМАО-Югре позволил компании увеличить коэффициент извлечения нефти до 69 %, что почти вдвое выше среднеотраслевых российских показателей. Соглашение «Газпром нефти» и ЛУКОЙЛа будет способствовать преодолению существующих вызовов и развитию ХМУН в России. «Наш опыт показывает, что химические методы увеличения нефтеотдачи могут радикально увеличить приток нефти даже на месторождениях, которые находятся в разработке много лет. Можно сказать, что эти технологии как дают вторую жизнь зрелым активам, которых в России с каждым годом становится все больше, так и открывают новые перспективы для регионов нефтедобычи. Но чтобы реализовать этот колоссальный потенциал, нужно не только подбирать оптимальные рецептуры пластовых коктейлей, но и локализовать их производство в России. Все эти масштабные задачи можно решить только совместными усилиями бизнеса и государства», — заявил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.



## НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА СТРАЖЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

НТЦ «Газпром нефти» совместно с РГУ им. Губкина и Санкт-Петербургским политехническим университетом завершил проект по оценке различных внутренних покрытий для трубопроводов, работающих в условиях агрессивных сред. К работе были привлечены научно-исследовательские лаборатории и более 15 производственных компаний. В результате определены требования к необходимому химическому составу покрытий. Новые вещества позволят снизить толщину стенок труб и операционные затраты на их ремонт, одновременно повысив их надежность и уровень защиты окружающей среды. Новые требования уже внедрены в «Газпром нефти» и используются при проектировании трубопроводов.



# 12%

снижение металлоемкости  
за счет уменьшения толщины  
стенки трубопровода



# КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ТИПИЗАЦИИ И ЛОКАЛИЗАЦИИ ОТЛОЖЕНИЙ АНОМАЛЬНОГО РАЗРЕЗА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ФРОЛОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

О.С. Генераленко<sup>1,\*</sup>, А.Ю. Колцун<sup>1</sup>, С.И. Исаева<sup>1</sup>, С.Л. Тарасов<sup>2</sup>, В.А. Орлов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург, Тюмень

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Ханты-Мансийск

**Электронный адрес:** Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Предметом изучения в данной работе являются отложения аномального разреза баженовского горизонта (АРБ) Западной Сибири, нарушенное залегание которых зафиксировано сейсморазведкой 2D, 3D и скважинными данными на многих месторождениях Фроловской нефтегазоносной области. Территория исследования объединяет активы компании «Газпром нефть» в ХМАО и Тюменской области, входящие в состав крупного углеводородного кластера «Зима».

**Цель.** Типизация различных комплексов пород баженовского горизонта и дальнейшая локализация отложений на основе комплексного анализа керна, ГИС и сейсмических исследований.

**Материалы и методы.** В результате литологического изучения керна и петрофизической интерпретации каротажных диаграмм выделены различные типы пород в интервале баженовского горизонта. По результатам интерпретации материалов сейсморазведочных работ оконтурены зоны, отличающиеся по волновой картине различной когерентностью осей синфазности. Выявленные отличия на сейсмических разрезах сопоставлены со скважинными данными и на основе полученных закономерностей закартированы геологические тела.

**Результаты.** На основе комплексной интерпретации керна, ГИС и сейсмических исследований установлена зональность распределения различных типов отложений баженовского горизонта, показана связь развития зон АРБ с внедрением раннемеловых осадочных тел и привнесением обломочного материала из вышележащих пород.

**Заключение.** Авторы статьи делают выводы о том, что развитие аномальных разрезов баженовского горизонта предполагает несколько этапов внедрения оползневых тел вышележащих пород, согласно проградации неоконских клиноциклитов в северо-западном направлении. В пределах территории исследования в интервале баженовского горизонта закартированы три крупных оползневых тела, каждое из которых обладает внутренней зональностью и сформировано в результате внедрения пород из вышележащего интервала.

**Ключевые слова:** аномальный разрез баженовской свиты, глинисто-кремневая порода, оползень, литотипы, цикличность, амплитуды, когерентные границы, генезис

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Генераленко О.С., Колцун А.Ю., Исаева С.И., Тарасов С.Л., Орлов В.А. Комплексный подход к типизации и локализации отложений аномального разреза баженовской свиты Фроловской нефтегазоносной области. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):12–21. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-12-21>

Статья поступила в редакцию 29.08.2021  
Принята к публикации 15.10.2021  
Опубликована 24.12.2021

INTEGRATED APPROACH TO THE TYPIFICATION AND LOCALIZATION OF DEPOSITS OF THE ANOMALOUS SECTION OF THE BAZHENOV FORMATION OF THE FROLOV OIL AND GAS REGION

Olga S. Generalenko<sup>1,\*</sup>, Anastasia Y. Koltzun<sup>1</sup>, Svetlana I. Isaeva<sup>1</sup>, Sergey L. Tarasov<sup>2</sup>, Vladimir A. Orlov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg, Tyumen

<sup>2</sup>Gazprom-neft GEO LLC, RF, Khanty-Mansiysk

**E-mail:** Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru

**Introduction.** The subject of the study of this work is the deposits of the anomalous section of the Bazhenov formation (ASB) of Western Siberia, the disturbed occurrence of which was recorded by 2D, 3D seismic exploration and borehole data at many fields of the Frolov oil and gas region. The research area unites the company's assets in the KhMAO and the Tyumen region, which are part of the large hydrocarbon cluster "ZIMA".

**Aim.** In order to typify various complexes of rocks of the Bazhenov formation and further localization of deposits, a comprehensive core analysis, GIS and seismic studies were performed.

**Materials and methods.** According to the results of lithological study of the core and petrophysical interpretation of logging diagrams, have been identified various types of rocks in the interval of the Bazhenov formation. According to the results of the interpretation of the seismic survey materials, contoured zones that differ in the wave pattern by different coherence of the axes of common phase. The revealed differences in seismic sections compared with borehole data and geological bodies mapped based on the obtained patterns.

**Results.** Based on a comprehensive interpretation of the core, GIS and seismic studies, established the zonality of the distribution of various types of deposits of the Bazhenov formation, the relationship of the development of ASB zones with the introduction of Early Cretaceous sedimentary bodies and showed the introduction of detrital material from the overlying rocks.

**Conclusions.** The authors of the article conclude that the development of anomalous sections of the Bazhenov formation involves several stages of the introduction of landslide bodies of overlying rocks, according to the gradation of Neocomian clinocyclites in the north-west direction. Within the study area, mapped three large landslide bodies in the Bazhenov formation interval, each of which was formed an internal zonality and because of the introduction of rocks from the overlying interval.

**Keywords:** anomalous section of the Bazhenov formation, clay-flint rock, landslide, lithotypes, cyclicity, amplitudes, coherent boundaries, genesis

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Generalenko O.S., Koltzun A.Y., Isaeva S.I., Tarasov S.L., Orlov V.A. Integrated approach to the typification and localization of deposits of the anomalous section of the Bazhenov formation of the Frolov oil and gas region. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):12–21. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-12-21>

Manuscript received 29.08.2021

Accepted 15.10.2021

Published 24.12.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Под аномальным разрезом баженовского горизонта (АРБ) в профессиональной среде традиционно понимаются обширные зоны, в которых битуминозные аргиллиты баженовской свиты залегают выше своего стратиграфического положения на разных уровнях от нижележащих реперных поверхностей, с мощностью значительно большей, чем средняя мощность прослоев битуминозных аргиллитов (30–40 м). Для интервалов АРБ характерна интенсивная дислоцированность пород, наличие разнонаправленных трещин, резких тектонических контактов, следов оползания и смятия осадков и другие признаки, однозначно свидетельствующие о связи этих разрезов с какими-то аномальными, катастрофическими явлениями [6].

В настоящее время существует несколько гипотез формирования АРБ, одна из которых — «подводно-оползневая», подразумевает движение более поздних по времени формирования оползней, которые внедряются в подстилающие образования, раскалывают их на отдельные пачки (циклиты), и заполняют песчаным и алевроглинистым материалом, поступающим с оползневыми массами [1, 2].

Согласно схеме структурно-фациального районирования, принятой на межведомственном региональном стратиграфическом совещании в 2005 г., изучаемые отложения относятся к пограничной зоне баженовской и тутлеймской свит и стратиграфически приурочены к верхам нижневолжского — низам

нижнеберриасского ярусов и на схеме фациального районирования находятся на территории Кызым-Кондинского фациального района (рис. 1). Далее по тексту будет использовано название «баженовский горизонт».

Для комплексного анализа отложений в интервале баженовского горизонта изучен керн из 9 скважин (357 м) в пределах Зимней и Вайской площадей (рис. 1), увязаны и проанализированы данные профильной площадной съемки (9000 пог. км 2D-сейсморазведки и 2157 км<sup>2</sup> площадных исследований МОГТ 3D), выполнена петрофизическая литотипизация по 78 поисково-разведочным скважинам и сейсмогеологическая корреляция вышележащих отложений ачимовской толщи и баженовского горизонта.

## СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА И ПЕТРОТИПИЗАЦИЯ

Отложения баженовского горизонта представлены глинисто-кремневыми породами, обогащенными органическим веществом с наличием карбонатных прослоев. Преобладание биогенного кремнезема над глинистой составляющей, содержание органического вещества, вторичная карбонатизация кремнистых пород, все это является идентификационными признаками для выделения баженовского горизонта [4]. Увеличение концентрации органического вещества в породах относительно вмещающих толщ



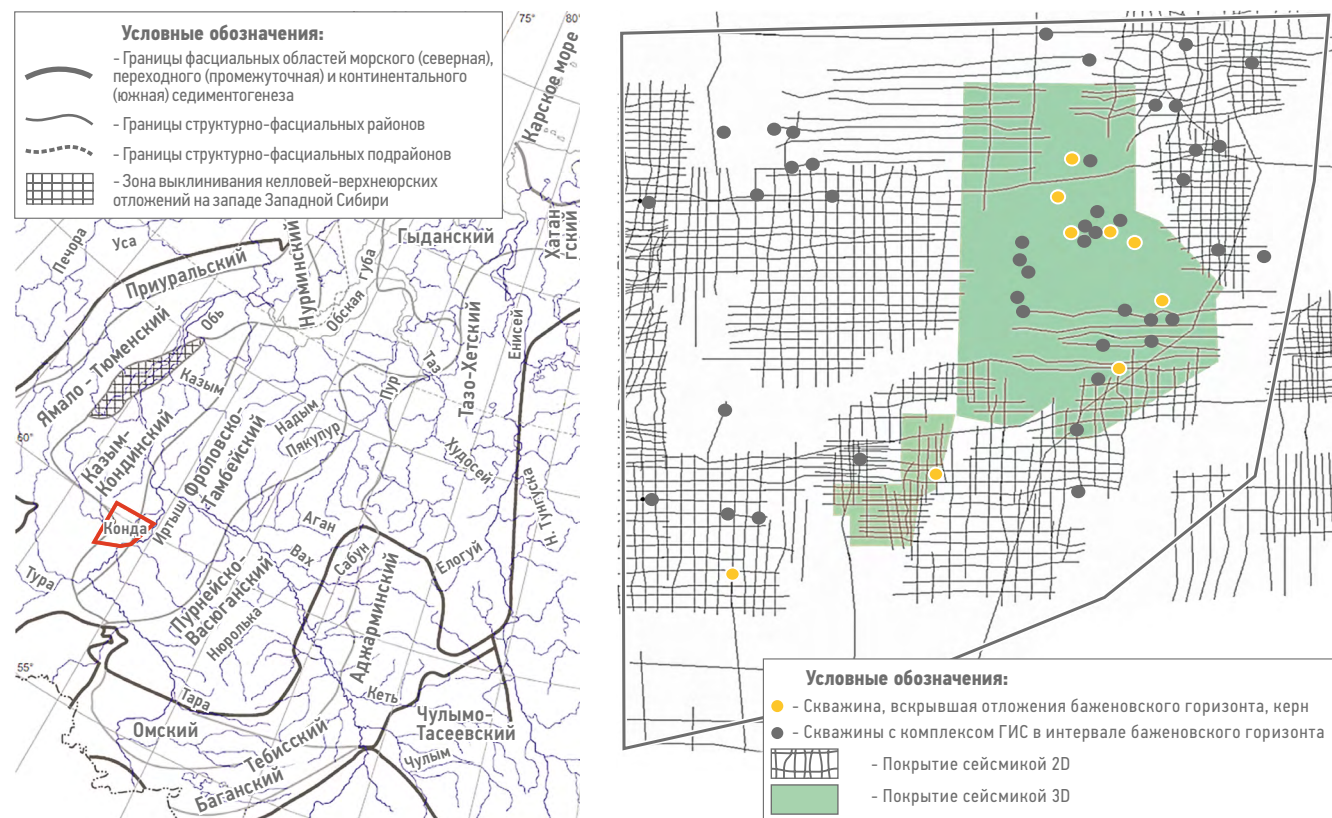


Рис. 1. Слева – схема структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири [9], красным многоугольником отмечена территория исследования, справа – схема изученности скважинными и сейсмическими данными. Составлено авторами

Fig. 1. On the left is A diagram of the structural and facies zoning of the Cretaceous and Upper Jurassic of Western Siberia [9], the study area is marked with a red polygon, on the right is a diagram of the study of borehole and seismic. The authors' drawing

достаточно четко диагностируется по таким методам ГИС, как боковой, радиоактивный и индукционный каротажи, и характеризуется повышенными показаниями этих методов. На первом этапе выполнена скважинная корреляция. В классическом разрезе баженовского горизонта определение его границ не является проблемой и позволяет по стандартному комплексу ГИС выделить кровлю и подошву высокоуглеродистых пород [3]. Толщина отложений баженовского горизонта

на территории исследования варьирует от 40 до 183 м, что соответствует увеличенным (аномальным) толщинам. Сейсмическая корреляция кровли баженовского горизонта выполнялась по верхней отрицательной фазе, следующей за неокимским клиноформным комплексом (ОГ\_Б). Подошве интервала соответствует горизонт ОГ\_Б<sub>1</sub>, стратиграфически приуроченный к кровле абалакской свиты (рис. 2). В результате выделены 4 типа волновой картины.

- 1-й тип «Аномальный разрез». Зона развития наиболее мощного интервала (временная мощность достигает 100 мс и более) с сильно когерентными и выдержанными по латерали отражающими границами в кровле и подошве. Внутри интервала в юго-восточной части территории исследования присутствует самостоятельное отрицательное отражение, на некоторых участках появляется 2 фазы, что свидетельствует, видимо, о внедрении дополнительного геологического объекта. В центральной части интервал представлен довольно интенсивным низкочастотным положительным отражением.
- 2-й тип «Переходный» характеризуется хорошо прослеживаемой кровлей и по-

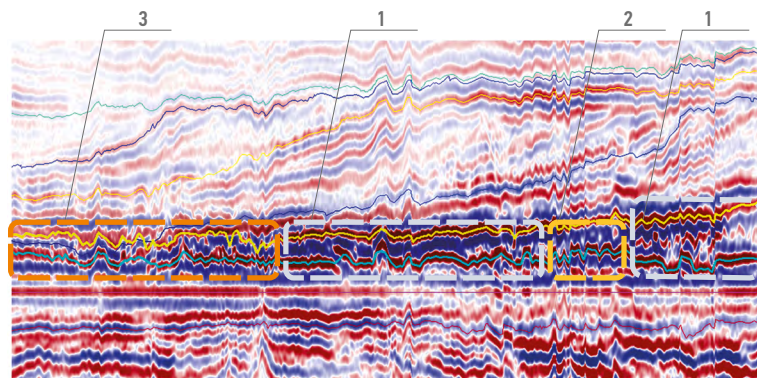


Рис. 2. Сейсмическая корреляция баженовского горизонта и выделение в нем различных типов волновой картины. Рисунок авторов

Fig. 2. Seismic correlation of the Bazhenov horizon and the identification of various types of wave pattern in it. The authors' drawing

дошвой интервала. В кровле отражение менее когерентное, ниже по разрезу также не формирует четкой оси синфазности, что может свидетельствовать о наличии переходной зоны от внедрения ачимовского пласта к участкам развития «классического бажена» (районы внедрения вышележащих пластов неокимского комплекса и переход в зону, нарушенную оползневыми процессами в кровле баженовского интервала).

- 3-й тип «Классический оползень». Отражающий горизонт в кровле интервала достаточно хорошо прослеживается, но теряет свою выдержанность по латерали и становится более изрезанным, напоминающим зоны смятия или нарушений, возникших в результате воздействия на уже консолидированную толщу пород баженовского горизонта внешними площадными объектами.
- 4-й тип «Классический бажен» формирует устойчивое отрицательное отражение. Интервал представлен одной выдержанной фазой с сильной когерентностью, ассоциируется с кровлей баженовского горизонта.

Данное условное деление волновой картины на зоны побудило нас проанализировать скважинные данные и попытаться понять геологические процессы, которые привели к образованию различных типов.

Для литотипизации разреза было выполнено макроскопическое описание всего имеющегося керна по скважинам [5]. По основным диагностическим признаками, которые включали структурно-текстурные особенности, а также соотношение минералов кремнезема, глинистых, карбонатных минералов и пирита, в результате изучения выделены следующие литотипы пород:

- Глинисто-кремневая обогащенная керогеном, пиритизированная порода с тонкой горизонтальной и микролинзовидной слоистостью, обусловленной прослоями реликтов радиоларий, осложненных кремнеземом (рис. 3). По результатам петрографического описания преобладает кремневый материал. Толщина прослоев достигает 8–12 м.
- Кремнево-глинистая с примесью карбонатного материала пиритизированная порода с микрослоистой текстурой, обусловленной наличием микролинз глинистого материала и пирита (рис. 3). По результатам петрографического описания преобладает глинистый материал. Толщина прослоев от 3 до 15 м.
- Глинисто-кремневая обогащенная керогеном порода, с линзами и прослоями известняков (рис. 3). При микроскопическом изучении порода состоит из основной кремнево-глинистой массы, преобладает кремневый

материал. Прослои известняков тонко-микрокристаллического, с реликтами биокластов, неравномерно доломитовые с включениями пирита в виде стяжений и микролинз (до 7%). Образует редкие прослои по разрезу, толщиной до 2–4 м.

4. Алевритоглинистая кремневая порода с примесью глинистого и карбонатного материала, пиритизированная с органическими остатками. По результатам микроскопического изучения порода состоит из основной карбонатно-глинисто-кремневой массы, в меньшем количестве из органического вещества, пирита, с примесью терригенного материала, с органическими остатками. Породы, как правило, встречаются в приподошвенной части горизонта, на границе с абалакской свитой. Толщина прослоев до 10–15 м.

5. Кремнево-карбонатная низкоуглеродистая порода с терригенной составляющей до алевритов мелко-крупнозернистых (рис. 3). Терригенные обломки преимущественно алевритовой размерности представлены зернами кварца и полевого шпата, в меньшем количестве обломками пород и слюды.

6. Кремневая порода, обогащенная керогеном пиритизированная. Порода состоит из основной кремневой массы в меньшем количестве из глинистого материала, пирита, органического вещества, с примесью терригенного и карбонатного материала, с органическими остатками.

### АНОМАЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ НЕСКОЛЬКО ЭТАПОВ ВНЕДРЕНИЯ ОПОЛЗНЕВЫХ ТЕЛ ВЫШЕЛЕЖАЩИХ ПОРОД, КАЖДЫЙ ИЗ КОТОРЫХ ИМЕЕТ ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ.

После выполненной литотипизации по керну скважин, проводилась детальная петрофизическая интерпретация в скважинах без керна на основе выделенных литотипов. В результате выявлена следующая особенность: в одних скважинах все петротипы баженовского горизонта распределились в 5 пачек (рис. 4, well 1) и образовали так называемый классический бажен, а в ряде других скважин по разрезу наблюдается цикличность, т.е. «задвоение или затроение» выделенных пачек. На каротажных диаграммах такая цикличность пород баженовской свиты выглядит словно в разрезе скважины присутствует два или три баженовских пласта (рис. 4, well 2). Отдельно выделяется собственно «аномальный» разрез, в составе которого, помимо классических пород



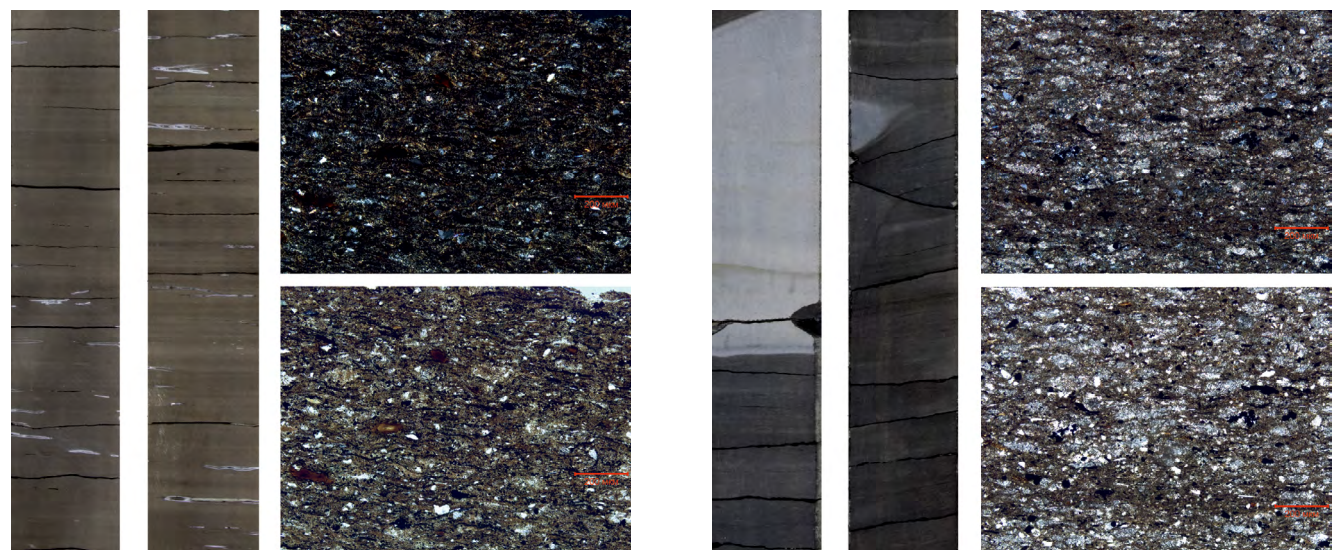
баженовского горизонта, присутствуют прослои песчаных и алевритоглинистых прослоев (рис. 4, well 3).

Таким образом, мы сгруппировали скважины по типам в зависимости от мощности разреза, от количества циклитов, а также наличия песчаных прослоев в интервале баженовского горизонта. Далее полученные типы по скважинным данным увязывались с результатами сейсмических построений. Учитывая очень низкое качество материалов CPP 2D, для комплексирования результатов скважинных и сейсмических данных был выполнен атрибутный анализ только в пределах сейсмики 3D.

## КАРТИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА

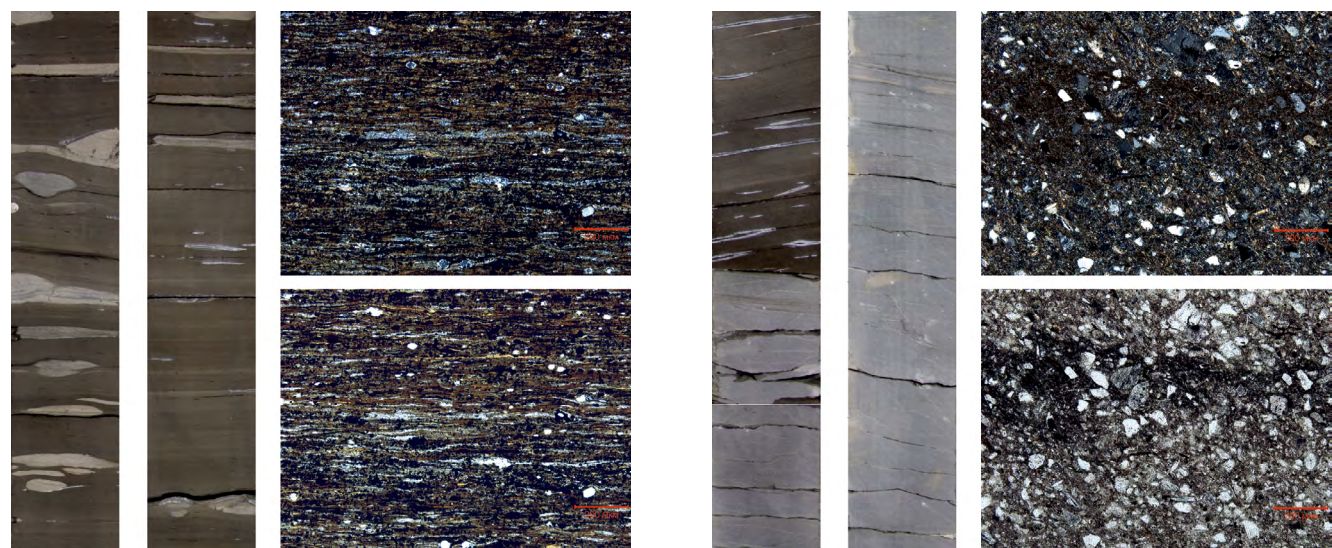
На карты амплитуд RMS (среднеквадратичные) и срезы RGB-суммирования вынесены скважины с «задвоенным», «затроенным» разрезами, классическим строением, а также скважины с прослоями песчано-алевритовых пород в пределах интервала баженовского горизонта (рис. 5). Зональность, которая прослеживается на картах RMS-амплитуд, отмечается и на срезах кубов RGB.

Тип 1 «Аномальный разрез» уверенно оконтуривается в юго-восточной части CPP 3D



Глинисто-кремневая обогащенная керогеном пиритизированная порода

Кремнево-глинистая с примесью карбонатного материала порода



Глинисто-кремневая обогащенная керогеном пиритизированная порода с прослоями известняка

Кремнево-карбонатная низкоуглеродистая порода с терригенной составляющей

Рис. 3. Характерные фотографии ядра в дневном свете и шлифов в скрещенных николях и проходящем свете литотипов баженовского горизонта. Составлено авторами

Fig. 3. Characteristic photographs of the core in daylight and the sections in crossed nichols and passing light of the Bazhenov horizon lithotypes. The authors' drawing

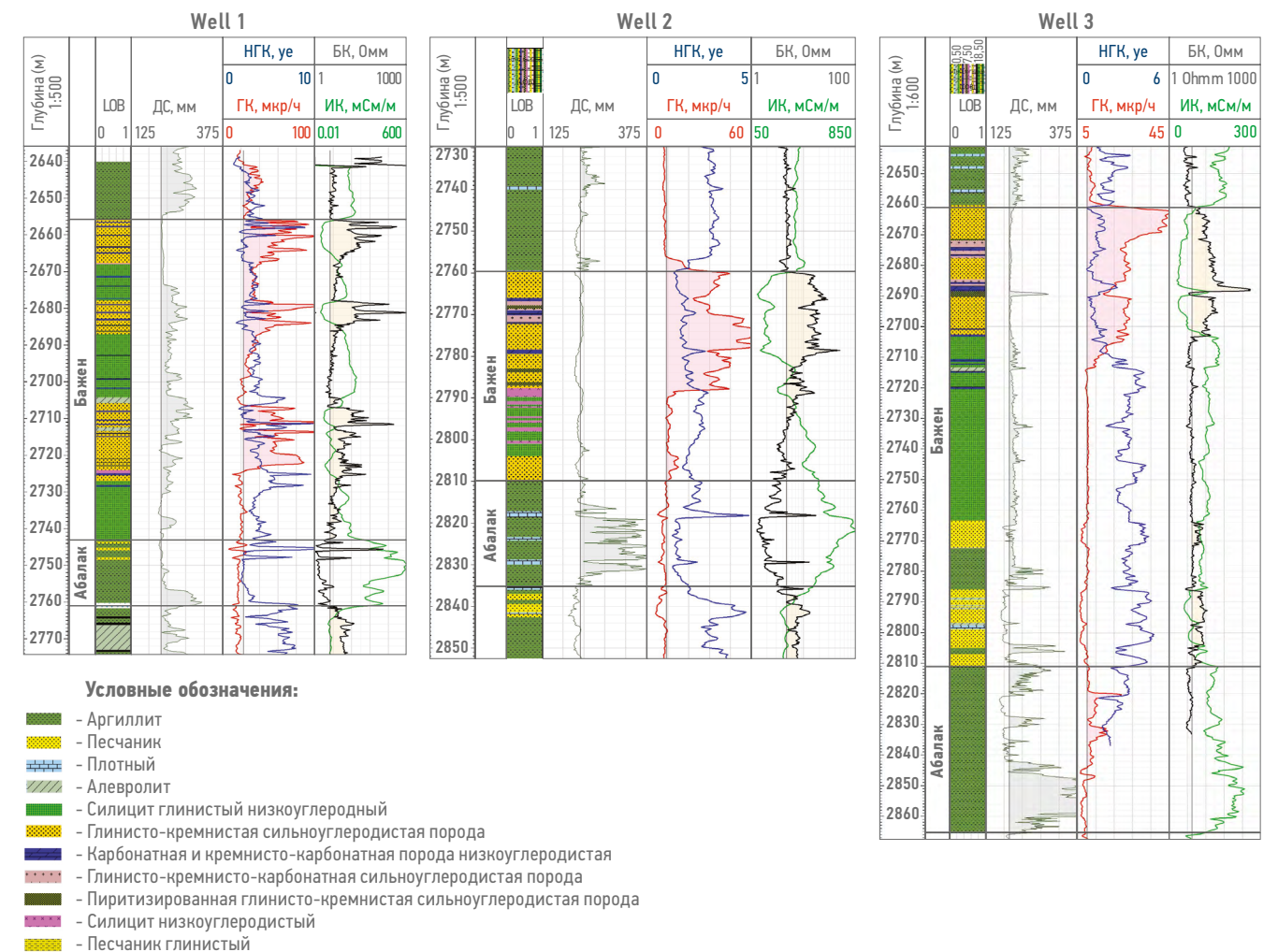


Рис. 4. Геолого-геофизическая характеристика скважин с различными типами баженовского горизонта. Составлено авторами

Fig. 4. Geological and geophysical characteristics of wells with different types of Bazhenov horizon. The authors' drawing

(рис. 5) по максимальным RMS-амплитудам и характерному изображению на RGB-срезе. В разрезе баженовского горизонта по скважинным данным выделяются прослои как песчаных, так и алевритоглинистых пород. Совместный анализ скважинных и сейсмических данных позволяет предположить, что отложения данного типа могли сформироваться в результате продвижения терригенных пород посредством оползневых процессов из вышележащих более молодых отложений, о чем свидетельствует состав, характерная для оползней волновая картина и морфология тел [7]. Скважины, в разрезе которых преобладают песчаные прослои, располагаются правее, ближе к бровке палеошельфа, скважины с прослоями алевритоглинистых пород — ниже по склону. По-видимому, удаляясь от места формирования оползня, осадочный материал дифференцировался под действием гравитационных сил и по мере удаления от палеобровки песчаники выклинивались, и далее по склону

переносился только алевритовый и глинистый материал. Тип 2 «Переходный» соответствует развитию двух циклитов («задвоение») по скважинным данным и на сейсмических материалах не выделяется в отдельную зону. Скважины располагаются на границах перехода между участками увеличенных толщин или за пределами сейсмики 3D. Тип 3 «Классический оползень» включает скважины, по разрезу которых выделяется 3 циклита («затроение»), и достаточно четко оконтуривается по данным CPP 3D в виде зоны деформации или трещиноватости (рис. 6). По конфигурации, расположению и частоте развития зон смятия можно предположить положение источника сноса и направления массопереноса. Толщина отложений уменьшается в северо-западном направлении, удаляясь от области предполагаемого внедрения оползня. Тип 4 «Классический бажен» соответствует нормальному разрезу баженовского



горизонта, толщина которого не превышает 40–60 м, в котором выделяются 5 пачек классического бажена, формируя единый циклит. Таким образом, описанные выше типы волновой картины и соотнесенные с ними типы разрезов по скважинам образуют своеобразную зональность в пределах одного геологического тела, которая выражается в уменьшении толщин в северо-западном направлении и смене типов от «Аномального» с прослоями песчаника до «Классический оползень» с формированием трех маломощных циклитов в том же направлении. На карте временных толщин в интервале баженовского горизонта, построенной по данным 2D и 3D на территории исследования, отчетливо выделяются три зоны увеличенных толщин (рис. 6), каждая из которых формирует вытянутое в северо-западном направлении геологическое тело. Выделенные пунктирными линиями тела с восточной стороны примыкают к границам перехода мелководного шельфа в глубоководный («бровка») вышележащих клино-

циклитов, и выклиниваются к северо-западу. Подобное расположение и морфология геологических тел, а также внутренняя зональность может свидетельствовать о внедрении вышележащих отложений ачимовской толщи в интервал баженовского горизонта. Согласно «подводно-оползневой» модели, при циклическом понижении уровня моря крупные оползневые массы, создавая нагрузку на подстилающие образования, приводили к их разрыву и смятию в зонах наибольшей неоднородности. При таких нагрузках битуминозные глины отрывались и промежутки между ними заполнялись песчано-глинистым материалом, поступающим с оползнями [1, 8]. Вниз по склону в результате механической дифференциации происходило распределение обломочного материала внутри каждого оползневого тела следующим образом: ближе к «бровке» откладывались песчаные породы, затем алевритоглинистые и к краю оползня кремнево-глинистые разности.

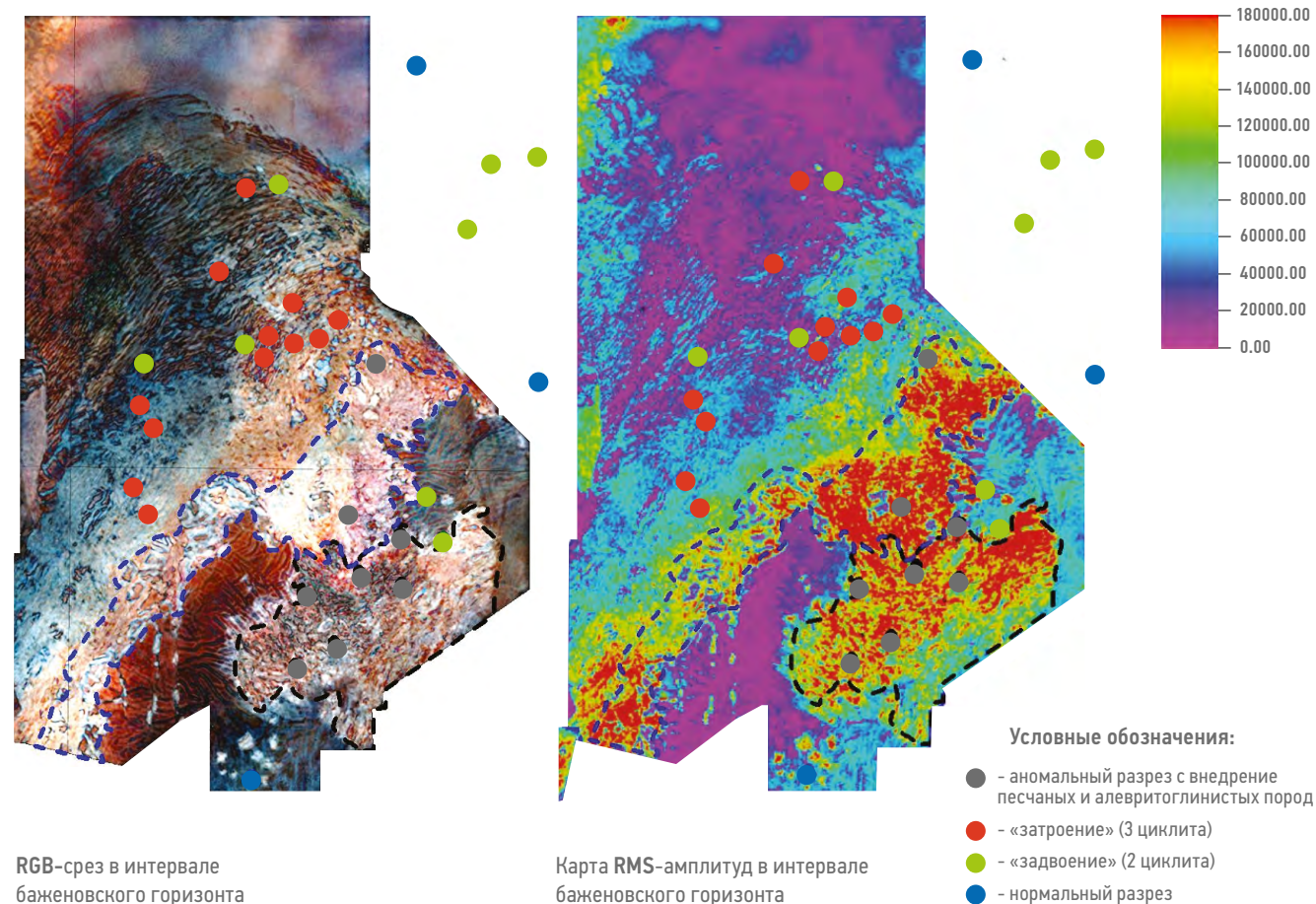


Рис. 5. Картирование «Аномального разреза» на сейсмических данных. Черный пунктир — внедрение песчаных пород в интервале баженовского горизонта, синий — внедрение алевритоглинистых пород, белый — «классический оползень». Составлено авторами  
Fig. 5. Mapping of the "Anomalous section" on seismic data. Black dotted line — the introduction of sandy rocks in the interval of the Bazhenov horizon, blue — the introduction of siltstone rocks, white — "classic landslide". The authors' drawing

Выполненный комплекс работ позволил типизировать породы в интервале баженовского горизонта и увязать различные типы отложений с сейсмическими данными. В результате комплексной интерпретации скважинной и сейсмической информации закартированы геологические объекты (оползневые тела) на территории исследования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе детальной сейсмогеологической корреляции в интервале баженовского горизонта выделены 4 различных типа волновой картины: «Аномальный разрез», «Переходный», «Классический оползень» и собственно «Классический бажен».

В результате литологического изучения керн (структурно-текстурные особенности) и петрографического описания шлифов по соотношению минералов кремнезема, глинистых, карбонатных минералов и пирита выделены 6 литотипов пород, которые объединены в более крупные пачки, формирующие комплексы пород, отражающие цикличность разреза.

Увязанные со скважинными данными типы волновой картины образуют характерную для выдвигающегося по склону оползневого тела зональность, которая выражается в изменении толщин в северо-западном направлении, а также смене типов от «Аномального» до «Классический оползень» в том же направлении.

Таким образом, в результате комплексного изучения керновых данных, ГИС и сейсмической интерпретации материалов 2D и 3D, на территории исследования уточнено геологическое строение баженовского горизонта и объяснен генезис формирования отложений. Согласно «подводно-оползневой»

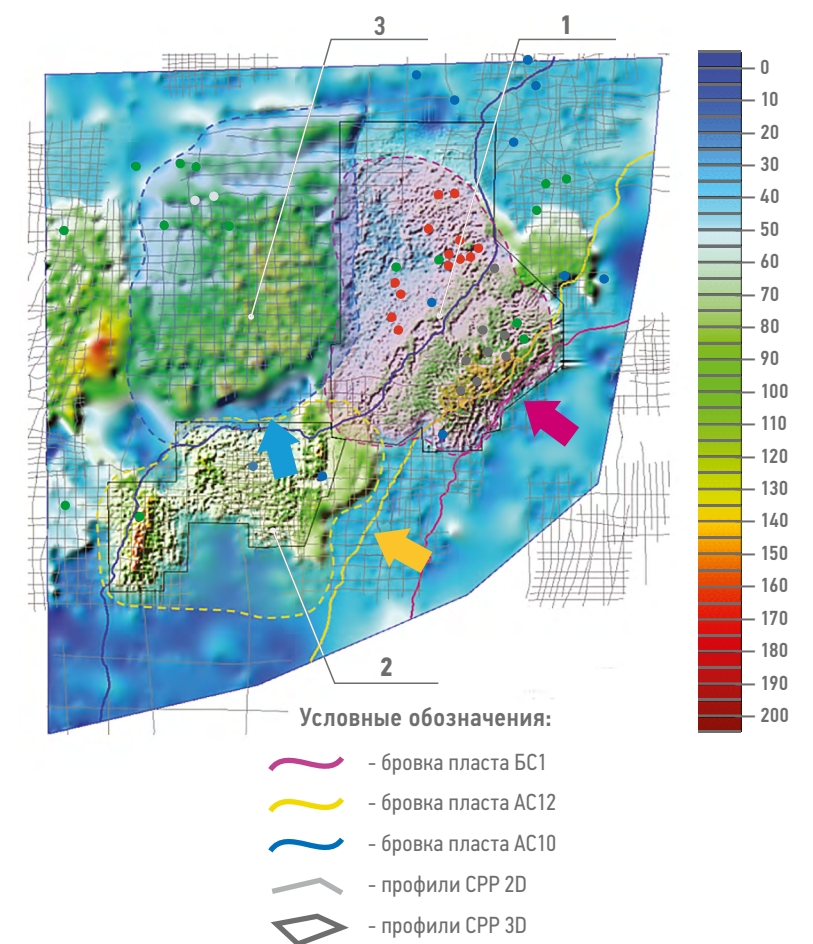


Рис. 6. Карта временных толщин в интервале баженовского горизонта. Цветные стрелки показывают направление движения оползневых тел. Цветным пунктиром околнурены границы оползней, соответствующих определенным пластам.  
Составлено авторами

Fig. 6. Map of time thicknesses in the interval of the Bazhenov horizon. Colored arrows show the direction of movement of landslide bodies. Colored dotted lines outline the boundaries of landslides corresponding to certain layers. The authors' drawing

модели, крупные оползневые тела из вышележащих пластов поочередно, вслед за проградацией «бровки», внедрялись в отложения баженовского горизонта, образуя АРБ.

## Список литературы

1. Бембель С.Р., Цепляева А.И. Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2014. № 10. — С. 7–17.
2. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). — Новосибирск, 1986.
3. Буторин А.В., Жигульский С.В., Асмандияров Р.Н., Онегов А.В., Виноходов М.А. Ресурсный потенциал «Аномального» разреза баженовской свиты в Ноябрьском регионе // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2017. — № 2 (4). — С. 12–18.
4. Гаврилов А.Е., Жуновская Е.А., Тузарова М.А., Остапчук М.А. Целевая классификация пород баженовской свиты (на примере месторождений центральной части Западной Сибири) // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 12. — С. 38–40.
5. Гравовская Ф.Г., Жунов В.В., Заграновская Д.Е. Строение и условия формирования Баженовского горизонта Пальяновской площади Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. — 2018. — № 3. — С. 195–206.
6. Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Корнев В.А., Хафизов Ф.З. Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения // Нефть и газ. — 2017. — № 6. — С. 34–41.
7. Нежданов А.А., Туманов Н.Н., Корнев В.А. Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии: тр. ЗапСибНИГНИ. — Тюмень, 1985. — С. 64–71.
8. Нежданов А.А., Ушатинский И.Н. Состав пород и условия образования аномальных разрезов баженовской свиты // Геохимия процессов нефтегазообразования в мезозойских отложениях Западной Сибири: тр. ЗапСибНИГНИ. — Тюмень, 1986. — С. 118–127.



**9.** Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. — 114 с.

**References**

**1.** Bembel S.R., Tseplyaeva A.I. Geological structure and some features of the formation of anomalous sections of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and Mining.* 2014, no. 10, pp. 7–17.  
**2.** Braduchan Y.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. et al. *Bazhenov formation of Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil content)*. Novosibirsk, 1986.  
**3.** Butorin A.V., Zhigulsky S.V., Asmandiyarov R.N., Onegov A.V., Vinokhodov M.A. Resource potential of the “Anomalous” section of the Bazhenov formation in the November region. *PRONEFT. Professionally about oil.* 2017, no. 2 (4), pp. 12–18.  
**4.** Gavrilov A.E., Zhukovskaya E.A., Tugarova M.A., Ostapchuk M.A. Target classification of rocks of the Bazhenov formation (on the example of deposits in the central part of Western Siberia). *Oil Industry.* 2015, no. 12, pp. 38–40.  
**5.** Grabovskaya F.G., Zhukov V.V., Zagranovskaya D.E. Structure and conditions of formation of the Bazhenov horizon of the Palyanovskaya square of Western Siberia. *Lithology and Minerals.* 2018, no. 3, pp. 195–206.  
**6.** Nejdанov A.A., Kulagina S.F., Kornev V.A., Hafizov F.Z. Anomalous sections of the Bazhenov formation: a look half a century after discovery. *Oil and gas.* 2017, no. 6, pp. 34–41.  
**7.** Nejdанov A.A., Tumanov N.N., Kornev V.A. Anomalous sections of the Bazhenov formation and their seismogeological characteristics. *Seismic exploration for lithology and stratigraphy: tr. ZapSibNIGNI.* Tyumen, 1985, pp. 64–71.  
**8.** Nejdанov A.A., Ushatinsky I.N. Composition of rocks and conditions of formation of anomalous sections of the Bazhenov formation. *Geochemistry of oil and gas formation processes in Mesozoic deposits of Western Siberia: tr. ZapSibNIGNI.* Tyumen, 1986, pp. 118–127.  
**9.** *Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the Review and adoption of refined stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia, Novosibirsk, 2003.* Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2004, 114 p.

**ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS**

**О.С. Генераленко** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, выполнила литотипизацию разреза по керну, сейсмогеологическую корреляцию и приняла участие в комплексном анализе скважинных и сейсмических данных, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.Ю. Колцун** — выполнила технические и аналитические работы с сейсмическими данными. Автор текста и иллюстраций сейсмической части.

**С.И. Исаева** — оказала петрофизическое сопровождение проекта на стадии типизации отложений. Подготовила текст статьи по петрофизической части, согласна принять на себя ответственность за все петрофизические подходы и аспекты, реализованные в работе.

**С.Л. Тарасов** — принял активное участие в организации координации работ, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**В.А. Орлов** — принял активное участие в организации координации работ, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Olga S. Generalenko** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, performed lithotyping of the core section, seismogeological correlation and took part in a comprehensive analysis of borehole and seismic data, I agree to take responsibility for all aspects of the work.

**Anastasia Yu. Koltsun** — performed technical and analytical work with seismic data. Author of the text and illustrations of the seismic part.

**Svetlana I. Isaeva** — provided petrophysical support of the project at the stage of typification of sediments. Prepared the text of the article on the petrophysical part, I agree to take responsibility for all the petrophysical approaches and aspects implemented in the work.

**Sergey L. Tarasov** — took an active part in organizing the coordination of work, approved the final version of the article.

**Vladimir A. Orlov** — took an active part in organizing the coordination of work, approved the final version of the article.

**СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Ольга Сергеевна Генераленко\*** — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 55531542600

**Анастасия Юрьевна Колцун** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14. e-mail: Koltsun.AY@gazpromneft-ntc.ru

**Светлана Игоревна Исаева** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Isaeva.SI@gazpromneft-ntc.ru

**Сергей Леонидович Тарасов** — руководитель проекта, ООО «Газпромнефть-ГЕО» 628011, Россия, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, 56. e-mail: Tarasov.SL@gazprom-neft.ru

**Владимир Алексеевич Орлов** — директор программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Orlov.VIA@gazpromneft-ntc.ru

**Olga S. Generalenko\*** — Expert, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 55531542600

**Anastasia Y. Koltsun** — Head of direction, Gazpromneft STC LLC 14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: Koltsun.AY@gazpromneft-ntc.ru

**Svetlana I. Isaeva** — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Isaeva.SI@gazpromneft-ntc.ru

**Sergey L. Tarasov** — Project manager, Gazpromneft GEO LLC, 56 Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia. e-mail: Tarasov.SL@gazprom-neft.ru

**Vladimir A. Orlov** — Director of product development programs, Gazpromneft STC LLC, 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Orlov.VIA@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# УТОЧНЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

Г.Р. Вахитова<sup>1,\*</sup>, А.А. Казарян<sup>1</sup>, Т.Ф. Хайбуллин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Башкирский государственный университет, РФ, Уфа

<sup>2</sup>Научно-Технический центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** guzel.geotec@mail.ru

**Цель.** В связи с истощением запасов основных нефтегазоносных комплексов наибольший интерес вызывают трудноизвлекаемые запасы, сложнопостроенные объекты осадочного чехла, разработка которых была до недавнего времени нерентабельной. Одним из таких является нефтеносный комплекс отложений ачимовской толщи Малобалыкского месторождения на территории Западной Сибири. Данная работа посвящена фациальному анализу и типизации пород-коллекторов ачимовских отложений с целью увеличения достоверности определения их границ, интерпретации и оценки петрофизических свойств. При этом особое внимание уделяется фациальному анализу, который определяет характеристики коллектора.

**Материалы и методы.** Работа основана на комплексной интерпретации данных литологического описания и результатов лабораторных исследований керн, геофизических исследований скважин (ГИС) ачимовских отложений Малобалыкского месторождения. Используются методы, применяемые при интерпретации данных ГИС, статистического анализа, сопоставления.

Ачимовские отложения являются перспективным источником увеличения ресурсов и поддержания добычи на высоком уровне. При возрастающем их значении существуют проблемы, затрудняющие поиск и оценку залежей. К таким проблемам относятся высокая степень расчлененности коллекторов, резкая фациальная изменчивость, сложная структура порового пространства, высокая глинистость, низкие значения проницаемости и др.

В связи с тем что коллекторские свойства песчаных тел обусловлены особенностями их формирования в различных условиях осадконакопления, необходимо установить зависимость между петрофизическими характеристиками горных пород и их фациальной природой путем обоснования петрофациальных моделей. Использование последних при геологическом моделировании позволяет более эффективно прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) различных фациальных литотипов.

**Результаты.** В работе представлены результаты фациального анализа и типизации коллекторов ачимовских отложений Малобалыкского месторождения, на основе которых выполнено уточнение границ коллекторов и эффективных нефтенасыщенных толщин.

**Заключение.** По результатам проведенного исследования можно сделать вывод о необходимости уточнения петрофизических моделей сложных коллекторов, учитывающих фациальные особенности горных пород.

**Ключевые слова:** фациальный анализ, петрофизическое моделирование, сложнопостроенные коллекторы, ачимовские отложения

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Благодарности:** авторы выражают благодарность наставнику за творческое сотрудничество и помощь в написании статьи.

**Для цитирования:** Вахитова Г.Р., Казарян А.А., Хайбуллин Т.Ф. Уточнение петрофизической модели ачимовских отложений на основе фациального анализа условий осадконакопления. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):22–31. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-22-31>

*Статья поступила в редакцию 31.05.2021*

*Принята к публикации 27.07.2021*

*Опубликована 24.12.2021*

REFINEMENT OF THE PETROPHYSICAL MODEL OF THE ACHIMOV FORMATION BASED ON FACIAL ANALYSIS OF SEDIMENTATION CONDITIONS

Guzel R. Vahitova<sup>1,\*</sup>, Anzhela A. Kazaryan<sup>1</sup>, Timur F. Khaybullin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Bashkir State University, RF, Ufa

<sup>2</sup>Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** guzel.geotec@mail.ru

**Aim.** Due to the depletion of reserves of the main oil and gas complexes, the greatest interest is attributed to hard-to-recover reserves, complex-built objects of the sedimentary cover, the development of which was unprofitable until recently. One of these is the oil-bearing complex of the Achimov deposits of the Malobalykskoye field in Western Siberia.

This article is devoted to the facies analysis and typification of reservoir rocks of the Achimov deposits in order to increase the reliability of determining the boundaries of the reservoirs, their interpretation and assessment of the petrophysical properties of the reservoirs. At the same time, special attention is paid to the facies analysis, which determines the characteristics of the reservoir. The Achimov deposits are a promising source of increasing resources and maintaining production at a high level. With their increasing importance, there are problems that complicate the search and assessment of deposits. Such problems include a high degree of reservoir compartmentalization, sharp facies variability, complex pore space structure, high clay content, low permeability values, etc.

**Materials and methods.** The work is based on a comprehensive interpretation of the data of the lithological description of the core, the results of laboratory studies of the core and well logging data analysis of the Achimov deposits of the Malobalykskoye field. The methods used in the interpretation of GIS data, statistical analysis, comparison.

Due to the fact that the reservoir properties of sand bodies are determined by the peculiarities of their formation in different conditions of sedimentation, it is necessary to establish a relationship between the petrophysical characteristics of rocks and their facies nature by substantiating petrofacies models. The use of the latter in geological modeling makes it possible to more effectively predict the reservoir properties (reservoir properties) of various facies lithotypes.

**Results.** The paper presents the results of facies analysis and typification of the reservoirs of the Achimov deposits of the Malobalykskoye field, on the basis of which the boundaries of the reservoirs and the effective oil-saturated thicknesses were refined.

**Conclusions.** Based on the results of the study, it can be concluded that it is necessary to develop refined petrophysical models for reservoirs with complex geological structure that take into account the facies features of rocks.

**Keywords:** facies analysis, petrophysical modeling, complex reservoirs

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Acknowledgments:** the authors express gratitude to their mentor for creative cooperation and assistance in writing the article.

**For citation:** Vahitova G.R., Kazaryan A.A., Khaybullin T.F. Refinement of the petrophysical model of the achimov formation based on facial analysis of sedimentation conditions. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):22–31. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-22-31>

*Manuscript received 31.05.2021*

*Accepted 27.07.2021*

*Published 24.12.2021*

## ВВЕДЕНИЕ

Основные запасы углеводородов Малобалыкского месторождения сосредоточены в ачимовских отложениях (пласты Ач1, Ач2, Ач3). До недавнего времени интерпретация результатов геофизических исследований скважин выполнялась для пластов Ач1, Ач2 и Ач3 по единой петрофизической модели (согласно имеющимся данным 2017 г.), что приводило к пропуску нефтенасыщенных толщин и потере запасов. Поскольку ачимовские отложения представлены в основном песчаными телами, коллекторские и литологические свойства которых имеют тесную связь с особенностями их формирования в различных условиях осадконакопления, т.е. фациальными обстановками, то необходимы петрофизические модели для каждой отдельной фации.

Фация — это тело горной породы со специфическими особенностями [1]. Основным источником прогнозирования фациальных условий являются седиментологические исследования керн. С помощью каротажа условные фации выделяются по электрическим, акустическим и радиоактивным свойствам —

электрофации [2]. В идеальном случае фация представлена четко различимой породой, образовавшейся в определенных условиях, и отражает особый процесс или обстановку. Фациальные ассоциации — это группы генетически связанных между собой фаций, встречающихся вместе в определенных условиях седиментации. К примеру, толсто-слоистые турбидиты могут переслаиваться с конгломератами, оползневыми отложениями и аргиллитами, а тонкослоистые — лишь с аргиллитами. Ассоциация дает дополнительные признаки, облегчающие интерпретация обстановок седиментации, по сравнению с изучением каждой фации в отдельности [1]. В одних разрезах фации могут быть расположены случайным образом внутри одной фациальной ассоциации, а в других могут залегать в закономерном порядке с вертикальными переходами. Каждая обстановка осадконакопления (дельтовая и речная, морская и глубоководная) характеризуется типовыми кривыми геофизических исследований скважин ГИС [5]. Увеличение содержания в породе песчаной фракции и уменьшение глинистой составляющей отражается на кривых ГИС (каротаж



КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ГИС ПОЗВОЛЯЕТ УТОЧНИТЬ ПЕТРОФИЗИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ СЛОЖНОГО КОЛЛЕКТОРА И УЧЕСТЬ ЕГО ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ.

потенциала собственной поляризации (ПС), Гамма-каротаж (ГК)) и свидетельствует о повышении динамики среды седиментации, т.е. об увеличении скоростей водных потоков. В глубоководных отложениях размер частиц и толщина песчаных отложений уменьшаются по мере отдаления от источника сноса в сторону дна бассейна.

Для определения условий осадконакопления участка Малобалыкского месторождения и построения фациальной модели использовался комплекс исходных данных, таких как фотографии и описание керна, геофизические исследования скважин (ГИС). Основываясь на этой информации, а также на результатах исследований соседних месторождений, были определены условия формирования отложений ачимовской свиты, которые образовались в глубоководной обстановке (конусы выноса турбидитовых потоков) в результате сноса кластического материала по наклонной к центру бассейна [3, 4].

ВЫЯВЛЕНИЕ ТИПОВ ФАЦИЙ НА ОСНОВЕ ГИС И ОПИСАНИЯ КЕРНА

Фации выделялись по признаку наиболее адекватной визуальной сходимости каротажных кривых (ПС, ГК) с принципиальными моделями условий формирования изучаемого комплекса. В ходе выполнения данной работы использовались электрометрические модели фаций В.С. Муромцева [2]. Выделенные фациальные зоны подтверждаются текстурными особенностями керна. В табл. 1 приведены фации, определенные по результатам ГИС и согласованные с литологическим описанием керна. По результатам исследований породы ачимовской толщи представлены характерными отложениями турбидитных и оползневых потоков, действие подводных каналов характеризуется наличием конгломератов (участков с интракластами аргиллитов). В результате комплексного изучения данных ГИС, анализа описания кернового материала и литологического описания пластов Ач2 и Ач3 на Малобалыкском месторождении были выделены 3 фациальные зоны: депоцентр (проксимальная верхняя часть), отложения лопасти (медialьная часть)

и дистальная (нижняя) часть конуса выноса. В пределах одного пласта могут наблюдаться различные фации или же разные пласты могут быть представлены одной и той же фацией. В данной работе в пласте Ач2\_2b прослеживается фация депоцентра, в пласте Ач2\_3а — фация медialьной части конуса выноса, а в пласте Ач3\_1 — фация дисталь-ной части конуса выноса. На рис. 1 представлен планшет скважины Х4. «Сундукообразная» форма кривой электрокаротаж (ПС), горизонтальная подошвенная линия и увеличение глинистости вверх по разрезу являются признаками выделения фациальной зоны верхней части конуса выноса — депоцентра — по каротажным кривым (ПС, ГК). Фациальная ассоциация депоцентра включает в себя серию врезающихся друг в друга каналов и наиболее опесчаненных и мощных частей лопасти. Крупные турбидитовые каналы характеризуются блоковой или колоколовидной формой кривой электрокаротаж (Апс), отражающей песчаный состав отложений всего канала или только его нижней части, с постепенной глинизацией вверх по разрезу [2]. Для выделения фаций использовались кривые ПС (Апс) и ГК, для оценки характера насыщенности коллекторов — методы электрометрии (в данном случае БК). Сложное с точки зрения литологии песчано-глинистое заполнение турбидитовых каналов подтверждается наличием глинистых перемычек в пласте, которые наблюдаются по кривым ГИС — по диаграммам ГК и ПС (Апс) на рис. 1. На рис. 2 представлена схема корреляции фации медialьной части конуса выноса. По ГИС отложения прирусловых валов характеризуются частыми переслаиваниями песчано-алевролитовых и глинистых пород и неровной изрезанной формой электрокаротажной кривой. Фации медialьной части конуса характеризуются воронковидной формой кривой ПС, отражающей постепенное опесчанивание отложений вверх по разрезу (скважина Х2). Некоторые лопасти характеризуются постепенной глинизацией пород вверх по разрезу (колоколовидная форма электрокаротаж), связанной с их постепенным отмиранием (скважина Х6). На рис. 3 представлен планшет одной из скважин фации дистальной части конуса выноса. Фациальная ассоциация дистальной части конуса преимущественно заглинизированная. Пилообразная сильно расчлененная форма кривых, ГК к подошве увеличивается, подошвенная линия наклонная.

Таблица 1. Описание фаций в интервале ачимовских отложений  
Table 1. Description of facies in the Achimov deposits

| Интервал отбора, м/пласт                      | Каротажные диаграммы ГК ПС<br>Место отбора керна | Фация                                         | Фото керна | Описание керна                                                                                                                                                                                                                                                            |
|-----------------------------------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------|------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2846–2857 м<br>Место взятия 0.55 м<br>Ach2_2b |                                                  | Фация верхней части конуса выноса (депоцентр) |            | Разрозненные уплотненные линзочки серой глины, заключенные в светло-сером карбонатном алевролитовом осадке. Первичная слоистость нарушена внутренним размывом глинистых прослоев                                                                                          |
| 2895–2908 м<br>Место взятия 1.31 м<br>Ach3_2  |                                                  | Фация медialьной части конуса выноса          |            | Глина серая аргиллитоподобная алевритистая с частыми прослоями светло-серого алевролита и единичными слоями углефицированного растительного детрита. Слоистость волнистая, линзовидно-волнистая, прерывистая. Такой вид слоистости характерен для медialьной части конуса |
| 2895–2908 м<br>Место взятия 6.77 м<br>Ach3_2  |                                                  | Фация оползней мутьевых потоков               |            | Текстура оползания в глинисто-алевролитовом осадке                                                                                                                                                                                                                        |
| 2895–2908 м<br>Место взятия 8.20 м<br>Ach3_3  |                                                  | Фация дистальной части конуса выноса          |            | Глина серая аргиллитоподобная алевритистая с прослоями серого алевролита. Слоистость массивная с элементами полосчатой                                                                                                                                                    |



Наблюдается уменьшение показаний ПС и ГК вверх по разрезу и соответственно увеличение песчаности, что свидетельствует о замещении верхнего интервала дистальной части конуса выноса медиальной (более опесчаненной) частью (рис. 3).

## ОБОСНОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ДЛЯ КАЖДОЙ ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНЫ

Следующим шагом после выделения фациальных зон на основе литологического описания керна и данных геофизических исследований скважин является построение уточнённых петрофизических моделей для каждой фации соответственно. Зависимость «проницаемость–пористость» ( $K_{пр} = f(K_{п}^*)$ ), лежащая в основе обобщенной петрофизической модели, имеет низкий коэффициент корреляции ( $R = 0,44$ ) и широкий разброс данных. Граничные значения коэф-

фициентов пористости и проницаемости, определенные по обобщенной петрофизической модели, равны  $K_{п\_гр}^* = 14,3 \%$ ,  $K_{пр\_гр}^* = 0,65$  мД соответственно. Обобщенная связь  $K_{пр}^*$  с  $K_{п}^*$  описывается следующей экспоненциальной зависимостью:

$$K_{пр}^* = 0,0044e^{0,3499 * K_{п}^*} \quad (1)$$

Для построения уточненной петрофизической модели необходимо учитывать фациальную принадлежность пород и определять граничные значения для каждой фациальной зоны. В ходе выполнения этой работы для определения граничных значений проницаемости  $K_{пр\_гр}$  и пористости  $K_{п\_гр}$  по уточненной модели был использован корреляционный способ. Связь  $K_{пр}$  и  $K_{п}$  согласно уточненной петрофизической модели для зоны депоцентра, зоны лопасти и дистальной части конуса выноса описывается следующими уравнениями соответственно:

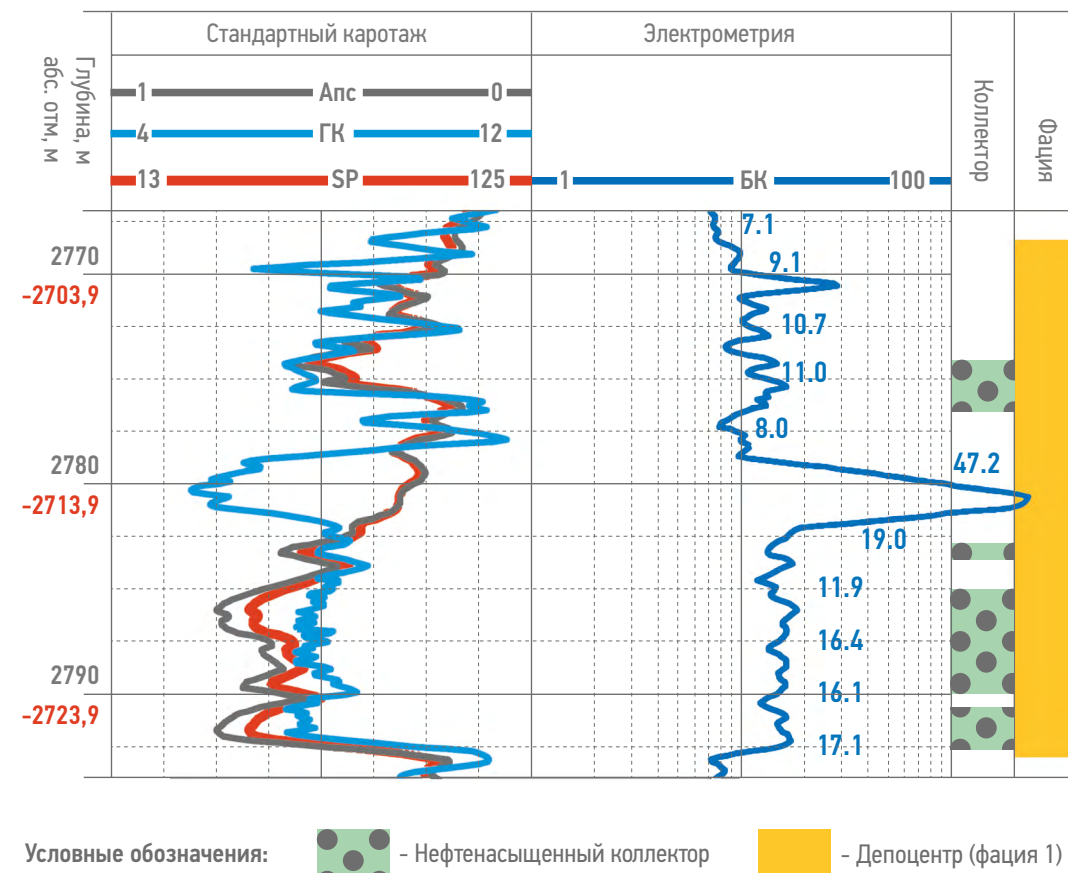
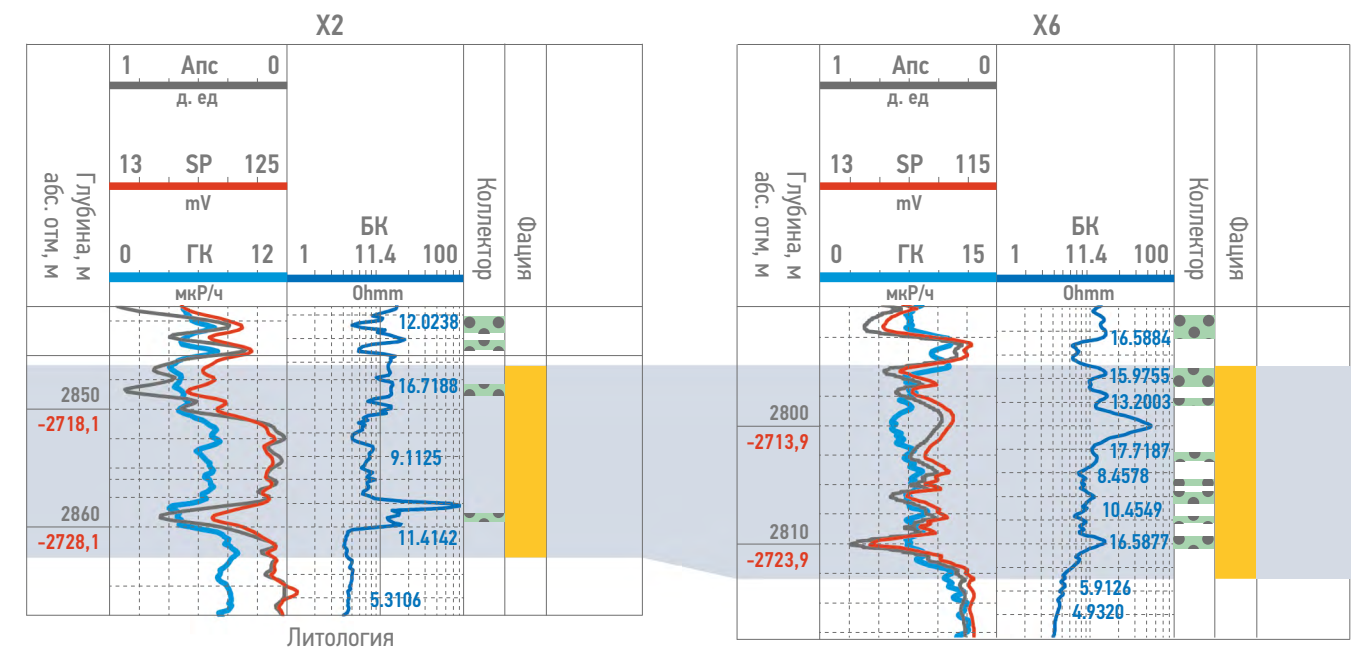


Рис. 1. Планшет скважины X4 фациальной зоны депоцентра по кровле продуктивного пласта Ach2\_2b Малабальского месторождения. На планшете представлены кривые гамма-каротажа (ГК), метода потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), бокового каротажа (БК) и двойного разностного параметра (Апс). Составлено авторами

Fig. 1. The Images of Well X4 of the depocenter on the top of the productive formation Ach2\_2b of the Malobalykskoye field. The Images of Wireline Logging Interpretation show the curves of Gamma-ray logging (GR), The method of spontaneous polarization potential (SP), Lateral logging (LW) and Alpha PS. Made by the authors



Условные обозначения: - Нефтенасыщенный коллектор - Медиальная часть конуса выноса (фация 2)

Рис. 2. Корреляция скважин медиальной части конуса выноса по кровле продуктивного пласта Ach2\_3a. На планшетах представлены кривые гамма-каротажа (ГК), метода потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), бокового каротажа (БК), и двойного разностного параметра (Апс). Составлено авторами

Fig. 2. Correlation scheme of the medial part of the fan over the top of the productive formation Ach2\_3a. The Images of Wireline Logging Interpretation show the curves of Gamma-ray logging (GR), The method of spontaneous polarization potential (SP) and Alpha PS. Made by the authors

$$K_{пр} = 0,0036e^{0,3756 * K_{п}^*} \quad (2)$$

$$K_{пр} = 0,009e^{0,3058 * K_{п}^*} \quad (3)$$

$$K_{пр} = 0,0458e^{0,0957 * K_{п}^*} \quad (4)$$

$$K_{п} = 1,276 * K_{п\_эфф} + 6,85. \quad (7)$$

Для определения граничных значений проницаемости на петрофизической зависимости «проницаемость — динамическая пористость» необходимо найти пересечение аппроксимирующей линии тренда с осью нулевого значения динамической пористости  $K_{пр\_гр} = 0,79$  мД (фация 1),  $K_{пр\_гр} = 0,66$  мД (фация 2),  $K_{пр\_гр} = 0,137$  мД (фация 3). Путем сопоставления динамической и эффективной пористости определяются граничные значения эффективной пористости  $K_{п\_эфф\_гр}$  для каждой фации. Определив граничное значение эффективной пористости  $K_{п\_эфф}$ , находятся граничные значения открытой пористости  $K_{п\_откр}$  для каждой фациальной зоны с помощью зависимости «открытая пористость — эффективная пористость», которые описываются следующими зависимостями:

$$K_{п} = 0,7459 * K_{п\_эфф} + 10,998, \quad (5)$$

$$K_{п} = 0,6417 * K_{п\_эфф} + 11,7, \quad (6)$$

Граничные значения  $K_{п\_откр\_гр} = 13,9 \%$  для фации 1 (формула 5),  $K_{п\_откр\_гр} = 13,4 \%$  для фации 2 (формула 6) и  $K_{п\_откр\_гр} = 8,6 \%$  для фации 3 (формула 7).

В ходе фациальной типизации пород-коллекторов на основании полученных петрофизических моделей и выделенных фациальных зон в рамках данной работы пересмотрены и обоснованы новые граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости. По результатам исследования керна фациальная зона депоцентра представлена песчаниками мелкозернистыми однородными, плотными, буро-серыми. Проксимальная часть конуса выноса (фация 1) обладает наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами ( $K_{п\_ср} = 15,91 \%$ ,  $K_{пр\_ср} = 0,869$  мД), что также подтверждается петрофизической зависимостью (рис. 4). Медиальная часть характеризуется средними коллекторскими свойствами ( $K_{п\_ср} = 12,66 \%$ ,  $K_{пр\_ср} = 0,567$  мД). Дистальная часть конуса выноса представлена плотными тонкозернистыми сильнокарбонизированными песчаниками ( $K_{п\_ср} = 10,33 \%$ ,  $K_{пр\_ср} = 0,238$  мД). В области низких значений пористости и низких значений проницаемости по описаниям

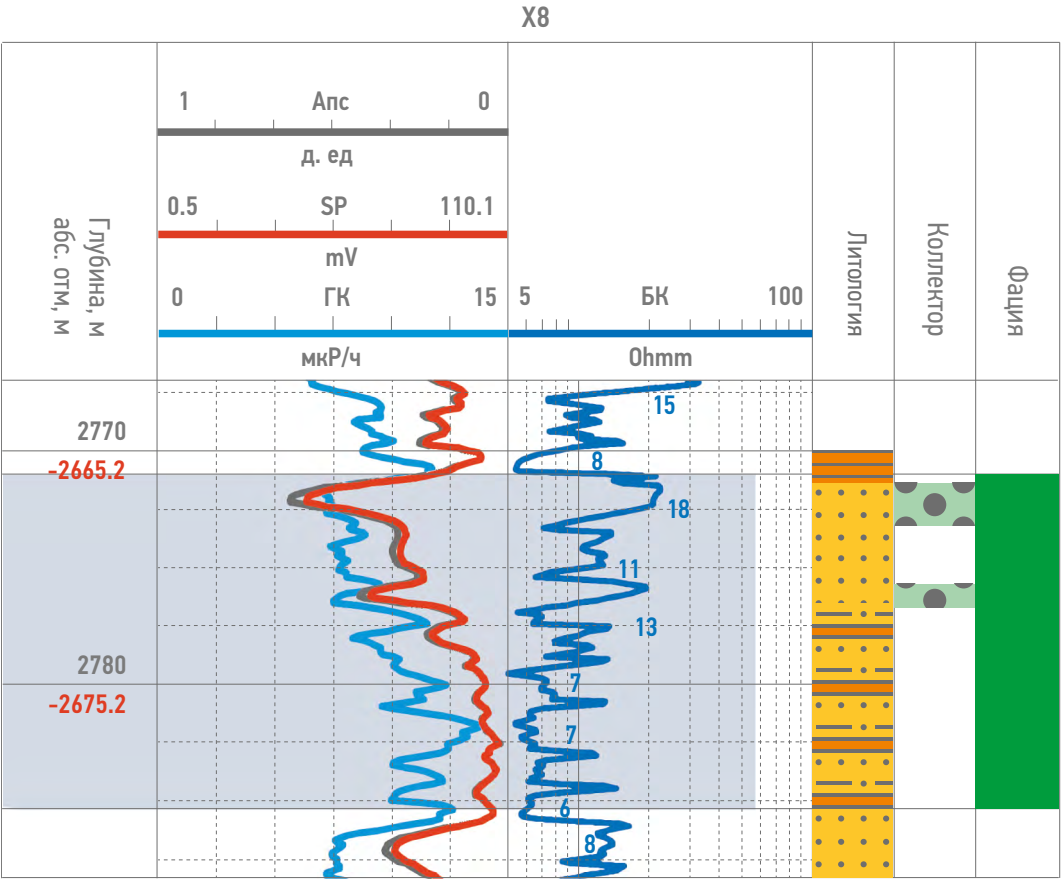


кернa фация 1 представлена плотными слабо- и среднекарбонизированными песчаниками, фация 2 — мелко-тонкозернистыми песчаниками карбонатными, фация 3 — песчаниками тонкозернистыми алевритистыми карбонатными с намывами углистослюдистого материала (УСМ) и углистоглинистого материала (УГМ).  
Фациальная ассоциация лопасти (рис. 3) состоит преимущественно из песчаных отложений лопасти и редких каналов. В лопастях ожидается ухудшение ФЕС по мере удаления от питающих каналов к краям лопастей и увеличении глинистости.

Фация дистальной части турбидитового конуса по керну характеризуется песчаниками от слабо- до сильнокарбонизированных, плотных, с примесями алевритистого материала.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС НА ОСНОВЕ УТОЧНЕННОЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

В результате переинтерпретации скважинных данных на основе полученных петрофизических зависимостей для каждой фации



- Условные обозначения:
- Песчаник
  - Песчано-алевролит глинистый
  - Алевролит
  - Нефтенасыщенный коллектор
  - Аргиллит
  - Дистальная часть конуса выноса (фация 3)

Рис. 3. Планшет скважины X8 дистальной части конуса по кровле продуктивного пласта Ach3\_1. На планшете представлены кривые гамма-каротажа (ГК), метода потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), бокового каротажа (БК) и двойного разностного параметра (Апс).  
Составлено авторами  
Fig. 3. The Image of Well X8 of the distal part of the fan over the top of the productive formation Ach3\_1. The Image of Wireline Logging Interpretation shows the curves of Gamma-ray logging (GR), The method of spontaneous polarization potential (SP) and Alpha PS. Made by the authors

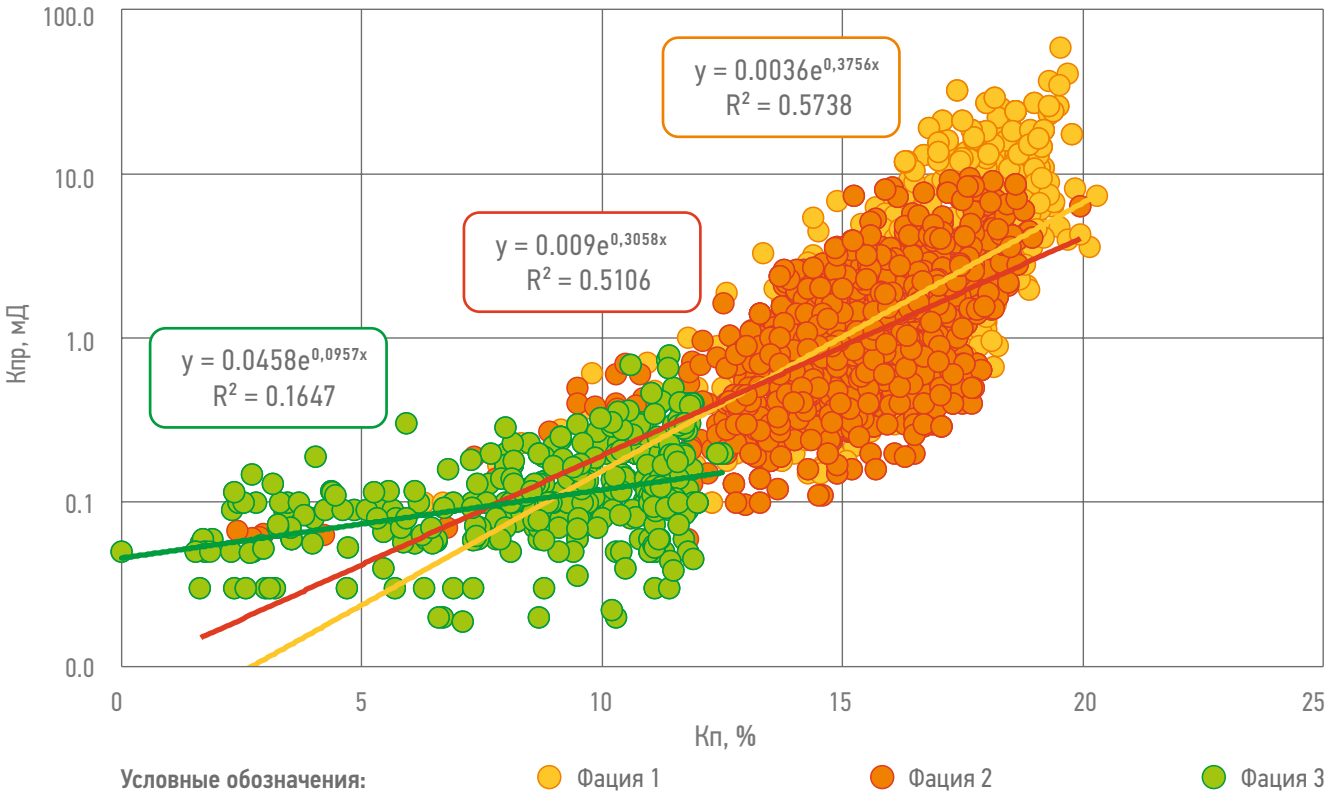


Рис. 4. Зависимость проницаемости от пористости по данным кернa Малобальского месторождения. Шифр кривых: фация 1 — депоцентр, фация 2 — лопасть, фация 3 — дистальная часть.  
Составлено авторами  
Fig. 4. Dependence of permeability on porosity according to core data from Malobalykskoye field. Curve codes: facies 1 — depocenter, facies 2 — lobe, facies 3 — distal part.  
Made by the authors

мы увеличили эффективную мощность нефтенасыщенных коллекторов в пределах ачимовских отложений.  
В табл. 2 приведены результаты интерпретации скважинных данных на основе обобщенной модели (это пористость  $K_{п-гр}^*$ , проницаемость  $K_{пр-гр}^*$  и суммарная нефтенасыщенная толщина  $h_{эф-н}$ ) и на основе уточнения петрофизической модели с учётом фациальной типизации (это пористость  $K_{п-гр}$ , проницаемость  $K_{пр-гр}$  и суммарная нефтенасыщенная толщина  $h_{эф-н}$ ).  
Параметр  $\Delta h$  показывает величину изменения эффективной нефтенасыщенной толщины, определенной по уточненной петрофизической модели. Как видно из таблицы,

величина  $\Delta h$  довольно значительна и составляет 1,2 м для лопасти и 2,55 м для депоцентра.

ВЫВОДЫ

На основании анализа комплекса данных кернa и ГИС выполнена фациальная типизация коллекторов ачимовской свиты, сопоставительный анализ фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) песчаников, отнесенных к разным фациальным обстановкам, исследовано влияние фациальной принадлежности на коллекторские свойства пород.

Таблица 2. Результаты оценки петрофизических свойств фаций  
Table 2. Results of evaluating the petrophysical properties of facies

| Параметр/Фация | Пласт   | $K_{п-гр}^*$ , % | $K_{пр-гр}^*$ , мД | $h_{эф-н}^*$ , м | $K_{п-гр}$ , % | $K_{пр-гр}$ , мД | $h_{эф-н}$ , м | $\Delta h$ , м | УЭС, Ом*м |
|----------------|---------|------------------|--------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|----------------|-----------|
| Фация 1        | Ach2_2b | 14,3             | 0,65               | 6,85             | 13,9           | 0,79             | 9,4            | 2,55           | 13,17     |
| Фация 2        | Ach2_3a |                  |                    | 5,9              | 13,4           | 0,66             | 7,1            | 1,2            | 10,66     |
| Фация 3        | Ach3_1  |                  |                    | 2,8              | 8,6            | 0,137            | 4,4            | 1,6            | 9,62      |

В результате выполненных исследований ачимовских отложений выделены 3 фаци- альные ассоциации: депоцентр (верхняя часть конуса выноса), лопасть (средняя часть) и дистальная часть конуса выноса. Установлено, что наилучшими коллектор- скими свойствами характеризуются прок- симальные части конусов выноса, средними ФЕС — фациальная зона лопастей, плохими

коллекторами являются фации дистальной (хвостовой) части турбидитового конуса вы- нося. На основании полученных петрофизиче- ских моделей и выделенных фациальных зон скорректированы границы коллекторов, их распределение с глубиной, уточнены гранич- ные значения петрофизических параметров и продуктивные толщины.

Список литературы

- 1. Рединг Х.Г. и др. Обстановки осадконакопления и фации: в 2-х т. Т.1: Пер. с англ./ Под ред. Х. Рединга. — М.: Мир, 1990. — 352 с.
- 2. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — Л. : Недра, 1984. — 260 с.
- 3. Гурари Ф. Г. Строение и условия образования клиноформ неомских отложений Западно-Сибирской плиты (исто- рия становления представлений). — Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. — 140 с.
- 4. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. — М.: Изд. Академии горных наук, 2000. — 247 с.
- 5. Rider M. The geological interpretation of well logs. Blackie, Halsted Press, New York, 1986. — 175 pp.

References

- 1. Reading H.G. et al. Sedimentation and Facies Conditions: in 2 volumes. Vol. 1: Translate from English / Ed. H. Reading. Mos- cow: Mir, 1990, 352 p.
- 2. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies — lithological traps of oil and gas. L: Nedra, 1984, 260 p.
- 3. Gurari F.G. The structure and conditions for formation of clinoforms of the Neocomian deposits of the West Siberian plate (history of the formation of representations). Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2003, 140 p.
- 4. Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. Geology and oil and gas potential of the Achimov strata in Western Siberia. Moscow: Ed. Academy of Mining Sciences, 2000, 247 p.
- 5. Rider M. The geological interpretation of well logs. Blackie, Halsted Press, New York, 1986, 175 pp.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Г.Р. Вахитова** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвер- дила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.А. Казарян** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвер- дила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Т.Ф. Хайбуллин** — разработал концепцию ста- тьи, подготовил текст статьи, окончательно ут- вердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Guzel R. Vahitova** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Angela A. Kazaryan** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Timur F. Khaybullin** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Гузель Ринатовна Вахитова\*** — кандидат тех- нических наук, доцент кафедры геофизики, Баш- кирский государственный университет 450076, Россия, Республика Башкортостан, Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32 e-mail: guzel.geotec@mail.ru

**Анжела Арменовна Казарян** — магистр, Баш- кирский государственный университет 450076, Россия, Республика Башкортостан, Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32 e-mail: angelika.azaryan@mail.ru

**Тимур Фанилевич Хайбуллин** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д e-mail: khaybullin.tf@gazpromneft-ntc.ru

**Guzel R. Vahitova\*** — PhD, Associate Professor of the Department of Geophysics, Bashkir State University 32, Zaki Validi str., 450076, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia e-mail: guzel.geotec@mail.ru

**Angela A. Kazaryan** — 2nd year master student, Bashkir State University 32, Zaki Validi str., 450076, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia e-mail: angelika.azaryan@mail.ru

**Timur F. Khaybullin** — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC liter D, building 75–79, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia e-mail: khaybullin.tf@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ НА ПРИМЕРЕ ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТА

**Д.В. Козиков\*, М.А. Васильев, К.В. Зверев, А.Н. Ланин, Ш.А. Нигаматов,  
С.А. Андронов**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Kozikov.DV@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В статье представлены результаты актуализации геологической модели хамакинского горизонта Чаяндинского НГКМ с целью проектирования разработки нефтяных оторочек и формирования положительного бизнес-кейса проекта.

**Материалы и методы.** В рамках работ разработан уточненный седиментологический концепт месторождения, основанный на описании и анализе ядра 14 скважин. Уточнена петрофизическая модель горизонта, что позволило выделить вторичные изменения коллектора (ангидритизация и галитизация), а также скорректировать прогноз проницаемости по данным ГИС. На основании интерпретации материалов сейсморазведочных работ (СРР) 3D уточнено тектоническое строение горизонта: выделено две группы разломов, разделенных по степени уверенности. С помощью алгоритма нейронных сетей построены прогнозные карты ангидритизации, которые в дальнейшем используются в геологической модели.

**Результаты.** Хамакинский горизонт сформирован дельтовыми отложениями с влиянием речных и приливно-отливных процессов. Коллектор не выдержан по вертикали: в основании горизонта залегают песчаники фронта дельты, которые перебиваются отложениями дельтовой равнины с распределительными каналами, расположенными в средней и верхней части горизонта. Дельтовые отложения осложняются наличием многочисленных врезанных долин, представленных телами русловых песчаников. По результатам анализа ядра и описания шлифов выявлены многочисленные вторичные изменения коллектора, существенно снижающие эффективные толщины горизонта. Наличие вторичных изменений — одна из ключевых неопределенностей проекта, напрямую влияющая на объем притока углеводородов добывающих скважин. Трехмерная геологическая модель учитывает тренды распространения ангидритизации и галитизации по площади и разрезу, что позволяет получить более точный прогноз добычи.

**Заключение.** В рамках вероятностной оценки запасов нефти выявлены основные геологические параметры, влияющие на объем запасов в каждом блоке. Для снятия геологических и технических неопределенностей запланирована программа опытно-промышленных работ.

**Ключевые слова:** Восточная Сибирь, Чаяндинское НГКМ, хамакинский горизонт, тектоника, вендские отложения, терригенный коллектор, постседиментационные изменения

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Козиков Д.В., Васильев М.А., Зверев К.В., Ланин А.Н., Нигаматов Ш.А., Андронов С.А. Особенности моделирования терригенных отложений Восточной Сибири на примере хамакинского горизонта. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):32–42. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-32-42>

Статья поступила в редакцию 23.08.2021  
Принята к публикации 05.10.2021  
Опубликована 24.12.2021

MAIN FEATURES OF MODELING TERRIGENOUS DEPOSITS IN EAST-SIBERIA USING THE EXAMPLE OF THE HAMAKINSKY HORIZON

**Dmitriy V. Kozikov\*, Mikhail A. Vasiliev, Konstantin V. Zverev, Andrei N. Lanin, Shafkat A. Nigmatov, Sergey A. Andronov**

Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Kozikov.DV@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The article considers the results of updating the geological model of the khamakinskii horizon reservoirs of the Chayandinskoe oil and gas field. The main aim is project the production of the oil rims and form a positive business case of the project.

**Materials and methods.** Conceptual sedimentary model bases on the core of the 14 wells. Updating of the petrophysical model is the key to identify post-sedimentary transformations (like anhydritization and halitization) and the opportunity to correct the permeability trend. The tectonic pattern of the horizon based on the interpretation of 3D seismic data. There are two groups of faults were identified: certain and possible. Neural networks algorithm uses for a creating the predictive maps of anhydritization, which are used in the geological model.

**Results.** Estuary sands influenced by fluvial and tidal processes dominate the khamakinskii horizon. The reservoir is irregular vertically: at the base of the horizon, there are sandstones of the delta front and there are alluvial valley with fluvial channels in the middle and upper parts. Eustary sands eroded by incised valleys

(alluvial channels). According to the core and thin section analysis, the main uncertainty is sedimentary transformations of reservoir. It affects the net thickness and then the volume of oil in productive wells. 3D geological model includes the trends of anhydritization and halitization over the area, which makes it possible to obtain a more accurate production forecast.

**Conclusion.** As part of the probability estimate of oil reserves, the main geological parameters that affect the volume of reserves were identified. Pilot project is planning to remove geological and technical uncertainties.

**Keywords:** East-Siberia, Chayandinskoe oil and gas condensate field, Hamakinsky horizon, tectonics, Vendian deposits, terrigenous reservoirs, post-sedimentary transformations

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Kozikov D.V., Vasiliev M.A., Zverev K.V., Lanin A.N., Nigmatov Sh.A., Andronov S.A. Main features of modeling terrigenous deposits in East-Siberia using the example of the Hamakinsky horizon. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):32–42. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-32-42>

Manuscript received 23.08.2021  
Accepted 05.10.2021  
Published 24.12.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Чаяндинское месторождение относится к категории уникальных по объему углеводородов, расположено на юге Сибирской платформы в пределах Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы, согласно нефтегазогеологическому районированию является частью Непско-Ботубинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской НГП. Продуктивными являются терригенные отложения венда: ботубинский, хамакинский и талахский горизонты. Запасы нефти на месторождении приурочены к нефтяным оторочкам ботубинского и хамакинского горизонтов. Объектом изучения является хамакинский горизонт, характеризующийся сложным геологическим строением. Основные геологические неопределенности связаны со следующими факторами:

- низкая плотность разведочного бурения 57 км<sup>2</sup>/скв.;
- сложное структурно-тектоническое строение;
- наличие вторичных изменений коллектора (ангидритизация и сульфатизация);
- высокая латеральная и вертикальная неоднородность, обусловленная сложным фациальным строением;
- неопределенности в выделении эффективных толщин по данным ГИС.

Все вышеперечисленные факторы имеют ключевое значение, особенно на этапе оценки бизнес-кейса. В работе представлены результаты построения геологической модели на основании уточнения концептуального строения месторождения, обновления петрофизической основы и интерпретации данных СРР 3D. Определены и оцифрованы ключевые неопределенности проекта, выполнена вероятностная оценка запасов нефти, разра-

ботана программа опытно-промышленных и камеральных работ по снятию неопределенностей, направленная на минимизацию рисков проекта.

## ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

Чаяндинское месторождение приурочено к северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода, осложняющего Непско-Ботубинскую антеклизу. Непское время (нижний венд) характеризуется высокой тектонической активностью, во время которой формировались Присяно-Енисейская синеклиза, Приенисейский и Байкало-Патомский прогибы [1]. Тектонический режим стабилизировался в позднем венде, когда Сибирский кратон вступил в платформенный этап развития и во внутренних частях платформы широкое развитие получили мелководно-морские бассейны с преимущественно карбонатным режимом осадконакопления [2]. Сложное тектоническое строение хамакинского горизонта обусловлено активной историей формирования Непско-Ботубинской антеклизы. Южная часть Чаяндинского НГКМ, в которой расположены нефтяные оторочки хамакинского горизонта, характеризуется более сильными тектоническими проявлениями в сравнении с северной частью, что фиксируется по данным СРР 3D.

## ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

На этапе интерпретации сейсмических данных 3D прослежен отражающий горизонт (ОГ) ХМ, отождествляющийся по итогам сейсмостратиграфической привязки с кровлей

хамакинского горизонта. Для поиска оптимального подхода прогноза структуры ОГ ХМ выполнено тестирование нескольких методик: использование только скважинных данных, использование карты средних скоростей вдоль ОГ, линейной регрессии (время–глубина), мультирегрессии, карты интервальных скоростей. Ключевая

неопределенность связана с наличием газового пласта выше по разрезу, влиянием верхней части разреза и контрастной по скоростным характеристикам средней части разреза. Оценка точности структурных построений выполнялась с помощью кросс-валидации. Наименьшее значение стандартного отклонения при прогнозе структуры ОГ ХМ получено с использованием карты средних скоростей (7,9 м).

Для актуализации тектонической модели хамакинского горизонта использовались различные структурные и динамические сейсмические атрибуты (Variance, Chaos, Dip angle, Curvature, eXchroma), анализировалось волновое поле в целевом интервале, характер рельефа и форма сейсмической записи фундамента, с которого унаследована основная сеть разрывных нарушений региона. Также привлекались материалы региональных работ по соседним месторождениям.

В результате интерпретации сейсмических данных выделены две группы разломов, ранжируемых по степени уверенности (рис. 1). Уверенными приняты амплитудные разломы, проявленные в волновом поле и на карте сейсмического атрибута когерентности. Большинство из них являются гидродинамически изолирующими по результатам испытаний и интерпретации ГИС. Такие разломы легли в основу блокового строения горизонта.

Вторая группа разломов — возможные, проявленные только в волновом поле в виде флексурных перегибов на целевых ОГ. Они также использовались в геологической модели. В базовый вариант модели они включены как проводимые, так как их изолирующие свойства не доказаны. Наличие этого типа разломов в модели поможет учитывать возможные осложнения при бурении скважин (поглощения бурового раствора).

Отчетливо наблюдается разный характер тектонической активности северной и южной части ЛУ. Северная — относительно спокойная, а в южной наблюдается большое количество структур типа грабен и pull-apart. Разломы имеют разную ориентацию, что говорит о разных направлениях стресса и возможной реактивации разломов. В дальнейшем для уточнения тектонической модели планируется применение подходов по восстановлению разрезов с целью выделения этапности тектонических процессов, а также привлечение исследований в скважинах для определения проводимости разломов. Дополнительно разломы, выделенные в южной части ЛУ, проанализи-

зированы на предмет их связи с влиянием современного рельефа и речной сети на волновое сейсмическое поле. Корреляция не обнаружена. Однако в связи с тем, что качество сейсмических данных не оптимально (недоучтено влияние рельефа, верхней части разреза, вышележащей соленосной толщи), сохраняется неопределенность при выделении разломов. Поэтому большая часть разрывных нарушений — возможные.

Дополнительно выполнялась проверка выделенных разрывных нарушений с данными ГДИС. Явной связи с результатами сейсмической интерпретации не найдено, что может быть связано с неоптимальным качеством ГДИС. Критериями для разделения разломов на уверенные и возможные служили контакты (ГНК, ВНК), насыщение, поглощения бурового раствора (по результатам бурения).

### ОСОБЕННОСТИ ФАЦИАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ

Хамакинский горизонт представлен дельтовым комплексом фаций, осложненным отложениями врезанных долин. Накопление дельтовых осадков происходило в условиях смешанного влияния аллювиальных и приливно-отливных процессов. Основание хамакинского горизонта сложено отложениями продельтового склона и фронта дельты. Они перекрываются отложениями дельтовой равнины с распределительными каналами. Врезанные долины, представленные отложениями русловых песчаников, нарушают последовательность дельтовых отложений, размывая их при своем формировании. Они встречаются по разрезу хаотично, без каких-либо тенденций к их прогнозированию, что существенно осложняет геологическое строение. На коротких диаграммах гамма-каротажа (ГК) врезанные долины проявляются в виде «сундучных» тел, что позволяет выделять их не только по данным керна, но и по ГИС. Однако прогнозирование их распространения в межскважинном пространстве на текущий момент затруднительно, поскольку по результатам интерпретации СРР русловые тела проявляются слабо. Учитывая особенности осадконакопления, высокая вероятность наличия литологически изолированных тел с разными флюидными контактами.

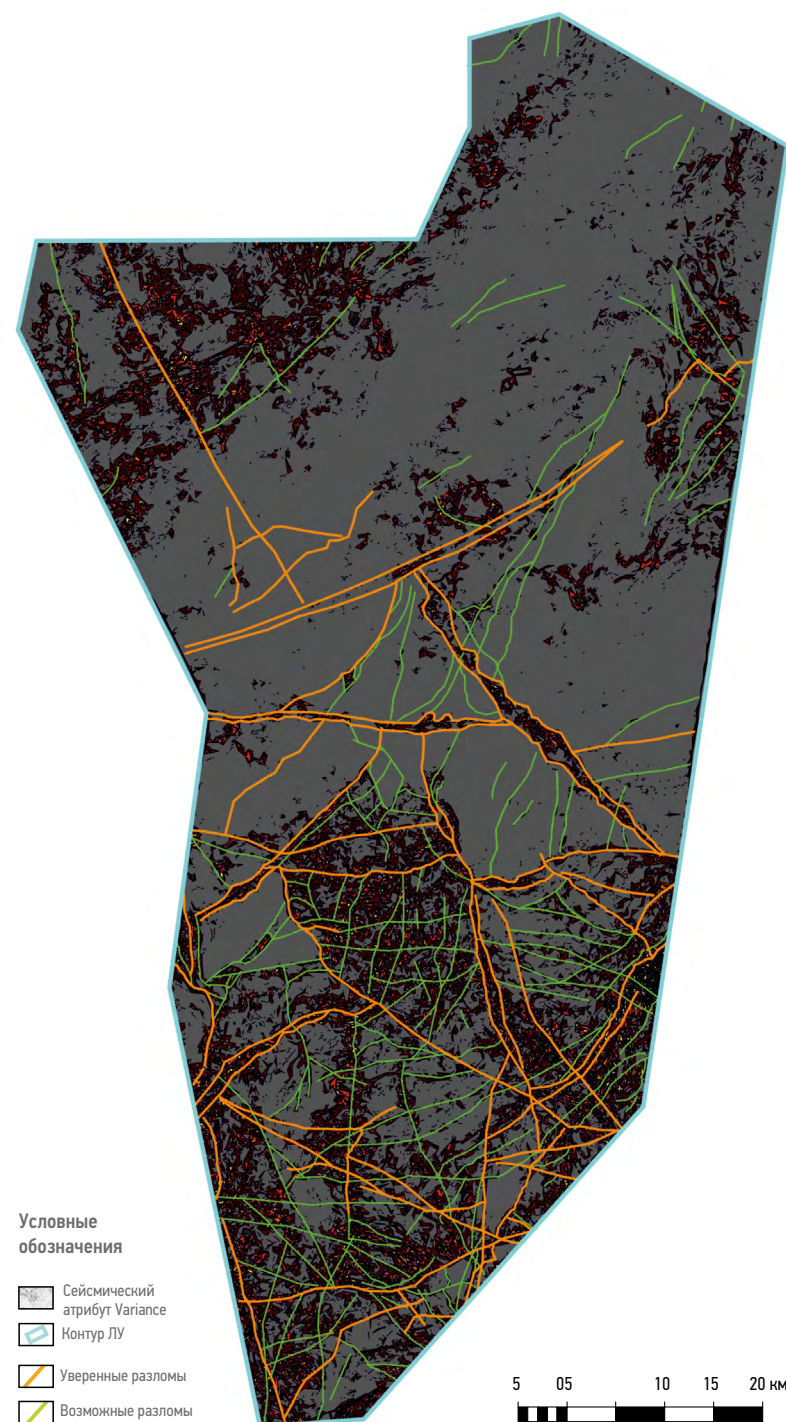
По вертикали разрез хамакинского горизонта делится на три подгоризонта (снизу вверх):

- ХМ3 — представлен песчаными отложениями фронта дельты, размываемыми речными врезами;
- ХМ2 — представлен песчаниками и аргиллитами дельтовой равнины;
- ХМ1 — представлен изолированными шнурковыми телами русловых песчаников среди глинистых отложений дельтовой равнины.

**С ПОМОЩЬЮ АЛГОРИТМОВ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ МОЖНО УТОЧНИТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ АНГИДРИТИЗАЦИИ ПО ПЛОЩАДИ И УЧЕСТЬ СУЩЕСТВУЮЩИЕ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ БУРЕНИЯ.**

Коллектор хамакинского горизонта повсеместно подвержен ангидритизации, что фиксируется по керну и данным интерпретации ГИС (рис. 2). Вторичная природа происхождения ангидритов подтверждается описанием шлифов. Толщины интервалов ангидритизации в среднем составляют 8 м в каждой скважине, в единичных случаях достигают 25 м. По разрезу прослои ангидритов распространяются хаотично, однако при этом по площади есть тренд увеличения толщин на юг. Вероятнее всего, это связано с более активной тектоникой южной части месторождения. Наличие интервалов ангидритизации увеличивает расчлененность разреза, уменьшает латеральную связанность объектов и негативно сказывается на потенциальных дебиттах скважин. При построении геологической модели необходимо учитывать эти интервалы для более корректного отражения особенностей горизонта.

Также по всему разрезу хамакинского горизонта отмечаются интервалы галитизации. Вопрос засоления не стоит так остро, как на вышележащем ботубобинском горизонте [3], поскольку процентное содержание галита в хамакинском горизонте намного меньше (рис. 3). Однако стоит отметить, что наличие засоления по данным ГИС определено только в 25 % от всего фонда скважин в связи с ограничениями по комплексу ГИС. Статистика с этих скважин интерполирована на всю геологическую модель. Сложная фациальная обстановка и наличие вторичных изменений обусловили высокую латеральную и вертикальную неоднородность коллектора и высокую анизотропию ФЕС. Ангидритизация коллектора хамакинского горизонта оказывает прямое влияние на эффективные толщины продуктивных залежей и, как следствие, на объем добычи



**Рис. 1.** Выделенные полигоны разломов для интервала ОГ НМ-Ф, нанесенные на карту сейсмического атрибута когерентности по ОГ Ф. Составлено авторами

**Fig. 1.** Fault polygons for the RH HM-F interval plotted on the Variance seismic attribute. Made by the authors



нефти. Определение распространения интервалов ангидритов играет важную роль в построении геологической модели.

ПРОГНОЗ ВТОРИЧНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ СРР

С целью поиска тренда для прогноза распространения ангидритов по площади рассчитано более 8000 сейсмических атрибутов в разных интервалах хамакинского горизонта.

зонта. Устойчивых связей найти не удалось. На следующем этапе использован алгоритм прогноза на основе регрессии нейронных сетей Кохонена [4] (метод ближайшего соседа) (плагин IPLab в ПО Petrel). Если использовать форму сигнала в изучаемом слое как атрибут для прогноза, то этот метод имеет много общего с классификацией по форме сигнала [5]. Отличие этих методов отличается только тем, что при выполнении прогноза методом регрессии нейронных сетей Кохонена используются свойства пласта

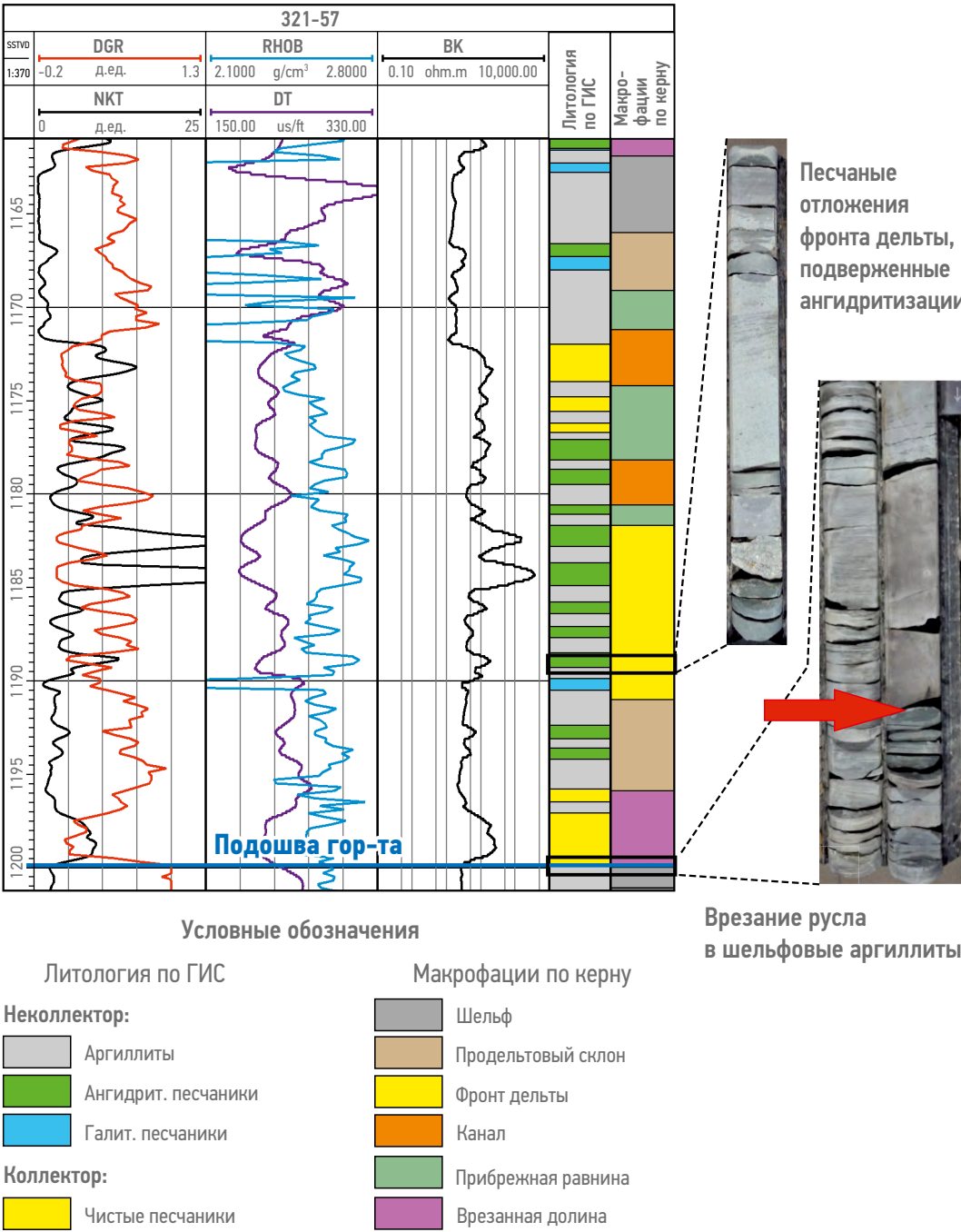


Рис. 2. Геолого-геофизическая характеристика продуктивной части хамакинского горизонта. Составлено авторами

Fig. 2. Layout and core analysis of the Hamakinsky horizon. Made by the authors

в точке пластопересечения по скважинным данным. Прогнозные карты строились на основе нейросетевой методики прогноза значений ангидритизированных толщин, осредненных в точках пластопересечения изучаемого пласта по форме сейсмического сигнала в целевом интервале с использованием нескольких угловых сумм сейсмических кубов. Метод нейросетевого прогноза карт и кубов по данным СРР широко представлен публикациями различных исследователей [6–11]. Упрощенный процесс прогноза на основе регрессии нейронных сетей Кохонена (метод ближайшего соседа) можно описать следующим образом [12]:

- в цикле по трассам сейсмического куба выбирается сейсмический сигнал, ограниченный кровлей и подошвой изучаемого пласта по одному или нескольким кубам (например, угловые суммы);
- каждая скважина, участвующая в прогнозе, имеет соответствующий ей сейсмический сигнал в точке пластопересечения, а также прогнозный параметр;
- для каждой текущей трассы находится скважина, которая имеет наиболее похожий сейсмический сигнал, и значение прогнозного параметра с этой скважины присваивается к положению этой трассы на карте;
- описанный выше процесс будет эффективно распределять параметры прогноза в соответствии с похожестю сейсмического сигнала на текущей трассе и сигнала, соответствующего скважине.

В качестве входных данных использовались кубы угловых сумм, куб продольного акустического импеданса. В качестве обучения подавались точки пластопересечения с атрибутом ангидритизированных толщин целевого интервала. Границы для расчета по вертикали задавались от кровли до подошвы хамакинского горизонта.

Для оценки точности прогнозных построений применялась техника многократных расчетов со случайным удалением части скважин. В процессе расчетов выполнено 20 независимых прогнозов с удалением 25 % скважин (40 скв.), или точек обучения с известным значением ангидритизированных толщин, для каждой итерации. На основе этих многократных построений рассчитывались карты среднего прогноза, P10 и P90. Среднеквадратическое отклонение (STD) ошибки прогноза в точках скважин составило 2,6 м, при среднем значении мощности пропластков ангидрита 7,5 м. Отношение STD/среднее значение составило 0,34, что точнее относительно прогноза без тренда.

Распределение литотипов внутри палеоколлектора

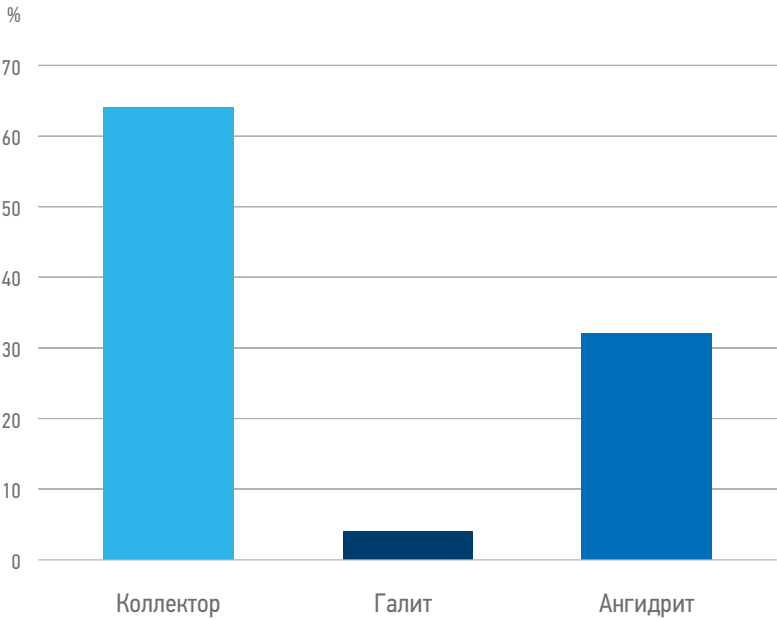


Рис. 3. Распределение литотипов внутри палеоколлектора. Составлено авторами

Fig. 3. Lithotype's distribution within paleoreservoir. Made by the authors

Результаты прогноза толщин ангидритов в коллекторе хамакинского горизонта представлены на рис. 4.

МОДЕЛИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРА С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ ВТОРИЧНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ

По результатам фациального анализа керна выделено 27 типов фаций, которые в дальнейшем сгруппированы в 6 макрофаций: глубоководно-морские (шельф/дистальная проделта), относительно глубоководные (продельтовый склон), мелководно-морские (продельтовый склон, эстуарий), прибрежная равнина, каналы, врезанные долины. Прогноз фаций в межскважинном пространстве затруднен в связи со сложностью фациального строения и отсутствием надежных трендов по данным СРР 3D. На графике Кп–Кпр выделение отдельных трендов по разным типам макрофаций практически отсутствует. Учитывая вышеперечисленное, прогнозный куб фаций не строился, а геологические особенности учитывались при построении куба литологии.

Для корректного учета вторичных преобразований коллектора, куб литологии моделировался в два этапа:

- моделирование палеоколлектора (до его изменения вторичными процессами);
- моделирование вторичных изменений внутри палеоколлектора с учетом



сейсмического тренда, полученного по результатам интерпретации данных СРР.

Такой подход восстанавливает историческую последовательность образования и изменения коллектора и позволяет разделить интервалы неколлектора на разные геологические этапы: образование глинистых отложений (более выдержаны по разрезу и площади, обусловлены особенностями седиментации) и вторичные преобразования коллектора (хаотично распространены по разрезу, имеют небольшую толщину, обусловлены наличием активной тектоники в южной части месторождения). Чтобы корректнее учитывать латеральную и вертикальную неоднородность, обусловленную особенностями седиментации, куб

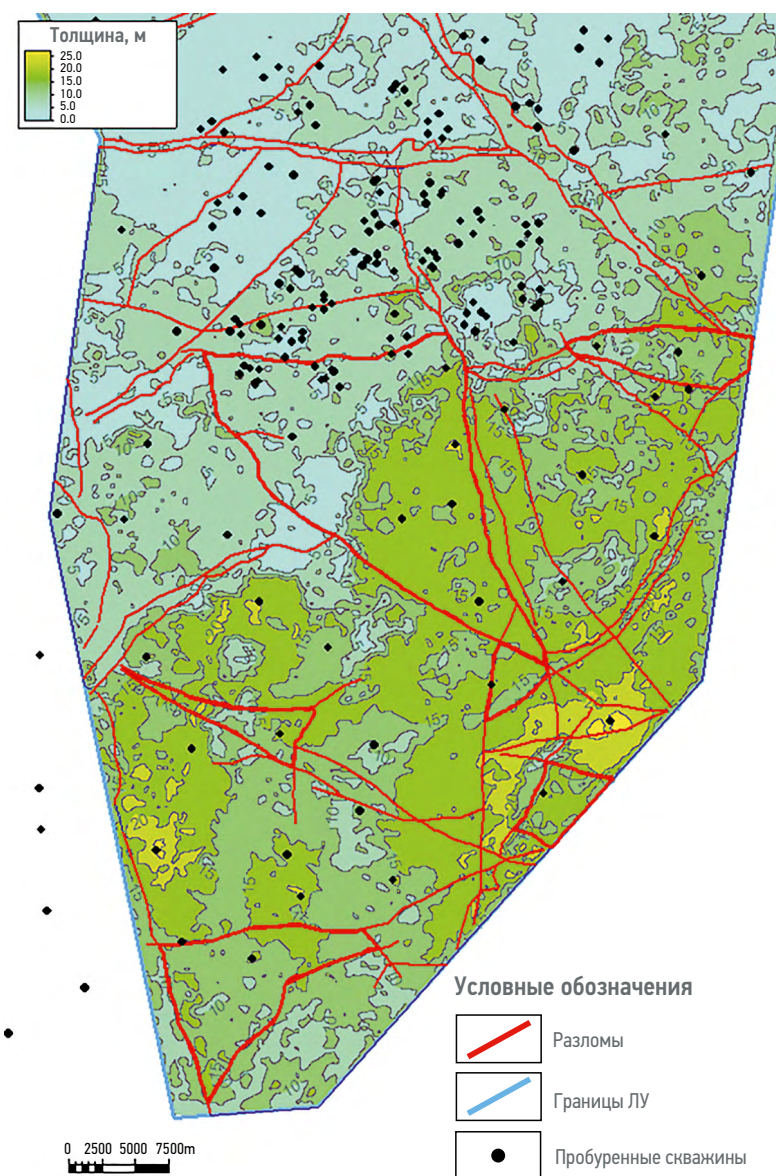


Рис. 4. Прогнозная карта толщин ангидритов по данным СРР 3D. Составлено авторами

Fig. 4. Predictive map of anhydrite thicknesses according to seismic data. Made by the authors

палеоколлектора строился с учетом разделения на разные зоны по типу геолого-статистического разреза (ГСР). Для этого проводился анализ кривых ГК и интерпретации ГИС (палеоколлектор — глины), который позволил объединить схожие скважины для каждого из подгоризонтов (ХМ1, ХМ2, ХМ3) в зоны, характеризующиеся схожим геологическим строением (рис. 5).

С учетом трендов по скважинным и сейсмическим данным внутри палеоколлектора распространялись вторичные изменения — ангидритизация и галитизация. Данный подход позволяет учитывать резкую литологическую изменчивость разреза и обеспечивает более корректный учет геологических особенностей строения горизонта, что оказывает прямое влияние на прогноз добычи нефти. Моделирование пористости выполнено по стандартной методике, с учетом тренда по скважинным данным, что позволило избежать необоснованных вылетов в межскважинном пространстве (эффект «бычьих глаз»). Поскольку исходное облако керновых данных на графике Кп–Кпр характеризуется высокой дисперсией, была выполнена петротипизация образцов по данным гранулометрии и рентгеноструктурного/рентгенофазового анализа (РФА/РСА). Это позволило выделить на графике Кп–Кпр несколько трендов: галитизированный песчаник, чистый песчаник, глинистый песчаник.

Для построения куба проницаемости в геологической модели использовался тренд чистых песчаников. Моделирование куба насыщенности выполнено с использованием данных РИГИС в качестве исходных (модель Арчи—Дахнова) с жестким трендом — кубом водонасыщенности, рассчитанным по J-функции Леверетта. Такой подход обеспечил, с одной стороны, наличие переходной зоны (J-функция), а с другой — сопоставимые значения итогового куба насыщенности с исходными данными по скважинам.

### ОЦЕНКА ЗАПАСОВ И КЛЮЧЕВЫЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

В рамках работ выполнена вероятностная оценка начальных геологических запасов. В ней учитывались основные неопределенности, характерные для проекта. Выполненный анализ чувствительности показывает, что наибольшее влияние на изменчивость запасов оказывает уровень ВНК и ГНК, а также неопределенности петрофизической модели (определение Кп по ГИС и выделение эффективных толщин).

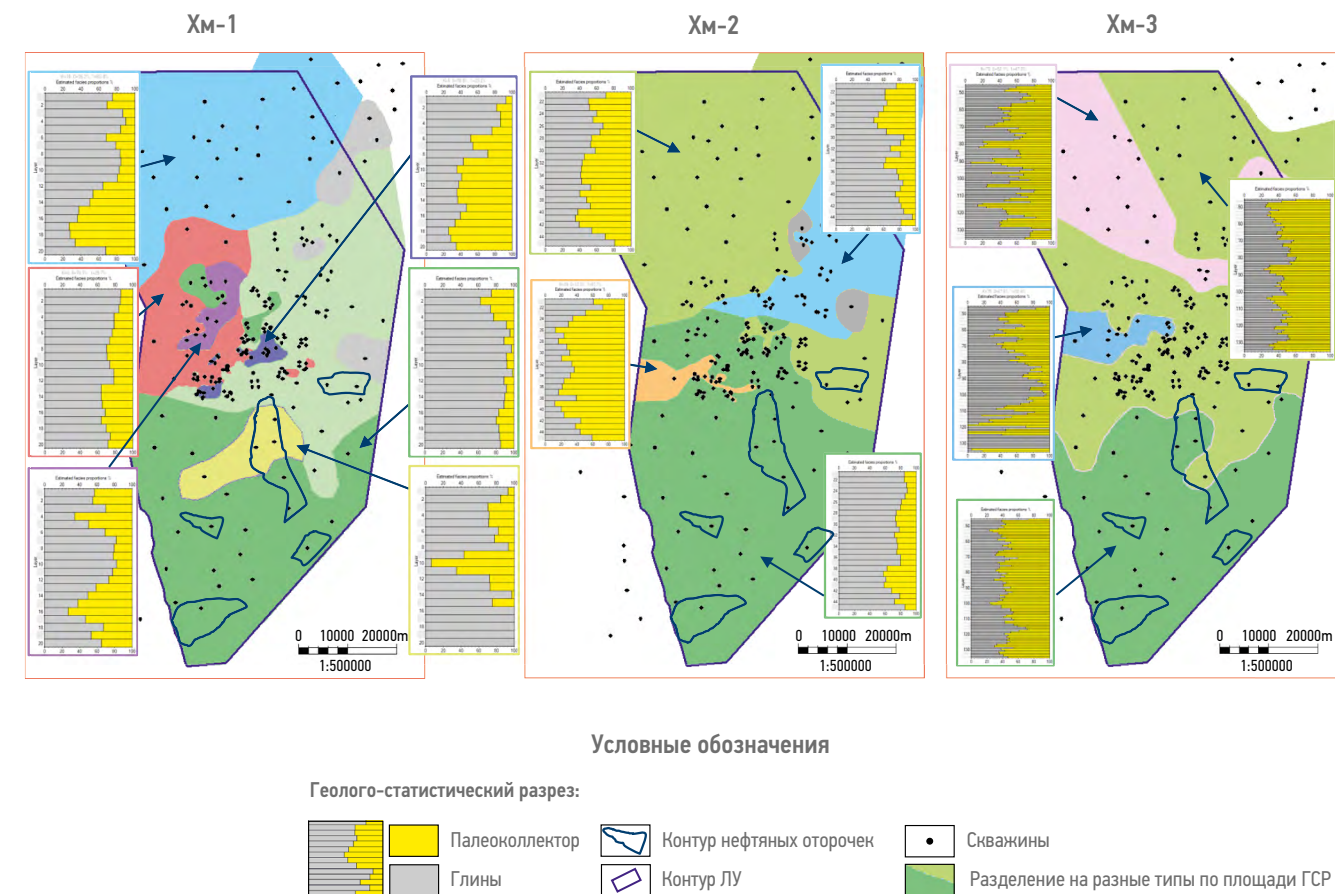


Рис. 5. Зонирование хамакинского горизонта. Составлено авторами  
Fig. 5. Vertical proportion curves zoning of the Hamakinsky horizon. Made by the authors

Наиболее перспективным объектом по результатам оценки является залежь Юж-2-1. В базовом кейсе начальные геологические запасы нефти составляют 50 % от общих НГЗ всего горизонта. Также в этой залежи получен наибольший приток нефти — 28 м³/сут. Исходя из особенностей расположения проектных кустовых площадок и основных неопределенностей, влияющих на объем запасов, определена программа опытно-промышленных работ (рис. 6). Рекомендуется бурение двух пилотных стволов. В каждом из них необходима запись расширенного комплекса ГИС (в т. ч. широкополосный акустический каротаж (АКШ), ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)), проведение опробования пласта на кабеле (ОПК/ГДК) и отбор керна. Бурение скважины PL1 позволит уточнить уровень ВНК, литологию и ФЕС в зоне проектного бурения, подтвердить связанность зон скважин 1 и 3. Несмотря на общие флюидные контакты, на текущий момент остается вероятность наличия тектонических нарушений, осложняющих залежь (между PL1 и скв. 1). Потенциальный прирост начальных геологических запасов нефти за счет уточнения

уровня ВНК в скважине PL1 составляет 23 % от текущих запасов залежи. Бурение скважины PL2 позволит уточнить уровень ВНК в северной части залежи, литологическое строение и ФЕС коллектора в зоне бурения проектного фонда скважин, и подтвердить связанность зон скв. 2 и 4.

### ВЫВОДЫ

Уточнено фациальное строение хамакинского горизонта с привлечением доступного кернового материала по 14 скважинам. В основании горизонта залегают отложения продельтового склона и фронта дельты, которые перекрываются отложениями дельтовой равнины с распределительными каналами. Строение горизонта осложняют русловые песчаники врезанных долин, размывающие последовательность дельтовых отложений при своем формировании. На основании интерпретации материалов ГИС выделены интервалы вторичных изменений коллектора (ангидритизация и галитизация), которые исключались из интервалов эффективных толщин и учитывались



## Карта нефтенасыщенных толщин

## Карта геологических рисков

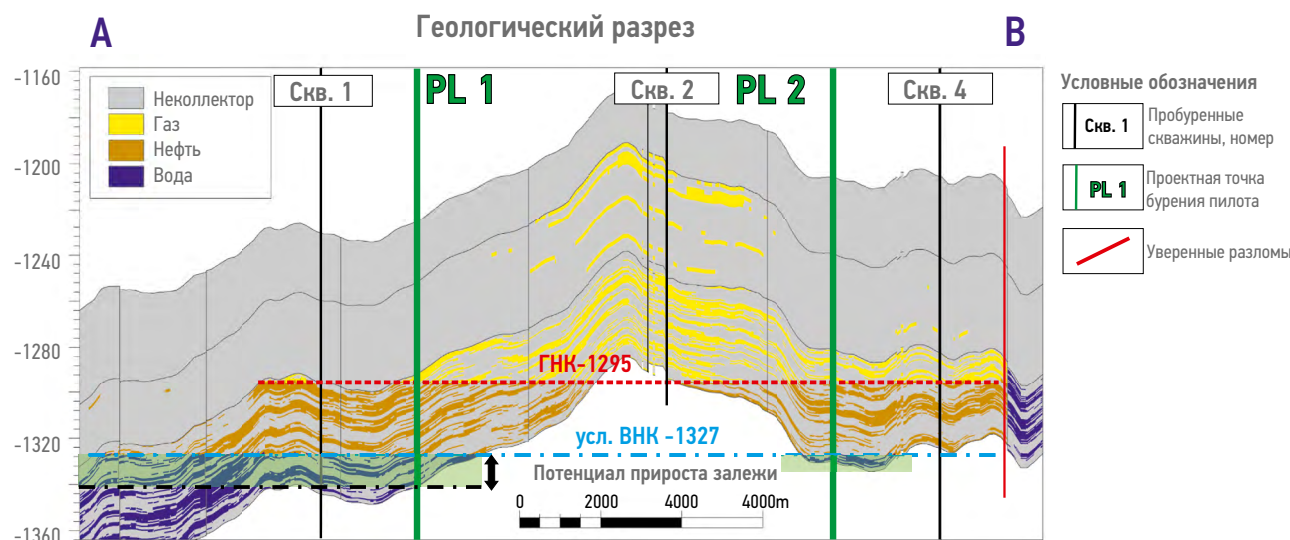
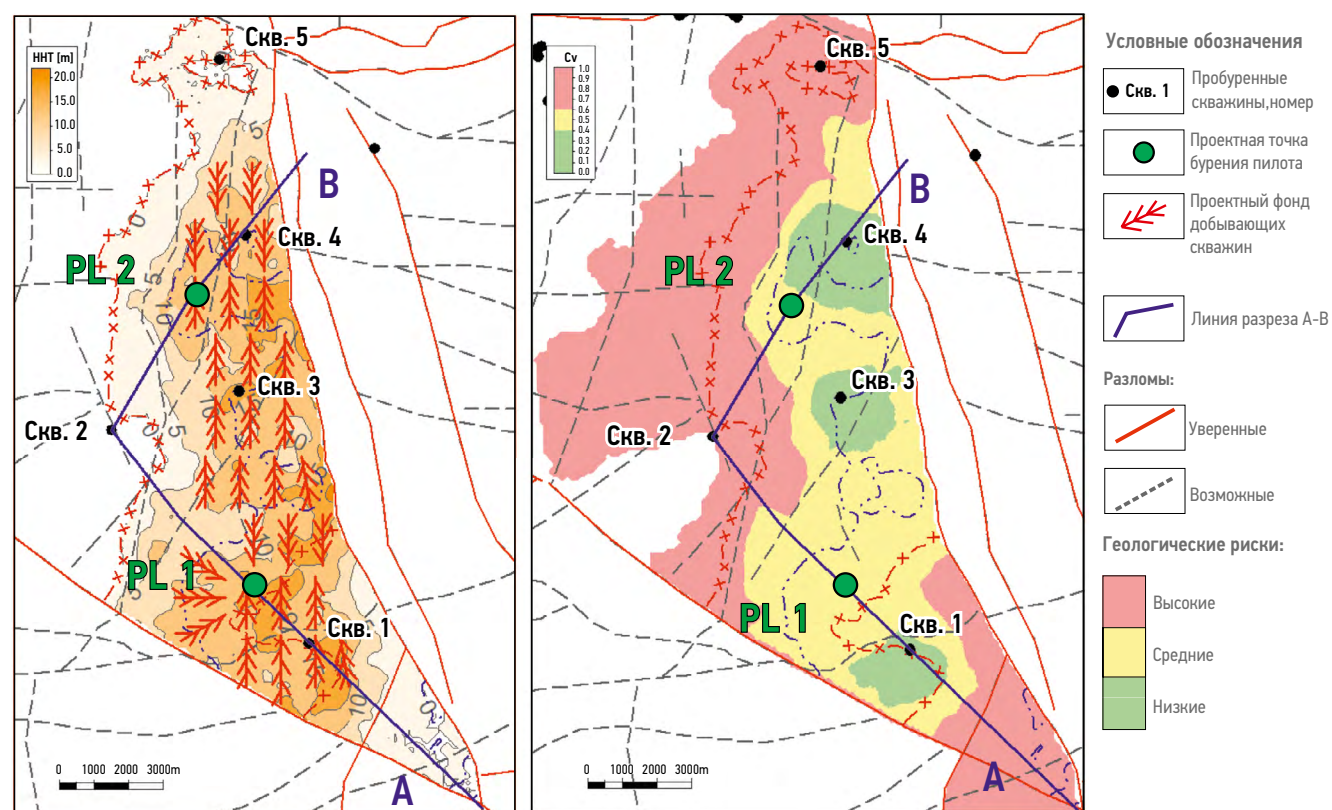


Рис. 6. Программа ОПР блока Юж-2-1. Составлено авторами  
Fig. 6. Pilot project program of the Ug-2-1.  
Made by the authors

в геологической модели на этапе распространения свойств. Применяв алгоритмы нейронных сетей к прогнозу вторичных изменений хамакинского горизонта на этапе интерпретации данных CPP 3D, удалось уточнить распространение интервалов ангидритизации по площади и учесть существующие неопределенности при планировании бурения.

По результатам комплексирования всех имеющихся данных построена детальная 3D-модель, учитывающая особенности геологического строения хамакинского горизонта. Выполнена вероятностная оценка запасов нефти, определены ключевые неопределенности проекта, разработана программа опытно-промышленных и камеральных работ, направленная на минимизацию рисков проекта.

## Список литературы

1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. — 148 с.
2. Постникова О.В. Палеогеографические и палеогеодинамические условия формирования рифей-вендского осадочного бассейна юга Сибирской платформы в связи с его нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. — 2008. — № 1. — С. 8–15.
3. Нигаматов Ш.А., Исмаилова Л.Р., Бощенко А.Н. Прогноз зон засоления песчаников ботубинского горизонта на примере Чаяндского месторождения (Восточная Сибирь) // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2019. — № 3 (13). — С. 35–40.
4. Kohonen T. Self-organizing maps. Springer-Verlag. — New York, Inc., 1995.
5. Neff D.B., S.A. Runnestrand and E.L. Butler Multi-attribute seismic waveform classification, Phillips Petroleum Company, USA Patent 6223126, 2001.
6. Priezzhev I., Shmaryan L., Bejarano G. Non-linear multi trace seismic inversion using neural network and genetic algorithm — "Genetic Inversion": Annual Meeting St Petersburg, EAGE, Extended Abstracts, 2008.
7. Priezzhev I., Scollard A., Lu Z. Regional production prediction technology based on gravity and magnetic data from the Eagle Ford formation. — Texas, USA, Denver SEG, 2014.
8. Tikhonov A.N. and Arsenin V.Y. Solutions of ill-posed problems. Washington D.C., V H Winston and Sons, 1977.
9. Priezzhev I.I., Veeken P.Ch., Egorov S.V., Strecker U. Direct prediction of petrophysical and petroelastic reservoir properties from seismic and well-log data using nonlinear machine learning algorithms // The Leading Edge. — 2019. — Vol. 38. — № 12. — p. 949–958.
10. Strecker U., Mahmoud I., Priezzhev I., Zeug M. Chancing methods to predict porosity in a middle eastern carbonate reservoir from full-function machine-learning neural networks, seismic attributes and inversions // AAPG GeoTechnology Workshop. — Abu Dhabi, January 28–29, 2020.
11. Приезжев И.И. Нейронные сети нового поколения на основе теоремы Колмогорова и их применение для прогноз-но-инверсионных построений // ГеоЕвразия 2020. 3–5 февраля 2020, Москва.
12. Приезжев И.И., Васильев М.А., Петренко Е.Н. Построение прогнозных карт эффективных газонасыщенных толщин по форме сейсмического сигнала на основе нейронных сетей Кохонена // Геофизика. — 2020. — № 6. — С. 40–44.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Д.В. Козиков** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнил геологическое моделирование.  
**М.А. Васильев** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнил сейсмическую интерпретацию.  
**К.В. Зверев** — подготовил текст статьи, выполнил седиментологический анализ.  
**А.Н. Ланин** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнил вероятностную оценку запасов.  
**Ш.А. Нигаматов** — осуществлял руководство проектом, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.  
**С.А. Андронов** — подготовил текст статьи, сформировал программу ОПР.

**Dmitriy V. Kozikov** — performed geological modeling, developed the article concept, prepared the text.  
**Mikhail A. Vasiliev** — performed seismic interpretation, developed the article concept, prepared the text.  
**Konstantin V. Zverev** — performed sedimentary analysis, prepared the text.  
**Andrei N. Lanin** — performed uncertainty analysis, developed the article concept, prepared the text.  
**Shafkat A. Nigamatov** — managed the project, developed the article concept, approved the final version of the article.  
**Sergey A. Andronov** — performed oil production program, developed the article concept, prepared the text.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Дмитрий Вячеславович Козиков\*** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Kozikov.DV@gazpromneft-ntc.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4308-0939>

**Михаил Андреевич Васильев** — руководитель направления по интерпретации данных СРР, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Vasilev.MAn@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 57215112088 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4614-2704>

**Константин Витальевич Зверев** — ведущий эксперт по седиментологии, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Zverev.KV@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 234454

**Андрей Николаевич Ланин** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Lanin.AN@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 56097581500

**Шафкат Ахмадеевич Нигаматов** — руководитель программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Nigmatov.ShA@gazpromneft-ntc.ru

**Сергей Алексеевич Андронов** — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Andronov.SA@gazpromneft-ntc.ru

**Dmitriy V. Kozikov\*** — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Kozikov.DV@gazpromneft-ntc.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4308-0939>

**Mikhail A. Vasiliev** — Project manager, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Vasilev.MAn@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 57215112088 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4614-2704>

**Konstantin V. Zverev** — Sedimentology expert, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Zverev.KV@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 234454

**Andrei N. Lanin** — Project manager, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Lanin.AN@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 56097581500

**Shafkat A. Nigmatov** — Account manager, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Nigmatov.ShA@gazpromneft-ntc.ru

**Sergey A. Andronov** — Manager, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Andronov.SA@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ФАЦИАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПОДНЕЙТИНСКОГО РЕЗЕРВУАРА БОВАНЕНКОВСКОГО И ХАРАСАВЭЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**О.А. Попова\*, О.О. Ураев**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург, Тюмень

**Электронный адрес:** [Popova.OAna@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Popova.OAna@gazpromneft-ntc.ru)

**Введение.** Значительная доля запасов углеводородов Харасавэйского и Бованенковского месторождений содержится в пределах поднейтинского резервуара, поэтому изучение особенностей геологического строения продуктивных пластов данного интервала разреза является важным для проектирования разработки этих месторождений в целом.

**Цель.** В работе отражены результаты комплексирования скважинной и сейсмической информации с целью характеристики особенностей строения коллекторов поднейтинского резервуара Бованенковского и Харасавэйского месторождений.

**Материалы и методы.** В рамках проведенного исследования проанализировано литолого-седиментологическое описание керна, выполнено сопоставление керновых данных, геофизических скважинных исследований и сейсмической информации, подготовлены фациальные схемы пластов.

**Результаты.** В результате работы выявлены особенности архитектуры и распределения свойств коллекторов целевого интервала разреза. Установлено, что поднейтинский резервуар рассматриваемых месторождений можно условно разделить на две части, нижняя представлена отложениями преимущественно дельтового генезиса, а верхняя — континентального и субконтинентального происхождения. Условия формирования пород оказали влияние на сложность их строения: так, в пластах, отнесенных к нижней части изучаемого интервала, коллектора, как правило, выдержаны по латерали в отличие от отложений верхней части резервуара, для которых типична крайне высокая латеральная неоднородность. Условия осадконакопления повлияли и на свойства продуктивных отложений. В результате работы выявлено, что коллектора лучшего качества приурочены к отложениям речных русел, приливно-отливных каналов, распределительных каналов и проксимальных частей дельт: они обладают более высокими фильтрационно-емкостными свойствами, характеризуются более мощными прослоями песчаников и низкой долей карбонатизированных пропластков в сравнении с коллекторами, сформированными в других условиях.

**Заключение.** В статье приведены количественные характеристики свойств коллекторов в зависимости от особенностей их формирования. Полученные результаты положены в основу создания цифровых геологических моделей Бованенковского и Харасавэйского месторождений.

**Ключевые слова:** поднейтинский резервуар, танопчинская свита, фации, электрофациальный анализ, комплексирование геолого-геофизической информации

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Попова О.А., Ураев О.О. Фациальные модели продуктивных пластов поднейтинского резервуара Бованенковского и Харасавэйского месторождений. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):43–53. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-43-53>

*Статья поступила в редакцию 17.08.2021*

*Принята к публикации 20.09.2021*

*Опубликована 24.12.2021*

FACIES MODELS OF HYDROCARBON-BEARING FORMATIONS OF PODNEYTINSKIY RESERVOIR AT BOVANENKOVSKOYE AND KHARASAVEYSKOYE FIELDS

**Oksana A. Popova\*, Oleg O. Uraev**

Gazpromneft STC LLC, RF, Saint-Petersburg, Tyumen

**E-mail:** [Popova.OAna@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Popova.OAna@gazpromneft-ntc.ru)

**Background.** Significant part of hydrocarbons at Bovanenkovskoye and Kharasaveyskoye fields are contained in Podneytinskiy reservoir, and study of geological features of its productive strata is important for development planning for the fields in a whole.

**Aim.** The paper reflects the results of integrating well and seismic data to characterize the formations of Podneytinskiy reservoir at Bovanenkovskoye and Kharasaveyskoye fields.

ГЕОЛОГИЯ  
И ГЕОЛОГО-  
РАЗВЕДочНЫЕ  
РАБОТЫ

© О.А. Попова,  
О.О. Ураев, 2021



**Materials and methods.** As part of the study, sedimentological description of core was analyzed, the core, well logging and seismic survey information were assessed, and the facies schemes were prepared.

**Results.** As a result of the work, the reservoir architecture features and the distribution of reservoir properties of the target interval were revealed. It has been established that the considered formations of Podneytinskiy reservoir can be divided into two parts, the lower one is represented by deposits of predominantly deltaic origin, and the upper one is of continental and subcontinental genesis. The sedimentary conditions of rocks influenced the complexity of their architecture, so, in the formations referred to the lower part of the studied interval, the reservoirs, as a rule, are laterally continuous, in contrast to the deposits of the upper part of the section, which are typically characterized by extremely high lateral heterogeneity. Depositional conditions also influenced the reservoir properties of productive sediments. As a result of the work, it was revealed that the reservoirs of better quality are formed in fluvial and tidal channels, distributary channels and proximal parts of deltas, they have higher reservoir properties, are characterized by thicker sandstone interlayers and lower portion of carbonated interlayers in comparison with reservoirs formed in other conditions.

**Conclusions.** The article provides quantitative characteristics of reservoir properties depending on sedimentary conditions. The results obtained form the basis for creation of geological models of Bovanenkovskoye and Kharasaveyskoye fields.

**Keywords:** Podneytinskiy reservoir, Tanopchinskaya suite, facies, electro-facies analysis, geological and geophysical data integration

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Popova O.A., Uraev O.O. Facies models of hydrocarbon-bearing formations of Podneytinskiy reservoir at Bovanenkovskoye and Kharasaveyskoye fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):43–53. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-43-53>

Manuscript received 17.08.2021  
Accepted 20.09.2021  
Published 24.12.2021

ВВЕДЕНИЕ

В Ямало-Гыданской нефтегазоносной области сосредоточено большое количество месторождений углеводородов, характеризующихся сложным геологическим строением и большим этажом нефтегазоносности. В рамках данной работы рассматривается поднейтинский резервуар в пределах Бованенковского и Харасавэйского месторождений, содержащий значительную часть их запасов газа и конденсата. В ближайшие годы планируется вовлечение в разработку ряда продуктивных пластов резервуара. С целью повышения эффективности прогноза качества коллекторов для планирования опытно-промышленных работ и эксплуатационного бурения созданы фациальные модели целевых объектов.

ГРАНИЦЫ ПОДНЕЙТИНСКОГО РЕЗЕРВУАРА

Объектом данного исследования является поднейтинский резервуар, заключенный между двумя субрегиональными глинистыми толщами морского генезиса — нейтинской пачкой и арктической пачкой [1], связанными с периодами максимального затопления в регионе [2]. Он принадлежит к нижней части танопчинской свиты и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с прослоями углей различного генезиса. Возраст отложений резервуара

по разным источникам оценивается как готерив-барремский или баррем-нижнеаптский [1–5]. Глины пачек, ограничивающих поднейтинский резервуар, на многих месторождениях Ямальского региона уверенно диагностируются по комплексу методов ГИС — индукционному, акустическому, гамма-каротажу, методам сопротивлений, кавернометрии и другим. Эти отложения были сформированы в условиях относительно глубоководной части бассейна, что обеспечило характерную для них высокую прослеживаемость в пространстве и низкоомную характеристику, наиболее четко выраженную на кривых индукционного каротажа. Нейтинская пачка является аналогом кошайской глинистой пачки, развитой в южных и центральных районах Западно-Сибирского бассейна, поэтому рассматриваемый интервал разреза иногда называют также подкошайским резервуаром [3]. Ввиду большого количества глинистых интервалов морского генезиса в разрезе Харасавэйского и Бованенковского месторождений выделение арктической пачки или синхронных ей отложений здесь неоднозначно. Согласно Нестерову И.И. и др. [5], стратотипические разрезy готерива севера Ямала приняты по скважинам Арктическая 9 и Бованенковская 97 (рис. 1). На Бованенковском месторождении в пределах рассматриваемого интервала разреза выделяется 10 продуктивных пластов (ТП17-1, ТП17-2, ТП17-3, ТП18-1, ТП18-2, БЯ1, БЯ2, БЯ3, БЯ4, БЯ7), на Харасавэйском месторожде-

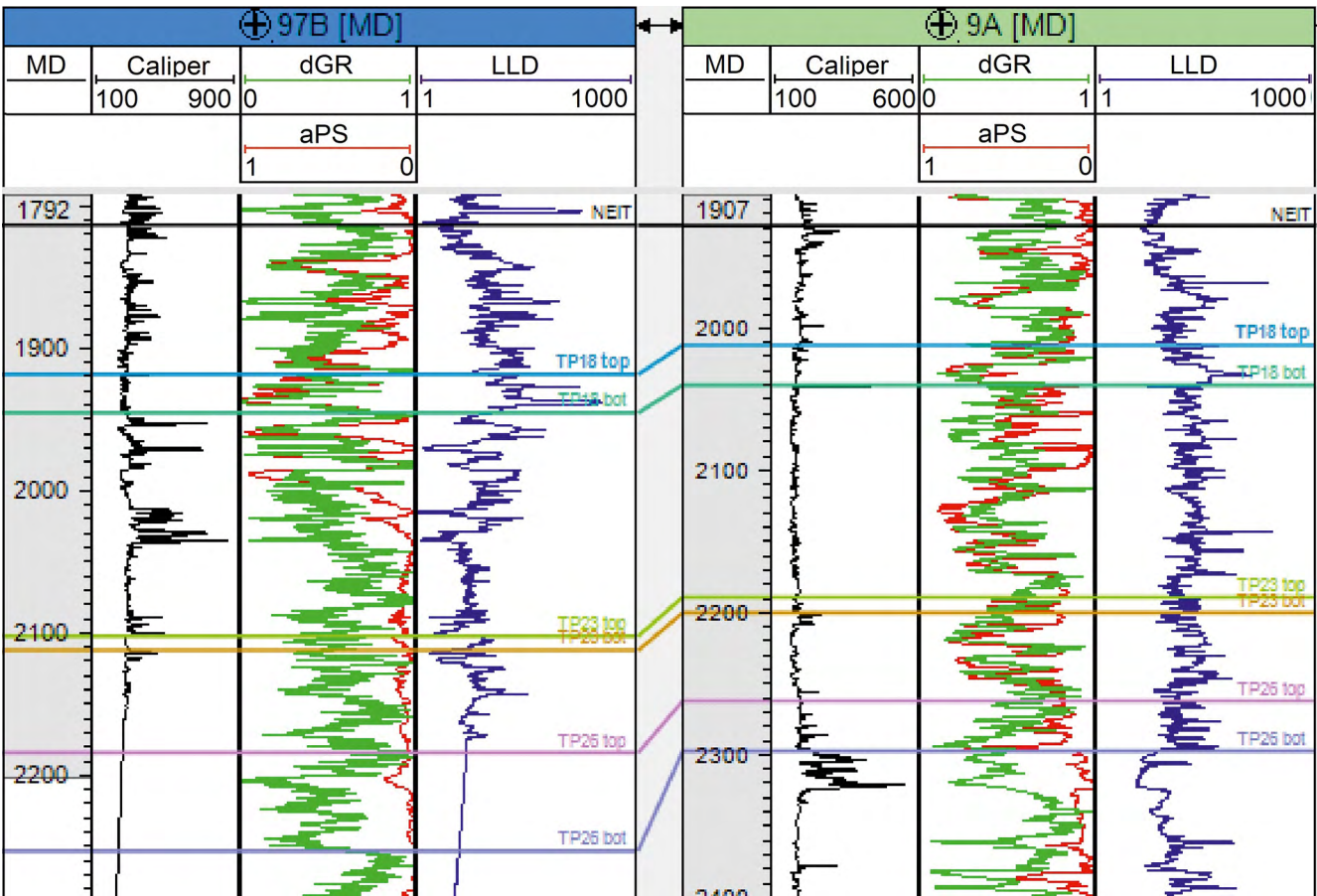


Рис. 1. Корреляция и индексация пластов готерива на севере Ямальского полуострова по скважинам 97 Бованенковского и 9 Арктического месторождений [по 5]  
Fig. 1. Correlation and indexing of Hauterivian strata in the north of the Yamal Peninsula for wells 97 of Bovanenkovskoye and 9 of Arctic fields [after 5]

нии — 9 продуктивных пластов (ТП21-23, ТП24, ТП26, БЯ1, БЯ2, БЯ5, БЯ6, БЯ7, БЯ8). Индексация пластов здесь и далее приведена в соответствии с принятыми проектными документами, однако необходимо обратить внимание на несоответствие в номенклатуре пластов по рассматриваемым месторождениям друг другу и в целом региональным стратотипическим разрезам (рис. 2).

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ДАННЫХ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ФАЦИАЛЬНЫХ СХЕМ

Согласно региональным палеогеографическим схемам, формирование рассматриваемого интервала разреза происходило в условиях мелководно-морского бассейна и прибрежной равнины, временами затопливаемой морем [6, 7]. Несмотря на некоторые отличия в расположении выделенных авторами палеогеографических областей, можно отметить общую тенденцию уменьшения площади и обмеления морского бассейна в рассматриваемом временном интервале (рис. 3, 4).

На неокомские пласты пробурено 79 скважин на Бованенковском и 37 скважин на Харасавэйском месторождении. В большинстве скважин проведен стандартный комплекс ГИС, включающий ПС, ГК, ИК, БК, БКЗ и кавернометрию, по ряду скважин доступны также исследования акустическим и нейтронными методами. Необходимо отметить, что поднейтинский резервуар в пределах Харасавэйского месторождения находится в зоне АВПД, что потребовало спуска промежуточных обсадных колонн и повлияло на качество каротажей в интервале смены колонн и ниже по разрезу. В пределах рассматриваемых территорий проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3D, покрывающие всю площадь залежей. Следует заметить, что выше по разрезу в пластах марресалинской (сенман) и верхов танопчинской (апт) свиты находятся крупные газовые залежи, которые в значительной степени влияют на качество сейсмического прогноза по нижележащим пластам. Изученность пластов керном по месторождениям и по разрезу крайне неравномерная. На момент подготовки концептуальных моделей для макроописания было



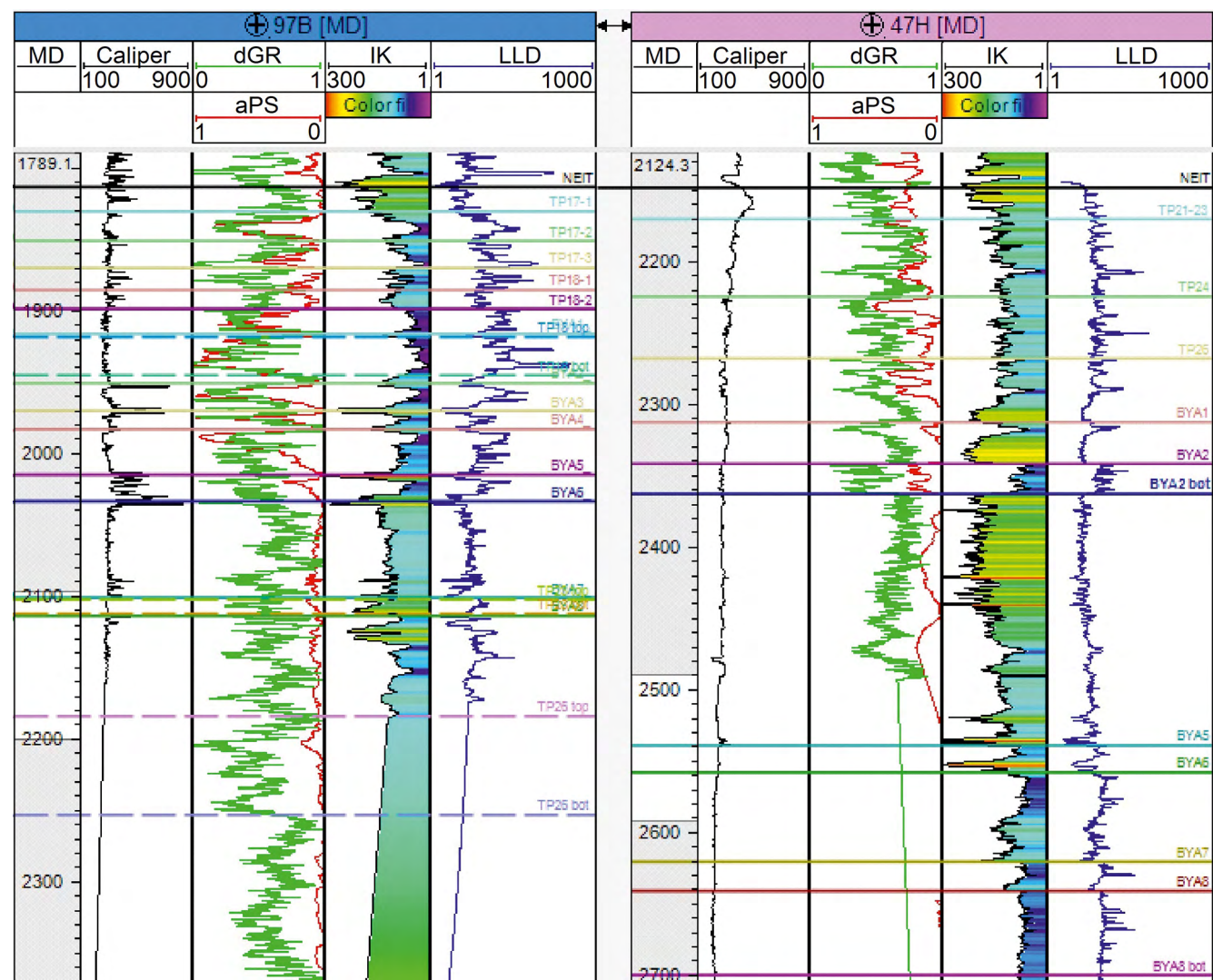


Рис. 2. Сопоставление индексации продуктивных пластов поднейтинского резервуара, принятой в проектных документах по Бованенковскому и Харасавэйскому месторождениям (сплошными линиями), и индексации стратотипического разреза скважины 97 Бованенковской, принятой на стратиграфическом совещании 1986 г. (пунктирными линиями). Составлено авторами

Fig. 2. Comparison of the indexing of the formations of Podneytinskiy reservoir from Development Plans for Bovanenkovskoye and Kharasaveyskoye fields (solid lines) and the indexing of the stratotype section of the well 97 Bovanenkovskaya adopted at the 1986 Stratigraphic Meeting (dashed lines). Made by the authors

доступно ограниченное количество керна. Подробная информация об объеме керна, использованном в процессе фациальной интерпретации, приведена в табл. 1. Седиментологическое описание керновых данных, доступных по Бованенковскому и Харасавэйскому месторождениям в интервале интереса, позволило сделать вывод, что формирование отложений происходило преимущественно в условиях дельт речного и приливно-отливного типа, а также приливно-отливного побережья. По керну выделено 15 фаций (табл. 2). В рассматриваемом интервале по керновым данным диагностирован общий регрессивный тренд, соответствующий региональной картине изменения относительного уровня моря. Пачка глин морского генезиса, подстилающая рассматриваемый комплекс,

перекрывается отложениями речных дельт и дельт с влиянием приливов с постепенной проградацией отложений в пределах каждого цикла, и последующим перекрытием субконтинентальными отложениями приливо-отливной зоны. Фациальная интерпретация керновых данных сопоставлена с формой каротажных кривых ПС и ГК для проведения электрофациального анализа в скважинах без керна. В пластах, где керн отсутствовал, в частности в пластах БЯ2-3 Бованенковского месторождения и ТП21-23 — ТП26, БЯ1-2, БЯ7 Харасавэйского месторождения, выделение электрофаций произведено по аналогии с изученными интервалами с учетом данных соседних месторождений. Электрофациальная интерпретация проводилась с целью создания концептуальных схем

для иллюстрации геологического строения рассматриваемых объектов, увязки скважинной информации с сейсмическими данными, дифференциации и прогноза филь-

трационно-емкостных свойств по площади и разрезу для дальнейшего использования при построении цифровых геологических моделей. При выделении электрофаций

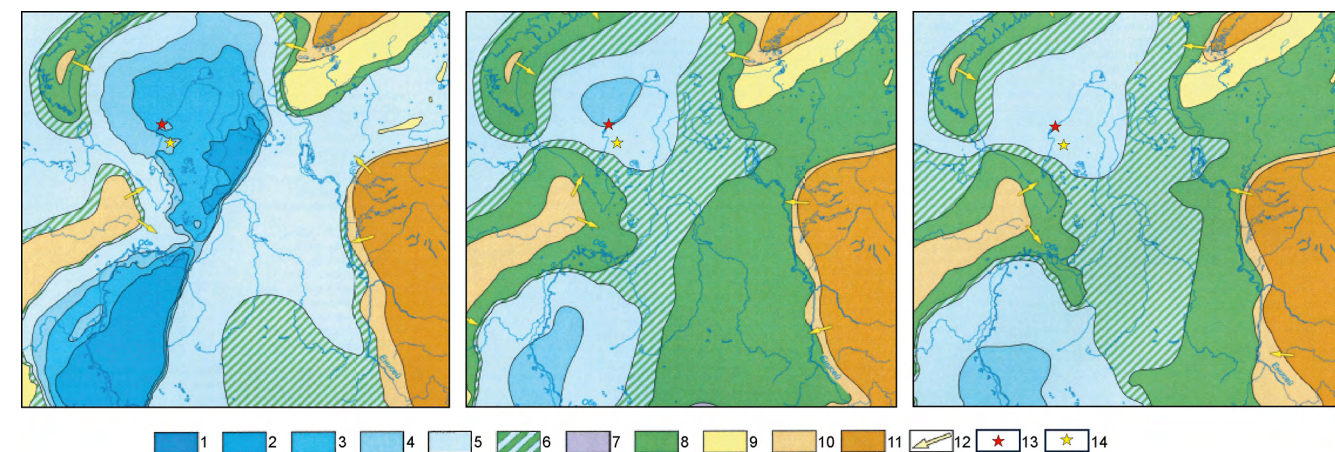


Рис. 3. Палеогеографические схемы севера Западной Сибири в готериве, барреме и раннем апте (слева направо) [по 6]

Условные обозначения: 1–11 — палеогеографические области: области морского осадконакопления (1 — море глубокое, более 400 м; 2 — море глубокое, 200–400 м; 3 — море мелкое, 100–200 м; 4 — море мелкое, 25–100 м; 5 — море мелкое, менее 25 м; 6 — области переходного осадконакопления: равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); 7 — внутренние водоёмы: пресные, временами засолявшиеся; области континентального осадконакопления: 8 — равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озёр и др.); 9 — равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва: 10 — равнина возвышенная (денудационная суша); 11 — горы низкие; 12 — главные направления сноса обломочного материала; 13 — Харасавэйское месторождение, 14 — Бованенковское месторождение.

Fig. 3. Paleogeographic schemes of the north of Western Siberia in Hauterivian, Barremian and Early Aptian (from left to right) [by 6]

Legend: 1–11 — paleogeographic areas: areas of marine sedimentation: (1 — deep sea, more than 400 m; 2 — deep sea, 200–400 m; 3 — shallow sea, 100–200 m; 4 — shallow sea, 25–100 m; 5 — shallow sea, less than 25 m; 6 — areas of transitional sedimentation: coastal plain, at times flooded by sea (floodplain, lacustrine-boggy, channel, deltaic, coastal bar, beach sediments); 7 — inland water bodies: fresh, sometimes salinized; areas of continental sedimentation: 8 — plain (low-lying, accumulative sediments of channels, floodplains, lakes, etc.); 9 — denudative-accumulative plain; erosion areas: 10 — elevated plain (denudation land); 11 — low mountains; 12 — the main directions of flows; 13 — Kharasaveyskoye field, 14 — Bovanenkovskoye field.

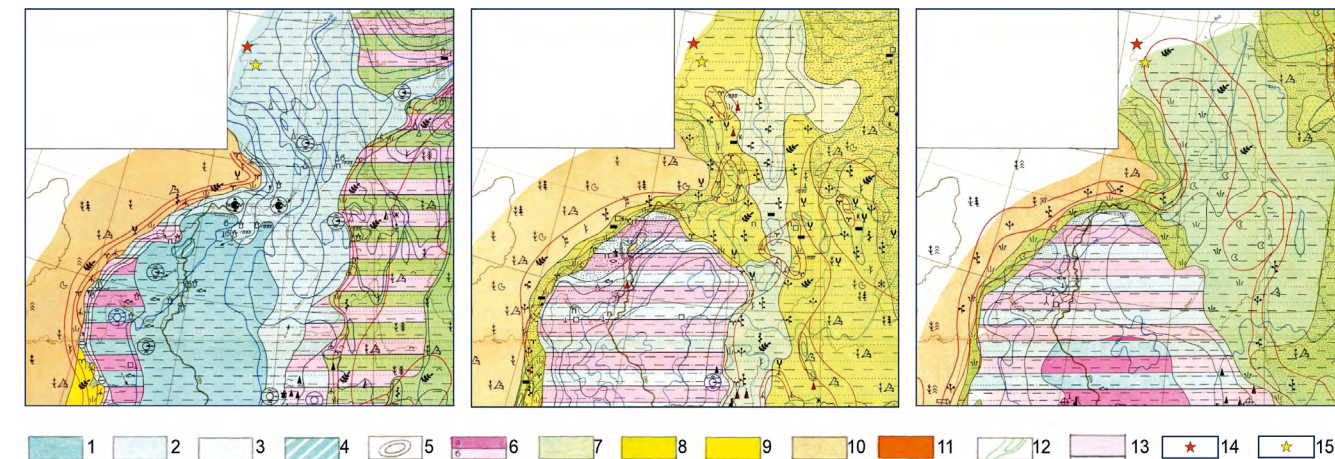


Рис. 4. Палеогеографические схемы севера Западной Сибири в готериве, барреме и раннем апте (слева направо) [по 7]

Условные обозначения: 1 — море, глубокая часть шельфа; 2 — море, относительно глубокая часть шельфа; 3 — море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона; 4 — подводная возвышенность без аккумуляции; 5 — бары; 6 — море внутреннее, залив, озеро с пониженной соленостью и пресное озеро, а) глубокое, б) мелкое; 7 — равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем; 8 — равнина низменная аккумулятивная; 9 — равнина денудационно-аккумулятивная; 10 — равнина возвышенная; 11 — плато, нагорье; 12 — речные долины; 13 — смена различных географических обстановок в течение века изображается чередованием полос соответствующих цветов, толстой линией подчеркивается обстановка, существовавшая в начале века; 14 — Харасавэйское месторождение, 15 — Бованенковское месторождение.

Fig. 4. Paleogeographic schemes of the north of Western Siberia in Hauterivian, Barremian and Early Aptian (from left to right) [by 7]

Legend: 1 — sea, deep part of shelf; 2 — sea, a relatively deep part of shelf; 3 — sea, shallow part of shelf and coastal zone; 4 — seamount without accumulation; 5 — bars; 6 — an internal sea, a bay, a lake with low salinity and a fresh lake, a) deep, b) shallow; 7 — coastal plain, sometimes flooded by sea; 8 — low-lying accumulative plain; 9 — denudative-accumulative plain; 10 — elevated plain; 11 — plateau, highlands; 12 — river valleys; 13 — the change of different geographical settings during the century is depicted by alternating stripes of the corresponding colors, the setting that existed at the beginning of the century is emphasized with a thick line; 14 — Kharasaveyskoye field, 15 — Bovanenkovskoye field.



учитывалась фациальная интерпретация керновых данных и возможность уверенно-го распознавания форм каротажа в сква-жинах, что привело к существенно мень-шей детализации разреза в сравнении с интерпретацией по керну. По каротаж-ной характеристике выделены следующие электрофации: дистальная, медиальная, проксимальная дельта, внутридельтовый

залив, отложения отмирания дельты, русло-вые отложения (речные русла, распределительные каналы дельт, приливно-отливные каналы), междрусловые отложения (пойма, прибрежная равнина, приливно-отливные отмели) (табл. 3). Сводная характеристика электрофаций по пластам приведена в табл. 4 и 5. Наилучшие коллектора сформированы в рус-

Таблица 1. Количество керна, доступное для описания  
Table 1. The amount of core available for description

| Месторождение | Харасавэйское |      |     | Бованенковское |        |        |        |        |     |      |      |
|---------------|---------------|------|-----|----------------|--------|--------|--------|--------|-----|------|------|
| Пласт         | БЯ5           | БЯ6  | БЯ8 | ТП17-1         | ТП17-2 | ТП17-3 | ТП18-1 | ТП18-2 | БЯ1 | БЯ4  | БЯ7  |
| Вынос, м      | 19            | 24,2 | 6   | 4,5            | 10,1   | 19,9   | 28,5   | 1,5    | 2   | 17,2 | 15,8 |

Таблица 2. Описание фациальных разностей, выделенных на основе макроописания керна  
Table 2. Facies characteristics identified with core description

| Обстановка осадконакопления | Группа фаций                                | Фация                                                        | Описание                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-----------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                             |                                             |                                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| морская                     | мелководно-морская                          | открытый шельф                                               | аргиллиты массивные                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|                             |                                             | нижний мелководно-морской шельф                              | аргиллиты алевроитистые, алевролиты глинистые с единичными линзами песчаников, сформированных волнами                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|                             |                                             | верхний мелководно-морской шельф                             | алевролиты глинистые с линзами и прослоями песчаника тонкозернистого, сформированными волнами, с глинистым и карбонатным цементом, текстуры линзовидно-слоистая, волновой ряби, биотурбация слабой и средней степени (Phoronopsis (Ph), Planolites (Pl), Scolicia (Sc))                                                                                                                                                                                          |
| прибрежно-морская           | подводная часть дельты                      | дистальная продельта                                         | алевролиты глинистые, аргиллиты алевроитистые с линзами песчаника токозернистого, текстура тонко-линзновидно-слоистая с деформациями, многочисленные зерна и стяжения пирита и сидерита                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|                             |                                             | проксимальная продельта                                      | неравномерное переслаивание песчаника тонкозернистого, алевролита глинистого и аргиллита с преобладанием глинистого материала с волновой рябью, градационной, деформационной текстурами, трещины синерезиса, жидкие илы, прослои сидеритизации, углефицированный растительный детрит                                                                                                                                                                             |
|                             |                                             | дистальный фронт дельты                                      | песчаники тонкозернистые с глинистым цементом с линзами и прослоями алевролитов глинистых и аргиллитов, с волновой рябью, градационной текстурой, биотурбацией (ходы Thalassinid (Th), Terebellina (Te), Planolites (Pl)), жидкие илы, углефицированный растительный детрит                                                                                                                                                                                      |
|                             |                                             | проксимальный фронт дельты                                   | песчаники мелко- и тонкозернистые светло-серого цвета с глинистым, глинисто-карбонатным цементом с прослоями алевролита глинистого темно-серого, с текстурами массивной, hummocky cross-stratification, линзовидно-волнисто-слоистой, волнисто-слоистой, биотурбации слабой и средней степени интенсивности (ходы Pl, Arenicola (Ar), Sc, Skolithos (Sk), Cylichrichnus (Cyl))                                                                                   |
|                             | надводная часть дельты                      | распределительный канал                                      | песчаники мелкозернистые светло-серые с глинистым, глинисто-карбонатным и карбонатным цементом, с массивной текстурой, рябью течения, участками с интракластами, изометричными, неокатанными, с сохранившимися первичными текстурами, углефицированный растительный детрит и растительные остатки                                                                                                                                                                |
|                             |                                             | пески разливов                                               | песчаники мелко- и тонкозернистые с глинистым цементом светло-серые с редкими прослоями алевролитов, с рябью течений, линзовидно-волнисто-слоистой, массивной, волнисто-слоистой текстурами, биотурбация спорадическая (ходы Pl), углефицированные и полые корни растений                                                                                                                                                                                        |
|                             |                                             | временно заливаемые участки пойм / пойма с влиянием приливов | алевролиты глинистые темно-серые с прослоями песчаников тонкозернистых светло-серых, текстура тонко-линзовидно-слоистая, линзовидно-слоистая, сформированная течениями и волнами, волнистая слоистость, волновая рябь, горизонтально-слоистая, деформационная, углефицированные корни растений, трещины синерезиса, намывы сидерита                                                                                                                              |
|                             |                                             | приморское озеро                                             | алевролиты глинистые, аргиллиты алевроитистые, неясно слоистые, градационные, прослои сидеритизации, углефицированный растительный детрит и растительные остатки по напластованию                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|                             | приливно-отливная зона, морской край дельты | прибрежная равнина                                           | аргиллиты, алевролиты глинистые, массивная, линзовидно-волнистая слоистость, градационная текстура, трещины, залеченные кальцитом, углефицированные корни растений и обломки древесины                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|                             |                                             | приливно-отливная отмель (песчаная, смешанная, глинистая)    | песчаники тонкозернистые светло-серые, алевролиты глинистые темно-серые с глинистым цементом (преобладание зависит от части отмели), текстура тонко-линзовидно-слоистая, волновая рябь, рябь течений, комбинированная рябь, линзовидно-слоистая, сформированная волнами и линзовидно-волнисто-слоистая, волнисто-слоистая, массивная, биотурбации слабой степени интенсивности (ходы Pl, Cyl, Ar, Te), углефицированные корни, многочисленные трещины синерезиса |
|                             |                                             | приливно-отливный канал                                      | пачки песчаника мелкозернистого и тонкозернистого с прослоями алевролита глинистого и пачки алевролита глинистого с линзами песчаника с глинистым цементом, текстуры ряби течения, линзовидно-волнистая слоистость, линзы, сформированные течениями, деформации, углефицированные и полые корни, обломки углефицированной древесины, интракласты аргиллитов                                                                                                      |

Таблица 3. Распределение электрофаций по продуктивным пластам (в д.ед.)  
Table 3. Distribution of electrofacies over productive formations (fractions)

| Бованенковское месторождение                                                                |         |        |        |        |        |      |      |      |      |      |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|------|------|------|------|------|
| Пласт \ Электрофация                                                                        | ТП17-1  | ТП17-2 | ТП17-3 | ТП18-1 | ТП18-2 | БЯ1  | БЯ2  | БЯ3  | БЯ4  | БЯ7  |
| Русловые отложения (речные русла, распределительные каналы дельт, приливно-отливные каналы) | 0,29    | 0,36   | 0,25   | 0,21   |        | 0,24 |      |      |      |      |
| Междрусловые отложения (пойма, прибрежная равнина, приливно-отливные отмели)                | 0,71    | 0,64   | 0,75   | 0,79   |        |      |      |      |      |      |
| Внутридельтовый залив                                                                       |         |        |        |        | 0,3    | 0,04 | 0,29 |      | 0,11 |      |
| Проксимальная дельта                                                                        |         |        |        |        | 0,3    | 0,45 | 0,71 | 0,41 | 0,33 |      |
| Медиальная дельта                                                                           |         |        |        |        | 0,36   | 0,27 |      | 0,2  | 0,45 | 0,22 |
| Дистальная дельта                                                                           |         |        |        |        | 0,04   |      |      | 0,39 | 0,11 | 0,78 |
| Харасавэйское месторождение                                                                 |         |        |        |        |        |      |      |      |      |      |
| Пласт \ Электрофация                                                                        | ТП21-23 | ТП24   | ТП26   | БЯ1    | БЯ2    | БЯ5  | БЯ6  | БЯ7  | БЯ8  |      |
| Русловые отложения (речные русла, распределительные каналы дельт, приливно-отливные каналы) | 0,16    | 0,19   | 0,07   |        |        |      |      |      |      |      |
| Междрусловые отложения (пойма, прибрежная равнина, приливно-отливные отмели)                | 0,84    | 0,81   | 0,18   |        |        |      |      |      |      |      |
| Отложения отмирания дельты                                                                  |         |        |        |        |        |      |      | 0,27 | 0,14 |      |
| Внутридельтовый залив                                                                       |         |        |        | 0,16   |        |      |      |      |      |      |
| Проксимальная дельта                                                                        |         |        | 0,4    |        | 0,57   |      | 0,24 |      |      | 0,52 |
| Медиальная дельта                                                                           |         |        |        | 0,1    | 0,27   | 0,57 | 0,33 | 0,5  | 0,25 |      |
| Дистальная дельта                                                                           |         |        | 0,35   | 0,74   | 0,16   | 0,43 | 0,43 | 0,23 | 0,09 |      |

лах, а также проксимальных частях дельт. Как правило, они характеризуются повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, относительно более высокой долей песчаников в разрезе, а также более мощными прослоями коллекторов. Средняя толщина пропластка коллектора, выделенного по данным ГИС, в таких отложениях составляет 3–7 метров. Отложения с наихудшими свойствами приурочены к междрусловым участкам, дистальным частям дельт и внутридельтовым заливам. Они отличаются более высокой расчлененностью разреза, со средней мощностью прослоев коллекторов, как правило, не превышающей одного метра, высокой долей карбонатизированных пропластков в песчаниках, по некоторым пластам достигающей 100 %. Несмотря на близость расположения, схожие условия и закономерности формирования отложений, коллектора поднейтинского резервуара рассматриваемых месторождений в значительной степени отличаются по фильтрационно-емкостным свойствам. Так, средние пористости по пластам Харасавэйского месторождения составляют 15–18 %, тогда как на Бованенковском месторождении они меняются в диапазоне от 18 до 21 %, ана-

логичная ситуация характерна и для проницаемости. На основе электрофациальной интерпретации скважин были установлены некоторые особенности распределения коллекторов и вертикальной дифференциации свойств внутри каждого пласта. Пласты преимущественно дельтового генезиса (ТП18-2, БЯ1-7 Бованенковского месторождения и БЯ1-8 Харасавэйского месторождения) демонстрируют приуроченность коллекторов

ЛУЧШИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРА И НИЗКАЯ РАСЧЛЕНЕННОСТЬ РАЗРЕЗА СВЯЗАНЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРОКСИМАЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ ДЕЛЬТ И РУСЕЛ В ПОДНЕЙТИНСКОМ РЕЗЕРВУАРЕ.

лучшего качества к верхней и средней части пластов, формы кривых ПС и ГК в близкорасположенных скважинах, как правило, схожи, что указывает на относительную выдержанность коллекторов по латерали. В пластах ТП17-ТП18-1 Бованенковского месторождения и ТП21-24 Харасавэйского месторождения, сформированных в континентальных и субконтинентальных условиях, подобных

Таблица 4. Средние значения пористости (над чертой, в д. ед.) и проницаемости (под чертой, в мД) по электрофациям, полученные на основе результатов интерпретации ГИС  
Table 4. Average porosities (above the line, fractions) and permeabilities (below the line, mD) by electrofacies based on the results of well logs interpretation

| Бованенковское месторождение                                                               |            |            |            |            |            |            |             |             |             |             |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Электрофация \ Пласт                                                                       | ТП17-1     | ТП17-2     | ТП17-3     | ТП18-1     | ТП18-2     | БЯ1        | БЯ2         | БЯ3         | БЯ4         | БЯ7         |
| Русловые отложения (речные русла, распределительные каналы дельт, приливо-отливные каналы) | 0,19<br>67 | 0,19<br>50 | 0,19<br>60 | 0,19<br>69 |            | 0,20<br>97 |             |             |             |             |
| Межрусловые отложения (пойма, прибрежная равнина, приливо-отливные отмели)                 | 0,16<br>4  | 0,18<br>40 | 0,18<br>39 | 0,19<br>70 |            |            |             |             |             |             |
| Внутридельтовый залив                                                                      |            |            |            |            | 0,18<br>73 | 0,19<br>40 | 0,18<br>38  |             | 0,19<br>66  |             |
| Проксимальная дельта                                                                       |            |            |            |            | 0,19<br>83 | 0,20<br>96 | 0,21<br>153 | 0,22<br>271 | 0,20<br>207 |             |
| Медialная дельта                                                                           |            |            |            |            | 0,18<br>35 | 0,19<br>66 |             | 0,21<br>236 | 0,19<br>73  | 0,18<br>153 |
| Дистальная дельта                                                                          |            |            |            |            | 0,17<br>3  |            |             | 0,19<br>45  | 0,17<br>40  | -           |
| Харасавэйское месторождение                                                                |            |            |            |            |            |            |             |             |             |             |
| Электрофация \ Пласт                                                                       | ТП21-23    | ТП24       | ТП26       | БЯ1        | БЯ2        | БЯ5        | БЯ6         | БЯ7         | БЯ8         |             |
| Русловые отложения (речные русла, распределительные каналы дельт, приливо-отливные каналы) | 0,19<br>16 | 0,19<br>24 | 0,18<br>8  |            |            |            |             |             |             |             |
| Межрусловые отложения (пойма, прибрежная равнина, приливо-отливные отмели)                 | 0,17<br>5  | 0,16<br>2  | 0,17<br>7  |            |            |            |             |             |             |             |
| Отложения отмирания дельты                                                                 |            |            |            |            |            |            |             | 0,15<br>0,6 | 0,14<br>0,2 |             |
| Внутридельтовый залив                                                                      |            |            |            | -          |            |            |             |             |             |             |
| Проксимальная дельта                                                                       |            |            | 0,18<br>12 |            | 0,19<br>16 |            | 0,16<br>2   |             | 0,15<br>1   |             |
| Медialная дельта                                                                           |            |            |            | 0,18<br>12 | 0,17<br>8  | 0,16<br>2  | 0,15<br>0,8 | 0,15<br>0,7 | 0,15<br>1   |             |
| Дистальная дельта                                                                          |            |            | -          | 0,16<br>5  | -          | -          |             | 0,14<br>0,7 | -           |             |

закономерностей не наблюдается. Для них характерна крайне высокая изменчивость разреза как по вертикали, так и по латерали. Пласт ТП26 Харасавэйского месторождения имеет признаки обеих групп пластов. Комплексирование скважинной и сейсмической информации способствовало уточнению закономерностей пространственного распределения фациальных разностей для отдельных пластов. Для пластов с высокой вертикальной и латеральной изменчивостью сейсмические материалы позволили выявить лишь некоторые особенности геологического строения и охарактеризовать направление сноса осадка, а для более однородных пластов – значительно надежнее оконтурить границы фациальных зон. В результате работы были созданы фациальные схемы по рассматриваемым пластам поднейтинского резервуара. Пример комплексирования данных показан на рис. 5, 6. Интересно отметить, что направление сноса осадочного материала не совпадает с региональными

палеогеографическими схемами, однако уверенно прослеживается по скважинным данным и в ряде случаев по материалам сейсморазведки, что указывает на более сложную геометрию береговой линии на рассматриваемом этапе геологического развития территории.

Выводы

В результате работы охарактеризованы условия формирования поднейтинского резервуара в пределах Бованенковского и Харасавэйского месторождений, проведена фациальная дифференциация разреза и созданы фациальные схемы. Выявлено, что коллекторы с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами, более высокой песчанистостью и низкой расчлененностью связаны с отложениями проксимальных частей дельт и русел/каналов различного генезиса. На обоих месторождениях с точки

Таблица 5. Соотношение палеопесчаников и плотных песчаных прослоев с карбонатным цементом по электрофациям  
Table 5. The ratio of paleosandstones and tight sandstones cemented with carbonates by electrofacies

| Бованенковское месторождение                                                               |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Электрофация \ Пласт                                                                       | ТП17-1       | ТП17-2       | ТП17-3       | ТП18-1       | ТП18-2       | БЯ1          | БЯ2          | БЯ3          | БЯ4          | БЯ7          |
| Русловые отложения (речные русла, распределительные каналы дельт, приливо-отливные каналы) | 0,39<br>0,09 | 0,46<br>0,08 | 0,43<br>0,12 | 0,46<br>0,08 |              | 0,72<br>0,1  |              |              |              |              |
| Межрусловые отложения (пойма, прибрежная равнина, приливо-отливные отмели)                 | 0,08<br>0,05 | 0,15<br>0,09 | 0,12<br>0,08 | 0,14<br>0,08 |              |              |              |              |              |              |
| Внутридельтовый залив                                                                      |              |              |              |              | 0,22<br>0,08 | 0,27<br>0,08 | 0,24<br>0,07 |              | 0,24<br>0,05 |              |
| Проксимальная дельта                                                                       |              |              |              |              | 0,53<br>0,12 | 0,55<br>0,1  | 0,44<br>0,08 | 0,4<br>0,05  | 0,45<br>0,08 |              |
| Медialная дельта                                                                           |              |              |              |              | 0,29<br>0,09 | 0,43<br>0,11 |              | 0,25<br>0,03 | 0,28<br>0,08 | 0,26<br>0,09 |
| Дистальная дельта                                                                          |              |              |              |              | 0,12<br>0,12 |              |              | 0,15<br>0,05 | 0,05<br>0,04 | 0,04<br>0,04 |
| Харасавэйское месторождение                                                                |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |
| Электрофация \ Пласт                                                                       | ТП21-23      | ТП24         | ТП26         | БЯ1          | БЯ2          | БЯ5          | БЯ6          | БЯ7          | БЯ8          |              |
| Русловые отложения (речные русла, распределительные каналы дельт, приливо-отливные каналы) | 0,44<br>0,14 | 0,49<br>0,12 | 0,65<br>0,09 |              |              |              |              |              |              |              |
| Межрусловые отложения (пойма, прибрежная равнина, приливо-отливные отмели)                 | 0,12<br>0,07 | 0,11<br>0,07 | 0,17<br>0,09 |              |              |              |              |              |              |              |
| Отложения отмирания дельты                                                                 |              |              |              |              |              |              |              | 0,2<br>0,06  | 0,13<br>0,07 |              |
| Внутридельтовый залив                                                                      |              |              |              | 0,03<br>0,03 |              |              |              |              |              |              |
| Проксимальная дельта                                                                       |              |              | 0,41<br>0,11 |              | 0,74<br>0,11 |              | 0,45<br>0,09 |              | 0,54<br>0,1  |              |
| Медialная дельта                                                                           |              |              |              | 0,66<br>0,16 | 0,52<br>0,18 | 0,48<br>0,09 | 0,18<br>0,11 | 0,19<br>0,09 | 0,24<br>0,08 |              |
| Дистальная дельта                                                                          |              |              | 0,02<br>0,02 | 0,24<br>0,12 | 0,02<br>0,01 | -            | 0,04<br>0,04 | 0,12<br>0,06 | -            |              |

Примечание: над чертой — доля палеопесчаников (суммарно коллекторов и плотных песчаных прослоев с карбонатным цементом); под чертой — доля плотных песчаных прослоев с карбонатным цементом.  
Note: above the line — the fraction of paleosandstones (porous and tight sandstones in total); below the line — the fraction of tight sandstones with carbonate cement.

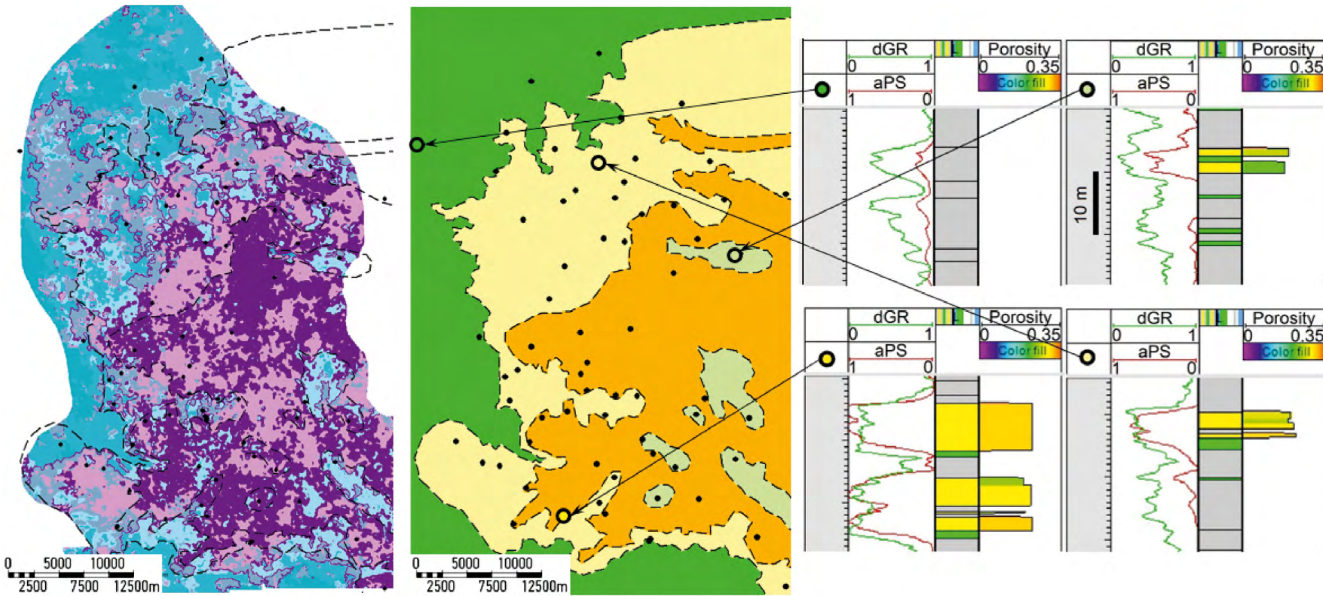


Рис. 5. Комплексирование геолого-геофизических данных при создании фациальных схем на примере пласта БЯ4 Бованенковского месторождения. Составлено авторами  
Fig. 5. Integration of geological and geophysical data for facies schemes creation with the example of BYA4 formation of Bovanenkovskoye field. Made by the authors



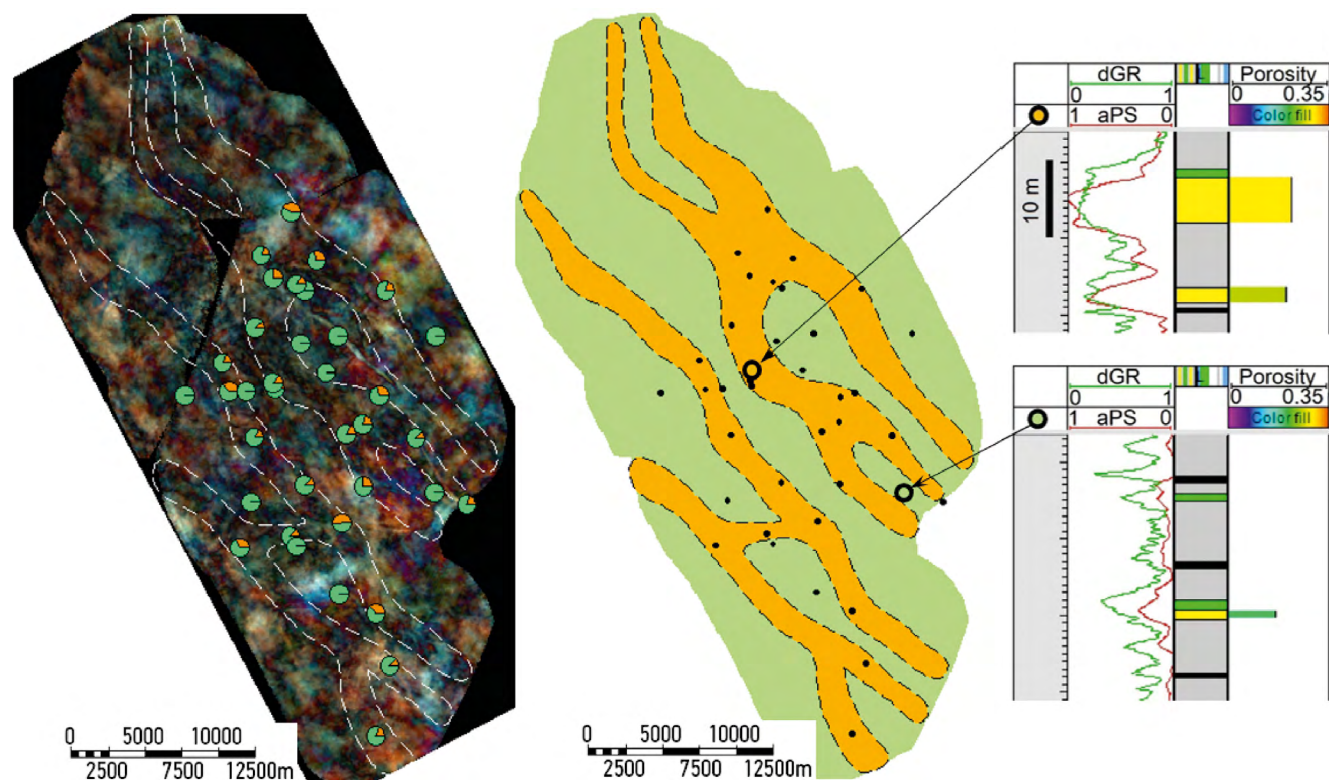


Рис. 6. Комплексирование геолого-геофизических данных при создании фациальных схем на примере пласта ТП21-23 Харасавейского месторождения. Составлено авторами

Fig. 6. Integration of geological and geophysical data for facies schemes creation with the example of TP21-23 formation of Kharasaveyskoye field. Made by the authors

зрения условий седиментации продуктивные пласты могут быть разделены на две группы: дельтового и континентального/субконтинентального происхождения. Для первой группы пластов характерны коллекторы с относительно низкой латеральной изменчивостью, сосредоточенные, как правило, в центральной и верхней части пластов. Вторая группа пластов отличается высокой степенью неоднородности в вертикальном и латеральном направлении,

для нее высоки риски замещения коллекторов непроницаемыми разностями на коротких расстояниях. Таким образом, в рамках данного исследования подробно охарактеризована архитектура коллекторов в продуктивных пластах поднейтинского резервуара, выявлены закономерности их строения. Полученные данные использованы при создании цифровых геологических моделей и проектировании разработки.

#### Список литературы

1. Кистлукхин ИВ. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал / под редакцией И.И. Нестерова. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. — 116 с.
2. Генераленко О.С., Бардаченко Е.Н. Фациальная модель формирования отложений Таноупчинской свиты на примере месторождений Ямало-Гыданской нефтегазоносной области Западной Сибири // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10–12 апреля 2017 г., г. Томск. — Томск: Изд-во ЦППС НД, 2017. — С. 69–76.
3. Юшина А.С., Ершов С.В., Попова Н.И. Геологическое строение и принципиальная схема берриас-нижнеаптских отложений Ямальной НГО Западной Сибири // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Материалы VI Всероссийского совещания, г. Геленджик, 10–15 сентября 2012 г. — Геленджик, 2012. — С. 317–321.
4. Ершов С.В., Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И. Особенности строения и корреляция продуктивных пластов берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова (Российская Арктика) // Геология и геофизика. — 2018. — № 11. — С. 1870–1882.
5. Нестеров И.И., Кулахметов Н.Х., Высотский В.Н., Хафизов Ф.З. Корреляция и индексация продуктивных пластов мезозоя Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 1987. — № 3. — С. 55–58.
6. Контарович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Контарович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурьгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5–6. — С. 745–776.
7. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000 / под редакцией И.И. Нестерова. — Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. — 85 с.

#### References

1. Kislukhin I.V. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost' yursko-neokomskikh otlozheniy poluostrova Yamal [Geological features and oil and gas content of the Jurassic-Neocomian formations of the Yamal Peninsula], pod redaktsiyey I.I. Nesterova. Tyumen', TyumGNGU, 2012, 116 p. (In Russ.)
2. Generalenko O.S., Bardachenko Ye.N. Facies model of the Tanopchinskaya suite reservoirs on the example of the fields of the Yamalo-Gydan oil and gas region of Western Siberia. *Sovremennyye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: trudy III Vserossiyskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya* (Tomsk, 10–12.04.2017) [Modern Problems of Sedimentology in Oil and Gas Engineering: Proceedings of the III All-Russian Scientific and Practical Sedimentological Meeting (Tomsk, April, 10–12, 2017)]. Tomsk, TSPPS ND Publ., 2017, pp. 69–76. (In Russ.)
3. Yushina A.S., Yershov S.V., Popova N.I. Geological structure and schematic diagram of the Berriasian-Lower Aptian formations of the Yamal oil and gas region in Western Siberia. *Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii: Materialy VI Vserossiyskogo soveshchaniya* (Gelendzhik, 10–15.09.2012) [Cretaceous system of Russia and the near abroad: problems of stratigraphy and paleogeography: Proceedings of the VI All-Russian meeting (Gelendzhik, September, 10–15, 2012)]. Gelendzhik, 2012, pp. 317–321. (In Russ.)
4. Yershov S.V., Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I. Features of the structure and correlation of hydrocarbon-bearing formations of the Berriasian-Lower Aptian deposits of the Gydan Peninsula (Russian Arctic). *Geologiya i geofizika [Geology and Geophysics]*, 2018, no. 11, pp. 1870–1882. (In Russ.)
5. Nesterov I.I., Kulakhmetov N.X., Vysotskiy V.N., Khafizov F.Z. Correlation and indexing of productive formations of the Mesozoic of Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza [Oil and Gas Geology]*, 1987, no. 3, pp. 55–58. (In Russ.)
6. Kontorovich A.E., Yershov S.V., Kazanekov V.A., Karogodin Y.U.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Geologiya i geofizika [Geology and Geophysics]*, 2014, vol. 55, no. 5–6, pp. 745–776. (In Russ.)
7. *Atlas litologo-paleogeograficheskikh kart yurskogo i melovogo periodov Zapadno-Sibirskoy ravniny v masshtabe 1:5000000* [Atlas of lithological and paleogeographic maps of the Jurassic and Cretaceous periods of the West Siberian Plain on a scale of 1:5000000], pod redaktsiyey I.I. Nesterova. Tyumen', ZapSibNIGNI, 1976, 85 p. (In Russ.)

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**О.А. Попова** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**О.О. Ураев** — участвовал в подготовке текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Oksana A. Popova** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Oleg O. Uraev** — participated in the preparation of the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

#### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Оксана Анатольевна Попова\*** — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: popova.oana@gazpromneft-ntc.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9059-4636> Scopus Author ID: 57205444414

**Oksana A. Popova\*** — Expert, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: popova.oana@gazpromneft-ntc.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9059-4636> Scopus Author ID: 57205444414

**Олег Олегович Ураев** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14. e-mail: uraev.oo@gazpromneft-ntc.ru

**Oleg O. Uraev** — Project manager, Gazpromneft STC LLC 14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: uraev.oo@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЛОЩАДНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛОЖНОСТИ

**Е.А. Фофанова<sup>1,\*</sup>, Ю.Н. Павельева<sup>1</sup>, О.А. Мельникова<sup>1</sup>, Б.В. Белозёров<sup>1</sup>,  
Н.Ю. Коношонкина<sup>2</sup>, Д.В. Бек<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ,  
Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Научный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), РФ, Томск

**Электронный адрес:** fofanova.ea@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В статье представлен новый подход к оценке геологической сложности месторождения — ее количественная оценка по площади, а также альтернативная методология оценки сложности в 1D.

**Цель.** Разработать численную метрику оценки геологической сложности месторождений, а также создать алгоритм построения карт сложности.

**Материалы и методы.** Сложность резервуара принято представлять одним числом, которое характеризует весь объект в среднем, что часто занижает существующую сложность на активе. В статье геологическая сложность описывается пятью группами: структурно-тектоническая, фациально-литологическая, фильтрационно-емкостные свойства, вторичные изменения и свойства флюида — как для 1D-оценки, так и для 2D- (в виде карты). Каждая группа состоит из набора геологических характеристик, общее число которых 13, по каждой из них авторами разработана методология построения карт сложности. Предложенная методология была апробирована на активах компании.

**Результаты.** Представленные примеры карт сложности по нескольким месторождениям показывают преимущество 2D-оценки в сравнении с 1D-оценкой. Проведенный анализ декомпозированной сложности (по отдельным группам) показал, что ключевые группы, на которые необходимо обратить внимание при принятии решений и ранжировании активов компании, связаны со структурно-тектоническими и фациально-литологическими характеристиками.

**Заключение.** Разработана методология комплексной оценки геологической сложности по площади, которая позволяет выявить наиболее «проблемные» участки, проводить анализ существующих источников неопределенностей, а также осуществлять ранжирование и скрининг активов компании при принятии стратегических решений.

**Ключевые слова:** сложность месторождения, геологическое строение, характеристики геологической сложности, метрика сложности, код сложности, карты сложности

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Фофанова Е.А., Павельева Ю.Н., Мельникова О.А., Белозёров Б.В., Коношонкина Н.Ю., Бек Д.В. Количественная оценка площадной геологической сложности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):54–61. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-54-61>

*Статья поступила в редакцию 31.08.2021*

*Принята к публикации 11.10.2021*

*Опубликована 24.12.2021*

## QUANTITATIVE ASSESSMENT OF AREAL GEOLOGICAL COMPLEXITY

**Ekaterina A. Fofanova<sup>1,\*</sup>, Yulia N. Paveleva<sup>1</sup>, Oksana A. Melnikova<sup>1</sup>, Boris V. Belozarov<sup>1</sup>,  
Natalia Y. Konoshonkina<sup>2</sup>, Daria V. Bek<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Tomsk Polytechnic University, RF, Tomsk

**E-mail:** fofanova.ea@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The article presents a new approach to assessing the geological complexity — quantitative assessment of areal complexity, as well as an alternative methodology for assessing complexity in 1D.

**Aim.** Developing a numerical metric for assessing the geological complexity and creating an algorithm for complexity maps construction.

**Materials and methods.** Generally, complexity describe the reservoir in one number, that often underestimates the real complexity of the deposit. Geological complexity, presented in the article consists of 5 groups: structural-tectonic, facies-lithological, permeability and porosity, secondary alteration and fluid properties, 13 characteristics describe the complexity space of these groups. Each of these characteristics could be presented not only in 1D but also in 2D. The proposed methodology was tested on the company's assets.

**Results.** The presented examples of complexity maps for several fields show the advantage of 2D complexity estimation in comparison with 1D. The analysis of decomposed complexity estimation (for individual groups) on the company's assets showed that the key groups of complexity are structural-tectonic, facies-lithological characteristics. Therefore, characteristics that describe these groups should be taken into account during the decision-making process and assets ranking.

**Conclusion.** A methodology of quantitative assessment of areal geological complexity has been developed. This areal assessment allows identify the most “problematic” areas, analyzing existing sources of uncertainty, and also ranking and screening company assets when making strategic decisions.

**Keywords:** geological complexity, geological structure, characteristics of geological complexity, complexity metric, complexity code, complexity map

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Fofanova E.A., Paveleva Yu.N., Melnikova O.A., Belozarov B.V., Konoshonkina N.Y., Bek D.V. Quantitative assessment of areal geological complexity. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):54–61. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-54-61>

*Manuscript received 31.08.2021*

*Accepted 11.10.2021*

*Published 24.12.2021*

## ВВЕДЕНИЕ

При оценке существующих неопределенностей на месторождении необходимо знать весь объем текущей информации о данном месторождении, а также его геологические особенности. При наличии этих данных оценка неопределенностей и рисков будет опираться на их источники (чем меньше данных, тем ниже изученность и выше неопределенность; чем сложнее геологическое строение объекта, тем выше неопределенность). Таким образом, анализ геологической изученности и сложности позволяет выполнить оценку неопределенностей с высокой степенью достоверности. Однако если объем информации можно численно оценить, используя изученность месторождения или информационную энтропию [12], то численная метрика, которая описывала бы геологические особенности месторождения, влияющие на определение подсчетных параметров месторождений, на сегодня в открытых источниках не представлена. В данной работе представлена методология оценки геологической сложности месторождения по площади, которую предлагается использовать в качестве метрики, описывающей геологические особенности месторождения при оценке неопределенностей. Термин «сложность» встречается во многих областях исследований: в экономике [2], биологии [13], урбанизации [5], геонавигации [1], бурении скважин [9], геологии [3, 7, 8, 10, 14]. Для всех данных областей метрика оценки схожа, сложность описывается несколькими параметрами, каждый из которых характеризуется уровнем сложности (в основном от 1 до 5–10), где 1 соответствует минимальной сложности, а наивысшее число — максимальной. Геология не стала исключением. Сложность в области геологии часто встречается в литературных источниках и описывается с помощью индекса сложности коллектора (наиболее известно ее английское название: reservoir complexity index — RCI)

[3, 7, 8, 10, 14]. Индекс сложности коллектора выражается в виде одного значения, которое содержит весь комплекс геологических характеристик, влияющих именно на сложность разработки месторождения [7]. Стоит отметить, что данное число отражает среднюю сложность объекта в целом, не выделяя при этом отдельные особенности геологических характеристик. Для использования RCI на определенных группах месторождений авторы создают функциональную зависимость между RCI и коэффициентом извлечения нефти (КИН). Очевидно, что данные зависимости имеют схожий математический вид, однако количество параметров, характеризующих индекс сложности, и коэффициенты, получаемые в уравнениях, отличаются в каждой работе и являются статистическими характеристиками, которые не имеют геологической основы.

## МЕТРИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛОЖНОСТИ

В настоящей работе под геологической сложностью понимается характеристика объекта, представляющая собой совокупность параметров, отражающую неоднородность геологических особенностей по латерали и вертикали и геологические особенности, вызывающие неоднозначность определения подсчетных параметров и оценки коэффициента извлечения нефти. Пространство геологической сложности описывается пятью группами: структурно-тектоническая, фациально-литологическая, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), вторичные изменения, свойства флюидов (PVT). Каждая из данных групп, в свою очередь, состоит из характеристик, которые рассматриваются в пределах анализируемого объекта. Суммарное количество характеристик геологической сложности — 13, их количество в каждой группе различно и изменяется от одного до шести (табл. 1–3).



Метрика геологической сложности описывается уровнями сложности от 1 до 5, где 1 — наименьшая сложность, 5 — максимальная сложность. Для верхнеуровневой сравнительной оценки активов компании между собой был введен код сложности. Данный код представляет собой пятизначное число, где каждая цифра соответствует максимальной сложности в группе, порядок у цифр кода всегда соответствует закреплённой последовательности групп сложности: структурно-тектоническая, фациально-литологическая, ФЕС, вторичные изменения, PVT.

Как было отмечено выше, RCI — это одно число, которое описывает сложность коллектора, данное число принимается одинаковым на всю площадь месторождения и не отражает неоднородности, которые присутствуют в пласте по латерали. В рассматриваемой методологии по каждой из тринадцати характеристик геологической сложности строится 2D-карта данной характеристики, которая и описывает ее латеральную изменчивость. В качестве примера в статье представлены карты по следующим характеристикам: песчанистость, выклинивание пласта, про-

ницаемость разломов. Все карты построены на реальных активах компании, по ним была получена обратная связь от геологов для оценки учета всех особенностей каждого объекта. При работе с многопластовыми месторождениями предлагается оценивать сложность каждого из пластов, а результирующую карту строить как сумму по средневзвешенным на эффективные толщины значениям, если в один объект разработки входит несколько пластов.

ПЕСЧАНИСТОСТЬ (NTG)

Метрикой сложности для характеристики «песчанистость» (NTG) является численное значение среднего отношения эффективной толщины пласта к общей, прослеживаемой во всех скважинах. Чем ниже песчанистость, тем выше сложность в определении коллекторских свойств на месторождении. Также стоит отметить, что помимо коллектора на картах также встречается зона неколлектора (NTG = 0), в данном случае авторами предлагается выделять данную зону отдельно как неколлектор (на картах отображается числом 6). При этом наличие неколлектора на карте не увеличивает сложность по данной характеристике, зона неколлектора выделяется для того, чтобы ошибочно не принять ее за потенциальную зону наличия запасов на объекте. Распространение значения сложности по песчанистости в межскважинном пространстве осуществляется интерполяцией значений от скважин с возможностью учета сейсмического тренда, методом совместного кокригинга [4, 11]. В случае отсутствия сейсмического тренда для интерполяции используется метод универсального кригинга с заданными параметрами вариограмм для каждой макрофациальной зоны [4]. На рис. 1 можно выделить характерные увеличения значений сложности, которые отражают пространственное распространение коллекторских свойств исследуемого объекта. Красные области на карте соответствуют минимальным значениям песчанистости пласта, зеленые — максимальным, серые зоны соответствуют локальным зонам отсутствия коллектора.

Для расчета сложности используются контуры выклинивания. Интерполяция значений сложности по выклиниванию происходит между контурами выклинивания: от P90

МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛОЖНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЗВОЛЯЕТ ВЫПОЛНЯТЬ АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ, РАНЖИРОВАТЬ ВЛИЯНИЕ КАЖДОГО ФАКТОРА И ОЦЕНИВАТЬ РИСКИ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЙ.

(пессимистичный сценарий выклинивания пласта) к P50 (базовая оценка) и от P50 к P10 (оптимистичный сценарий выклинивания пласта). Значение сложности на границе

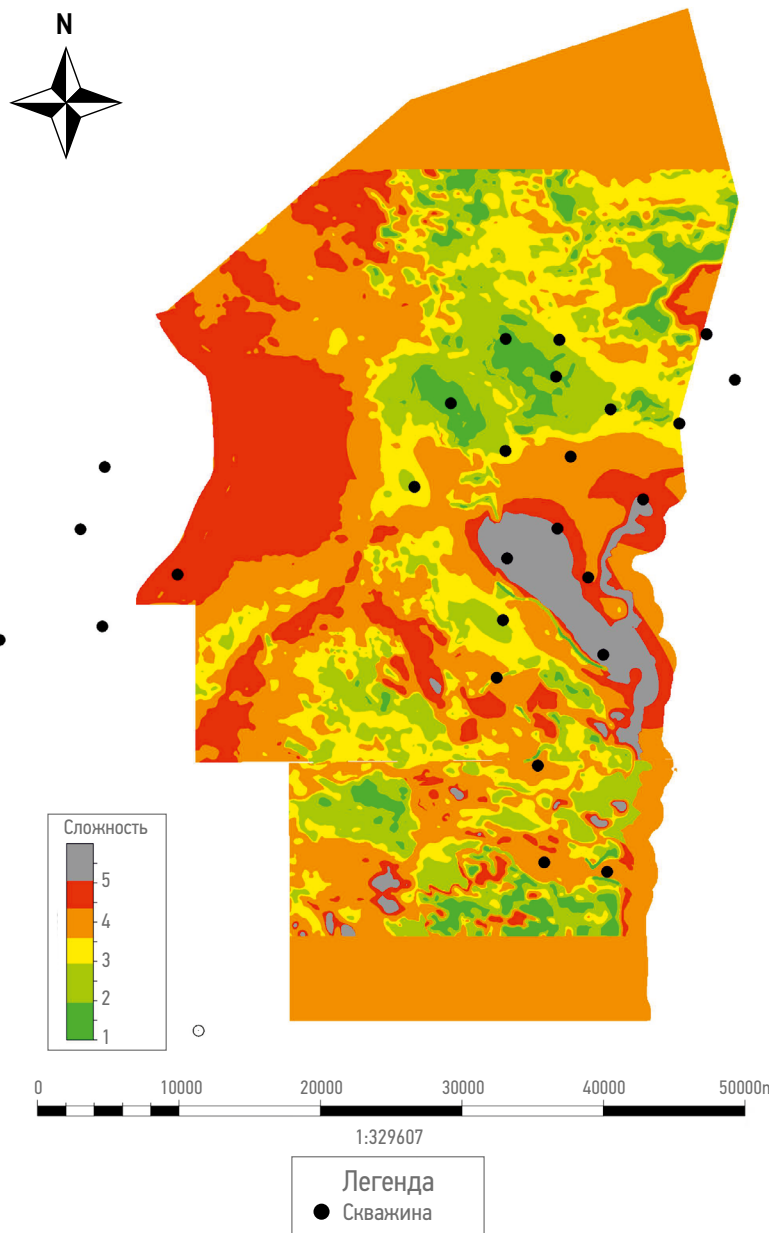


Рис. 1. Карта сложности по характеристике «песчанистость». Составлено авторами  
Fig. 1. NTG complexity map. Made by authors

Таблица 1. Метрика сложности для характеристик структурно-тектонической группы  
Table 1. Complexity metric for structural-tectonic group

| Характеристика геологической сложности                                                 | Уровни сложности характеристик геологической сложности                                 |                                     |                                                                                    |           |                                                                                          |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                        | 1                                                                                      | 2                                   | 3                                                                                  | 4         | 5                                                                                        |
| Количество разломов                                                                    | Разломы отсутствуют                                                                    | От 1 до 2                           | От 3 до 4                                                                          | От 5 до 7 | От 8 и более                                                                             |
| Количество различных направлений разломов (угол между направлениями более 10 градусов) | Разломы отсутствуют                                                                    | 1                                   | 2                                                                                  | 3         | > 3                                                                                      |
| Смещение разломов                                                                      | Разломы отсутствуют                                                                    | < 0,3·h                             | (0,3–0,7)·h                                                                        | Сдвиг     | > 0,7·h                                                                                  |
| Проницаемость разломов                                                                 | Разломы отсутствуют                                                                    | Разломы без изменения проницаемости | Разломы с изменениями проницаемости (слабопроницаемый)                             | –         | Непроницаемые разломы                                                                    |
| Наличие диапир или другого рода интрузий                                               | Нет                                                                                    | –                                   | –                                                                                  | –         | Есть                                                                                     |
| Падение пласта                                                                         | Простые широкие антиклинальные или моноклинальные структуры (10° < углы падения < 60°) | –                                   | Асимметричные и в пространственно нерегулярные структуры (5° < углы падения < 75°) | –         | Структуры сложной складчатости или очень плоские структуры (углы падения < 5° или > 75°) |

Таблица 2. Метрика сложности для характеристик фациально-литологической группы  
Table 2. Complexity metric for facies-lithological group

| Характеристика геологической сложности | Уровни сложности характеристик геологической сложности                                                                                                                                |                                                                                                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                                                                                                 |                                                                         |
|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
|                                        | 1                                                                                                                                                                                     | 2                                                                                                                                                                          | 3                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 4                                                                                               | 5                                                                       |
| Латеральная неоднородность             | Береговая линия / шельф<br>Дельта волнового типа<br>Предфронтальная зона пляжа / шельф<br>ЭРГ<br>Барьерный остров / лагуны<br>Смешанная эоловая / себха<br>Береговая равнина / шеньер | Лопasti подводного конуса выноса<br>Глинистый склон / бассейн<br>Подводный конус выноса<br>Намывной вал канала подводного конуса выноса<br>Подводящий озерный конус выноса | Приливно-отливная отмель<br>Канал подводного конуса выноса<br>Приозерная дельта<br>Дельта<br>Дельта смешанного типа<br>Дельта озерно-речного типа<br>Дельта конуса выноса<br>Морской дельтовый конус выноса<br>Подводный каньон<br>Эстуарий<br>Смешанная эоловая / речная<br>Аллювиальный конус выноса<br>Прибрежная равнина | Разветвленная река<br>Дельта приливно-отливного типа<br>Река с прямым / анастомозирующим руслом | Меандрирующая река<br>Ледниково-речные отложения<br>Дельта речного типа |
| Количество фаций                       | 1                                                                                                                                                                                     | 2                                                                                                                                                                          | 3                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 4                                                                                               | 5                                                                       |
| Расчлененность                         | 1                                                                                                                                                                                     | от 2 до 4                                                                                                                                                                  | 5                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | от 6 до 9                                                                                       | > 10                                                                    |
| Песчанистость (NTG)                    | 0,8–1                                                                                                                                                                                 | 0,6–0,8                                                                                                                                                                    | 0,4–0,6                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 0,2–0,4                                                                                         | 0,2 > NTG > 0                                                           |

Таблица 3. Метрика сложности для характеристик групп: вторичные изменения, ФЕС, PVT  
Table 3. Complexity metric for secondary alteration, porosity and permeability and PVT

| Характеристика геологической сложности            | Группа геологической сложности | Уровни сложности характеристик геологической сложности |         |         |         |                                   |
|---------------------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------|---------|---------|---------|-----------------------------------|
|                                                   |                                | 1                                                      | 2       | 3       | 4       | 5                                 |
| Наличие вторичных изменений                       | Вторичные изменения            | Вторичные изменения не влияют на ФЕС                   | –       | –       | –       | Вторичные изменения влияют на ФЕС |
| Отношение kv/kh                                   | ФЕС                            | 0,8–1                                                  | 0,4–0,8 | 0,2–0,4 | 0,1–0,2 | < 0,1                             |
| Изменение свойств нефти по вертикали или латерали | PVT                            | Отсутствует                                            | –       | –       | –       | Присутствует                      |

и внутри контура P90 равно 1 (минимальная сложность). Значение сложности на границе контура P50 равно 3, в пределах точностей численного метода и интерполяции. Значение сложности на границе контура P10 равно 5 (максимальная сложность). Для интерполяции значений используется алгоритм численного решения (методом конечных разностей) уравнения Лапласа с заданными граничными (краевыми) условиями Дирихле [6]. Решения уравнения Лапласа (гармонические функции) в общем смысле плавные, т. е. они не могут иметь локальных максимумов или минимумов во внутренних точках (только достигают максимум или минимум на границе). На рис. 2 отображается граница стратиграфического выклинивания пласта, прослеживаемая на всей площади, и подтверждается на основе скважинных данных. С юга граница подтверждается отсутствием пласта в скважинах.

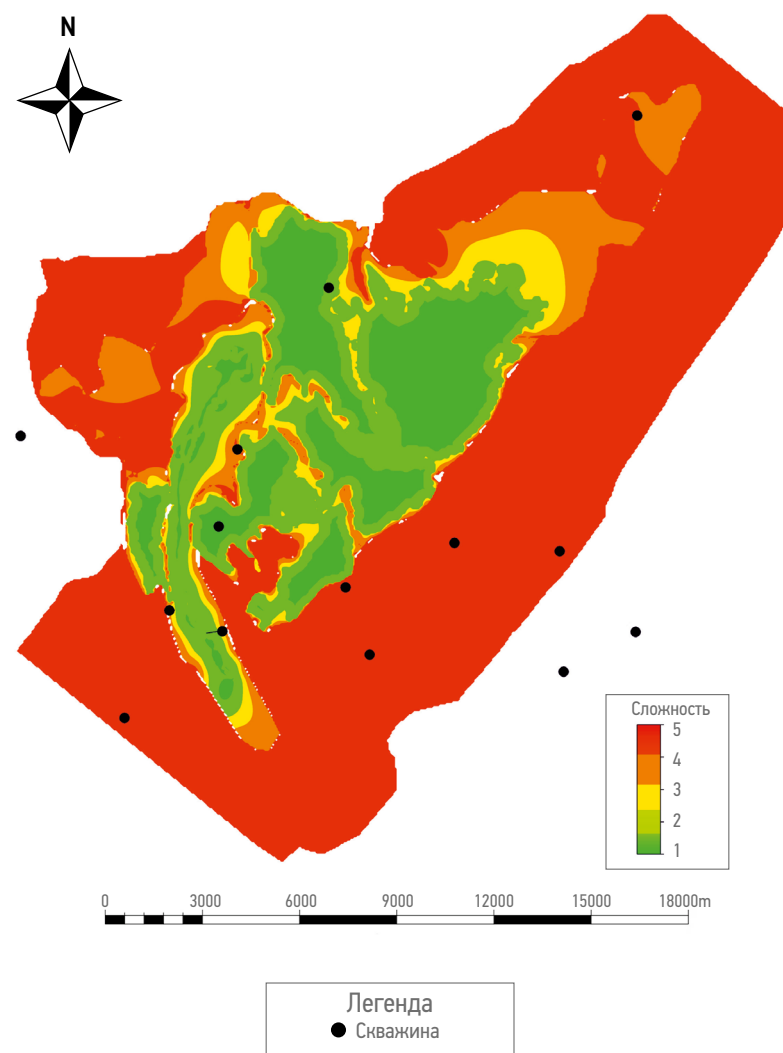


Рис. 2. Карта сложности по характеристике выклинивание пласта. Составлено авторами  
Fig. 2. Dip of the reservoir complexity map. Made by authors

## ПРОНИЦАЕМОСТЬ РАЗЛОМА

В методологии разломы разделяются на четыре группы по характеристике проницаемости (табл. 1). Экстраполяция от разломов производится в зависимости от расстояний между точкой и каждым разломом. Если точка находится на более далеком расстоянии, чем радиус отступа R (R — параметр может быть задан пользователем, по умолчанию — 500 м), который задается от всех разломов, то ей присваивается минимальное значение, равное 1 экстраполируемой величины. Если точка находится на расстоянии ближе, чем радиус отступа к одному из разломов, то для нее вычисляется экстраполированное значение между значением интерполируемого атрибута на разломе и минимальным значением методом линейной экстраполяции. На карте (рис. 3) можно выделить структурные блоки, образованные непроницаемыми разломами, оценить плотность и ориентацию разломов в целом в пределах изучаемого участка. Можно отметить различную тектоническую активность северной и южной части изучаемого участка: северная — относительно спокойная, в южной наблюдается большое количество разломов. Разломы имеют разную ориентацию, что говорит о разных направлениях стресса и возможной реактивации разломов.

## СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛОЖНОСТИ НА АКТИВАХ КОМПАНИИ

В первую очередь оценка геологической сложности — это инструмент работы геолога, например, комбинация геологической изученности и сложности отражает ключевые неопределенности. Кроме того, анализ декомпозированной сложности, т. е. по отдельным геологическим группам (структурно-тектоническая, фациально-литологическая и пр.), показывает, какие из них формируют основные неопределенности (т. к. имеют максимальную сложность), и позволяет адресно подобрать доисследования для более точной оценки параметров. Однако численная метрика геологической сложности является не менее эффективным инструментом при стратегическом анализе и планировании. Так, на примере статистики характеристик сложности 25 крупных активов компании «Газпром нефть», представленной на рис. 4, видно, что ключевые

зоны сложности, на которые следует обратить внимание, связаны со структурно-тектоническими и фациально-литологическими характеристиками. Соответственно, при планировании повышения компетенций или приеме в штат новых сотрудников стоит учитывать, какие профессиональные компетенции нужно усиливать в командах, работающих на крупных активах (через обучение или привлечение сотрудников с адресными знаниями).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлена методология оценки геологической сложности месторождения как 1D, так и 2D (по площади). Разработанная методология позволяет проводить анализ существующих источников неопределенностей, а также осуществлять ранжирование и скрининг активов компании при принятии стратегических решений. Разработка метрики сложности — это лишь один из шагов, который позволит численно анализировать вопросы и решать задачи, которые раньше являлись эмпирическими знаниями. Не менее важным шагом в этом направлении является накопление статистики по геологическим объектам для создания базы, ретроспективный анализ которой позволит верифицировать аналитические разработки и настроить их на соответствие реальным данным.

## Список литературы

1. Головаченко М.А., Кудашов К.В., Филимонов В.П., Рахимов Т.Р. Методика определения индекса сложности и геонавигации скважин (GDI) и их классификация // 3-я научно-практическая конференция «Горизонтальные скважины 2019». EAGE. — 2019. — 4 с.
2. Hidalgo C.A., Hausmann R. The building blocks of economic complexity // PNAS. — Vol. 106. — 2009. — 6 p.
3. Jia L., John A., Kumar N., Bialas R., Lanson T.P., Jing X.D. Novel benchmark and analogue method to evaluate heavy oil projects // SPE-184101-MS. — 2016. — 12 p.
4. Kovalevskiy E. Geological modeling on the base of geostatistics. Course Note // Student lecture Tour, RUSSIA& CIS. — 2011–2012. — 122 p.
5. Lobo J., Helbing D., Kühnert Ch., West G.B. Growth, innovation, scaling, and the pace of life in cities // PNAS. — Vol. 104. — 2007. — 33 p.
6. McDonough J.M. Lectures on computational numerical analysis of partial differential equations. Chapter 2: Numerical Solution of Elliptic Equations // Departments of Mechanical Engineering and Mathematics. University of Kentucky. — 2008. — 169 p.
7. Наугольнов М.В., Большаков М.С., Мейнандерс Р. Новый подход по оценке индекса сложности разработки месторождений Западной Сибири // SPE — 187780-RU. — 2017. — 17 с.
8. Nishikori N., Sugai K., Normann C., Onstein A., Melberg O. An integrated workflow for gas injection EOR and a successful application to a heterogeneous sandstone reservoir in the southern North Sea // IPTC 12025. — 2008. — 14 p.

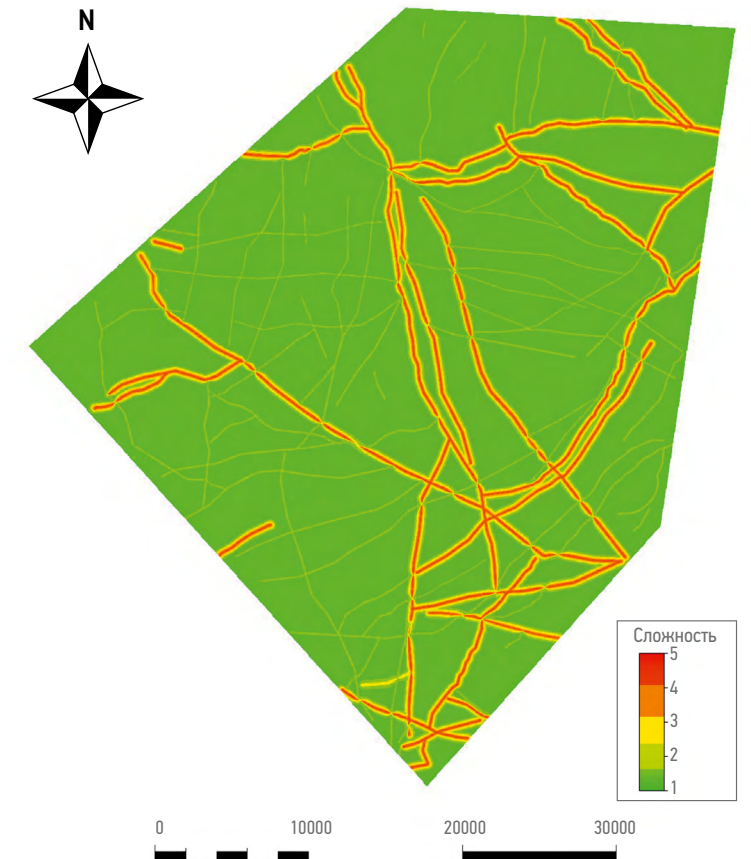


Рис. 3. Карта сложности по характеристике проницаемость разломов. Составлено авторами  
Fig. 3. Faults permeability complexity map. Made by authors

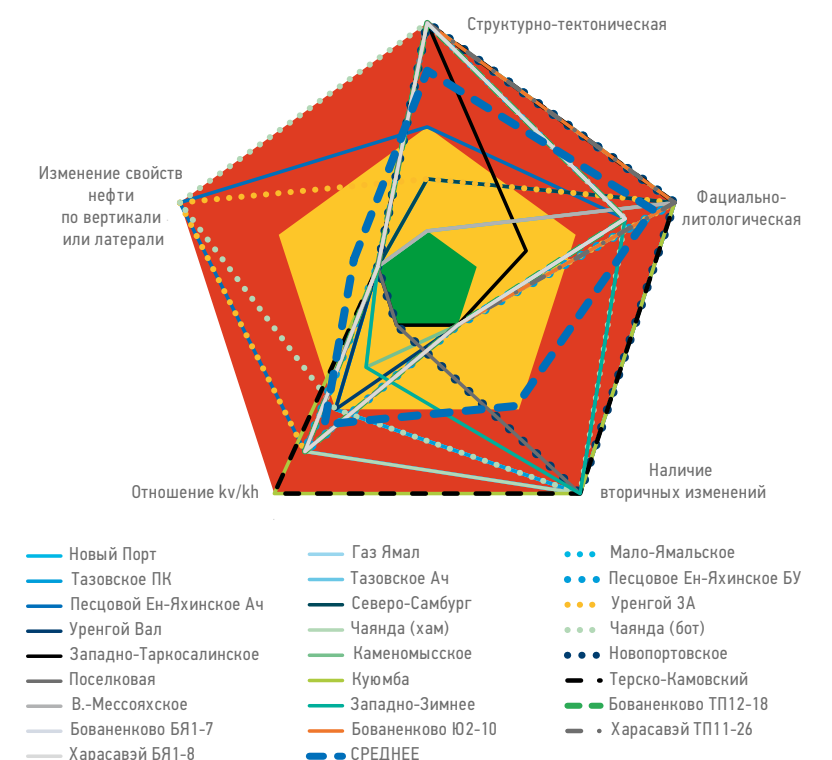


Рис. 4. Лепестковая диаграмма геологической сложности 25 активов компании. Зеленая область — низкие значения сложности, желтая — средние, красная зона — высокие. Составлено авторами  
Fig. 4. A radar diagram of the geological complexity (25 company's assets). Green — low complexity values, yellow — medium, red — high. Made by the authors



- 9.** Nzeda B.G., Schamp J.H., Schmitt Th. Development of well complexity index to Improve risk and cost assessments of oil and gas wells // IADC/SPE 167932. — 2014. — 14 p.
- 10.** Ranjan R., Rizal M., Soni S., Masoudi R. Reservoir benchmarking to unlock further development of Malaysian oil fields // SPE-196443-MS. — 2019. — 11 p.
- 11.** Samson M., Deutsch C. Collocated Cokriging // Retrieved from: <https://geostatisticslessons.com/lessons/collocatedcokriging>. — 2020. — 11 p.
- 12.** Wellmann J.F., Regenauer-Lieb K. Uncertainties have a meaning: Information entropy as a quality measure for 3D geological models // Tectonophysics. — Vol. 526–529. — 2012. — 10 p.
- 13.** West G.B., Brown J.H., Enquist B.J. A general model for the origin of allometric scaling laws in biology // Science. — Vol. 276. — 1997. — 6 p.
- 14.** Wickens L.M., Kelly R. Rapid Assessment of Potential Recovery Factor: A New Correlation Demonstrated on UK and USA Fields // SPE 134450. — 2010. — 6 p.

#### References

- 1.** Golovchenko M.A., Kudashov K.V., Filimonov V.P., Rakhimov T.R. Determination the geosteering difficulty index (GDI) and well classification. *"Horizontal Wells 2019", EAGE*. 2019, 4 p.
- 2.** Hidalgo C.A., Hausmann R. The building blocks of economic complexity. *PNAS*. 2009, vol. 106, 6 p.
- 3.** Jia L., John A., Kumar N., Bialas R., Lanson T.P., Jing X.D. Novel benchmark and analogue method to evaluate heavy oil projects. *SPE-184101-MS*. 2016, 12 p.
- 4.** Kovalevskiy E. Geological modeling on the base of geostatistics. Course Note. *Student lecture Tour, RUSSIA & CIS*. 2011–2012, 122 p.
- 5.** Lobo J., Helbing D., Kühnert Ch., West G.B. Growth, innovation, scaling, and the pace of life in cities. *PNAS*. 2007, vol. 104, 33 p.
- 6.** McDonough J.M. *Lectures on computational numerical analysis of partial differential equations*. Chapter 2: Numerical Solution of Elliptic Equations. Departments of Mechanical Engineering and Mathematics. University of Kentucky, 2008, 169 p.
- 7.** Naugol'nov M.V., Bol'shakov M.S., Meinarends R. New approach to estimate reservoir complexity index for West Siberian fields (In Russ.). *SPE — 187780-RU*. 2017, 17 p.
- 8.** Nishikori N., Sugai K., Normann C., Onstein A., Melberg O. An integrated workflow for gas injection EOR and a successful application to a heterogeneous sandstone reservoir in the southern North Sea. *IPTC 12025*. 2008, 14 p.
- 9.** Nzeda B.G., Schamp J.H., Schmitt Th. Development of well complexity index to Improve risk and cost assessments of oil and gas wells. *IADC/SPE 167932*. 2014, 14 p.
- 10.** Ranjan R., Rizal M., Soni S., Masoudi R. Reservoir benchmarking to unlock further development of Malaysian oil fields. *SPE-196443-MS*. 2019, 11 p.
- 11.** Samson M., Deutsch C. *Collocated Cokriging*. Retrieved from: <https://geostatisticslessons.com/lessons/collocatedcokriging>, 2020, 11 p.
- 12.** Wellmann J.F., Regenauer-Lieb K. Uncertainties have a meaning: Information entropy as a quality measure for 3D geological models. *Tectonophysics*. 2012, vol. 526–529, 10 p.
- 13.** West G.B., Brown J.H., Enquist B.J. A general model for the origin of allometric scaling laws in biology. *Science*. 1997, vol. 276, 6 p.
- 14.** Wickens L.M., Kelly R. Rapid Assessment of Potential Recovery Factor: A New Correlation Demonstrated on UK and USA Fields. *SPE 134450*. 2010, 6 p.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Е.А. Фофанова** — провела анализ и обобщение данных литературы, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**О.А. Мельникова** — подготовила графические материалы, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Ю.Н. Павельева** — подготовила иллюстрационные материалы по картам сложности, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Б.В. Белозёров** — разработал концепцию статьи, редактирование статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Н.Ю. Коношонкина** — разработала дизайны эксперимента по построению карт сложности, подготовила иллюстрационные материалы для статьи, провела валидацию описания представляемых примеров и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Ekaterina A. Fofanova** — analyzed and summarized the literature review, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Oksana A. Melnikova** — prepared graphic materials, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Yuliya N. Paveleva** — prepared illustration materials (complexity maps), developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Boris V. Belozеров** — developed the article concept, edited the article, approved the final version of the article.

**Natalia Y. Konoshonkina** — developed designs for the experiment (complexity maps), prepared illustration materials for the article, and validated the description of the presented examples and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Д.В. Бек** — разработала дизайны экспериментов по построению карт сложности, подготовила иллюстрационные материалы для статьи, провела валидацию описания представляемых примеров и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Екатерина Андреевна Фофанова\*** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: fofanova.ea@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 56524266700 SPIN-код: 6382-4453

**Оксана Александровна Мельникова** — руководитель центра, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: melnikova.oa@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 57191921287

**Юлия Николаевна Павельева** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: paveleva.yun@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 57218596631

**Борис Владимирович Белозёров** — директор по развитию функции «Геологоразведочные работы», ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: belozerov.bv@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 2140-7638 Scopus Author ID: 56369397300

**Наталья Юрьевна Коношонкина** — инженер-исследователь, ТПУ 634050, Россия, Томск, пр. Ленина, д. 30. e-mail: konoshonkinany@hw.tpu.ru Scopus Author ID: 57218440147

**Дарья Викторовна Бек** — инженер, ТПУ 634050, Россия, Томск, пр. Ленина, д. 30. e-mail: bekdv@hw.tpu.ru

**Daria V. Bek** — developed designs for the experiment (complexity maps), prepared illustration materials for the article, and validated the description of the presented examples and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Ekaterina A. Fofanova\*** — Discipline leader, expertise center, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: fofanova.ea@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 56524266700 SPIN-код: 6382-4453

**Oksana A. Melnikova** — Head of expertise center, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: melnikova.oa@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 57191921287

**Yuliya N. Paveleva** — Chief specialist, expertise center, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: paveleva.yun@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 57218596631

**Boris B. Belozerov** — Director of geological exploration function development, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: belozerov.bv@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 2140-7638 Scopus Author ID: 56369397300

**Natalia Y. Konoshonkina** — Engineer, Tomsk Polytechnic university 30 Lenin ave., 634050, Tomsk, Russia. e-mail: konoshonkinany@hw.tpu.ru Scopus Author ID: 57218440147

**Daria V. Bek** — Engineer, Tomsk Polytechnic university 30 Lenin ave., 634050, Tomsk, Russia. e-mail: bekdv@hw.tpu.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,  
2021

# АЛГОРИТМ РОК-ТИПИЗАЦИИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА (IRT)

**М.А. Кунцевич\*, С.В. Кузнецов, И.В. Перевозкин**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург, Тюмень

**Электронный адрес:** Kuntsevich.MA@gazpromneft-ntc.ru

Целью типизации карбонатных пород является реалистичное распределение скважинных данных в 3D-модели и пространственное распространение соответствующих рок-типов, от которых будут зависеть объем запасов УВ и динамические характеристики течения.

Стандартные подходы к рок-типированию карбонатных пород основываются на текстурно-структурных особенностях, классификации пор, применении электрофаций или выделении единиц потока (FZI) и часто являются ошибочными по причине того, что опираются исключительно на процессы осадконакопления или математическое обоснование. В результате выделенные рок-типы могут плохо отражать реальное распределение характеристик пород-коллекторов.

**Материалы и методы.** Описанный в работе подход позволяет устранить подобные ошибки путем выделения интегрированных рок-типов, которые контролируют статические свойства и динамическое поведение коллектора, при этом оптимально отражают геологические характеристики (диагенетические преобразования, особенности осадконакопления, а также их взаимный эффект) и петрофизические свойства (ФЕС, взаимосвязь пористость-проницаемость, водонасыщенность, радиусы поровых каналов и другие). Интегрированный алгоритм состоит из 8 шагов, позволяющих на выходе получить рок-типы, максимальным образом связывающие воедино все характеристики породы, доступные при изучении имеющейся исходной информации. Первый тест на месторождении Ближнего Востока подтвердил применимость данной методики.

**Результаты.** Результатом работы явилось создание программного продукта (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ Lucia, регистрационный номер 2021612075 от 11.02.2021 г.), позволяющего автоматизировать процесс выделения рок-типов с целью оперативного выбора наиболее оптимального метода, а также возможности интегрирования (комплексирования) различных подходов к выделению типов. В рамках продукта внедрены технологии машинного обучения с целью предсказания рок-типов на основе каротажных диаграмм в интервалах, не освещенных керновыми исследованиями, а также в скважинах, в которых отсутствует отбор керна.

**Ключевые слова:** рок-типирование, карбонатные породы, интегрированный подход

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Благодарности:** авторы выражают благодарность коллегам Харитонцевой Полине и Чурочкину Илье из Томского политехнического университета за творческое сотрудничество и помощь в написании статьи.

**Для цитирования:** Кунцевич М.А., Кузнецов С.В., Перевозкин И.В. Алгоритм рок-типизации карбонатных пород коллекторов с использованием интегрированного подхода (IRT). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):62–70. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-62-70>

Статья поступила в редакцию 13.07.2021

Принята к публикации 15.09.2021

Опубликована 24.12.2021

CARBONATE RESERVOIR ROCK TYPING ALGORITHM BASED ON INTEGRATED APPROACH (IRT)

**Mariia A. Kuntsevich\*, Sergey V. Kuznetsov, Igor V. Perevozkin**

Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg, Tyumen

**E-mail:** Kuntsevich.MA@gazpromneft-ntc.ru

The goal of carbonate rock typing is a realistic distribution of well data in a 3D model and the distribution of the corresponding rock types, on which the volume of hydrocarbon reserves and the dynamic characteristics of the flow will depend.

Common rock typing approaches for carbonate rocks are based on texture, pore classification, electrofacies, or flow unit localization (FZI) and are often misleading because they based on sedimentation processes or mathematical justification. As a result, the identified rock types may poorly reflect the real distribution of reservoir rock characteristics.

**Materials and methods.** The approach described in the work allows to eliminate such effects by identifying integrated rock types that control the static properties and dynamic behavior of the reservoir, while optimally linking with geological characteristics (diagenetic transformations, sedimentation features, as well as their union effect) and petrophysical characteristics (reservoir properties, relationship between the porosity and permeability,

water saturation, radius of pore channels and others). The integrated algorithm consists of 8 steps, allowing the output to obtain rock-types in the maximum possible way connecting together all the characteristics of the rock, available initial information. The first test in the Middle East field confirmed the applicability of this technique.

**Results.** The result of the work was the creation of a software product (certificate of state registration of the computer program "Lucia", registration number 2021612075 dated 02/11/2021), which allows automating the process of identifying rock types in order to quickly select the most optimal method, as well as the possibility of their integration. As part of the product, machine learning technologies were introduced to predict rock types based on well logs in intervals not covered by coring studies, as well as in wells in which there is no coring.

**Keywords:** rock typing, carbonate reservoir, integrated approach

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Acknowledgments:** the authors express gratitude to his colleagues P.A. Kharitontseva and I.I. Churochkin from Tomsk Polytechnic University, for creative cooperation and assistance in writing the article.

**For citation:** Kuntsevich M.A., Kuznetsov S.V., Perevozkin I.V. Carbonate reservoir rock typing algorithm based on integrated approach (IRT). PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):62–70. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-62-70>

Manuscript received 13.07.2021

Accepted 15.09.2021

Published 24.12.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Карбонатные породы-коллекторы — это прежде всего известняки и доломиты, характеризующиеся сложным характером пустотного пространства, формирование которого определяется как их структурно-текстурными особенностями, закладываемыми в стадию седиментации, так и постседиментационными преобразованиями. Спецификой карбонатных пород является широкий спектр структурных видов и меньшая, по сравнению с алюмосиликатным веществом терригенных пород, устойчивость породообразующих карбонатных минералов в условиях недр. Именно карбонатные породы наиболее часто представляют собой коллекторы сложного типа.

В свою очередь, данный аспект выражается в том, что при одном и том же значении пористости наблюдаются различные значения проницаемости, отличающиеся друг от друга на несколько порядков. В связи с этим стандартные модели проницаемости, построенные на основе зависимости «пористость — проницаемость», зачастую не позволяют создавать достоверные геологические модели и использовать их при прогнозе. Альтернативным решением является выделение рок-типов, где каждый рок-тип (Rock Type — RT) определяется уникальным набором фильтрационно-емкостных характеристик. Типизация карбонатных пород даёт возможность распределять петрофизические свойства с учетом геологических особенностей, поэтому является критически важной для прогноза распределения коллекторских свойств (проницаемость, водонасыщенность и т. д.) в модели пласта.

Последние 15 лет применение рок-типирования выступает главным трендом при определении свойств карбонатных коллекторов, построении модели проницаемости, расчета флюидонасыщенности, а также распространения данных характеристик в 3D-модели пласта [1]. Несмотря на важность подходов рок-типирования, в мировой нефтяной практике отсутствует общепринятое разделение и стандарты типизации карбонатных пород. В связи с этим целью данной работы являлось выделение и сравнение рок-типов на основе различных методов, в числе которых Winland, Pittman, Lucia (RFN) [3], Flow Zone Indicators (FZI) [4], а также создание интегрированного подхода к выделению рок-типов.

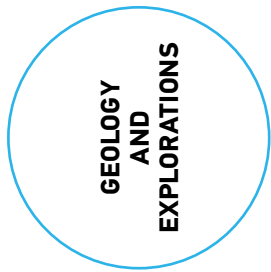
Целью типизации карбонатных пород является реалистичное распределение скважинных данных в 3D-модели и пространственное распространение соответствующих рок-типов, от которых будут зависеть объем запасов УВ и динамические характеристики течения.

## ПРОБЛЕМАТИКА

Разные методы рок-типирования делают акцент на различных характеристиках карбонатных пород, которые, в свою очередь, могут отражаться в количественных и качественных признаках, устанавливаемых при помощи различных исследований керна материала [5].

Основными параметрами для типирования являются:

- петрофизические характеристики, связанные с вещественно-структурными, текстурными характеристиками породы





(Lucia), описывающие условия осадконакопления [3];

- выделение единиц потока (FZI) по характеристике зависимости пористость—проницаемость [4];
- величины радиуса поровых каналов (Winland), основанные на изучении капиллярного давления и другие [2].

Традиционные подходы к петрофизической типизации (рок-типизации) (рис. 1) характеризуются значительными допущениями и часто не позволяют решить проблемы при геологическом моделировании, связанные с корректным прогнозированием проницаемости в пространстве, и как следствие, достоверной оценкой добычных характеристик пласта.

Главными причинами данного аспекта можно выделить следующие.

- Систематическая ошибка, связанная с предположением о том, что обстановка осадконакопления адекватно отражает свойства коллектора, в то время как на самом деле большинство карбонатных коллекторов находятся под значительным влиянием диагенетических преобразований.
- Недостаток интеграции между рок-типизацией по данным керна и выделением рок-типов по ГИС, что необходимо для по-

строения геологической модели. В настоящее время в процессе моделирования ощущается общая нехватка знаний и опыта в части интеграции геологии и петрофизики [1].

- Недостаток правильного определения пространственного распределения рок-типов, что приводит к неоднозначности при их распределении в межскважинном пространстве. Взаимосвязь между петрофизическими свойствами (такими, как проницаемость и водонасыщенность) и геологическими особенностями (такими, как осадочная структура, диагенетические процессы, а также их пространственные тренды и взаимное расположение) слабо изучены и описаны [5].
- Систематическое смещение акцента на свойства коллектора и при этом игнорирование динамических свойств породы. Большинство исследований по рок-типизации породы сосредоточены только на коллекторе как таковом и игнорируют непроницаемые барьеры или экраны, которые важны при моделировании потока.

Таким образом, принимая во внимание все имеющиеся сложности с каждым конкретным подходом к рок-типированию, предлагается использованием интегрированного

подхода, основанного на согласовании всех исходных данных (керн, каротажа, анализа шлифов, динамических данных), а именно — выделение **IRT — интегрированных рок-типов**.

В контексте полученного алгоритма (WorkFlow) IRT определяются как:

- категории пород, которые характеризуются специфическим набором ФЕС (пористость, проницаемость и водонасыщенность);
- показывают отчетливые петрофизические зависимости (пористость — проницаемость, водонасыщенность — капиллярное давление);
- определены по данным ГИС;
- имеют связь с геологическими характеристиками, такими как первичная текстура или диа- и катагенетические преобразования.

Таким образом, ключевой момент рок-типирования состоит в том, чтобы найти как можно более тесную взаимосвязь между геологией и петрофизикой, и тогда IRT нужно рассматривать как геологически и петрофизически однородную группу горных пород с определенным распределением и отношениями между пористостью, проницаемостью и водонасыщенностью, отражающими основные петрофизические свойства. Петрофизические распределения внутри каждого типа горных пород должны быть стационарными или однородными в пределах петрофизической области и соответствовать определенным геостатистическим характеристикам [1]. Более того, должна быть конкретная и понятная связь с геологией (литология, стратиграфия, седиментология и диагенез), чтобы петрофизика могла быть экстраполирована в геологическую 3D-модель.

## ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ РАБОТ

Алгоритм, представленный в данной работе, состоит из восьми составных и последовательных шагов, которые представлены на рис. 2. По мере разработки месторождения и с учетом постоянного пополнения данных цикл повторяется раз за разом до тех пор, пока неоднородность коллектора не будет описана в полной мере. Завершающим является шаг цикла № 8, на котором производится построение 3D-модели (или набора моделей), учитывающей все необходимые концепции и неопределенности. По факту в рамках работы предлагаемого алгоритма и создания IRT происходит поиск отличительных параметров среди рутинных исследований керна (Кп, Кпр, плотность),

специальных исследований керна (Pc, Pore Throat Radius), точного описания керна/шлифов (текстура, типы пористости, типы цемен-та, размер кристаллов) и геофизических откликов (каротажные диаграммы).

## СТАНДАРТНЫЕ МОДЕЛИ НА ОСНОВЕ ЗАВИСИМОСТИ ПОРИСТОСТЬ—ПРОНИЦАЕМОСТЬ НЕ РАБОТАЮТ В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА, АЛЬТЕРНАТИВНЫМ РЕШЕНИЕМ ЯВЛЯЕТСЯ РОК-ТИПИРОВАНИЕ.

**Шаг 1.** Описание исходной информации, определение возможности движения по циклу работ. Описывается полнота и репрезентативность исходных данных. Репрезентативность обычно является неопределенностью, которая, в свою очередь, снижается по мере накопления данных в течение разработки и изучения месторождения.

**Шаг 2.** Определение объективных осадочных и диагенетических признаков вдоль интервала отбора керн. Объективность выделения подразумевает использование геологических признаков, исключая какую-либо петрофизическую информацию по данным керн или ГИС, так как данная информация будет смещать DRT в сторону петрофизического рок-типирования и отклоняться от основной цели теста. Данные геологические признаки позволяют создать набор типов (LF), представляющих собой отдельные литофации, а также выделить диагенетические преобразования, которые в дальнейшем помогут обосновать несоответствие между коллекторскими свойствами и выделенными типами. Каталог представляет собой наборы LF на основе модели осадконакопления, которые выделяются по исследованиям керн и концепций, описанных в литературных источниках и/или на основе данных по месторождениям аналогам.

**Шаг 3.** После определения литофаций в рамках макроописания кернового материала их необходимо идентифицировать в масштабе данных ГИС, что означает, что каждый геологически значимый тип должен получить свою собственную каротажную сигнатуру, чтобы распространить петрофизические свойства на интервалы без керн.

**Шаг 4.** Определение рок-типов на основе параметров: пористости, проницаемости, плотности зерен и кривых Pc, полученных в ходе специальных исследований керн (центрифугирование, мембрана или MICP), увязанные с известными и стандартными математическими методиками типирования.

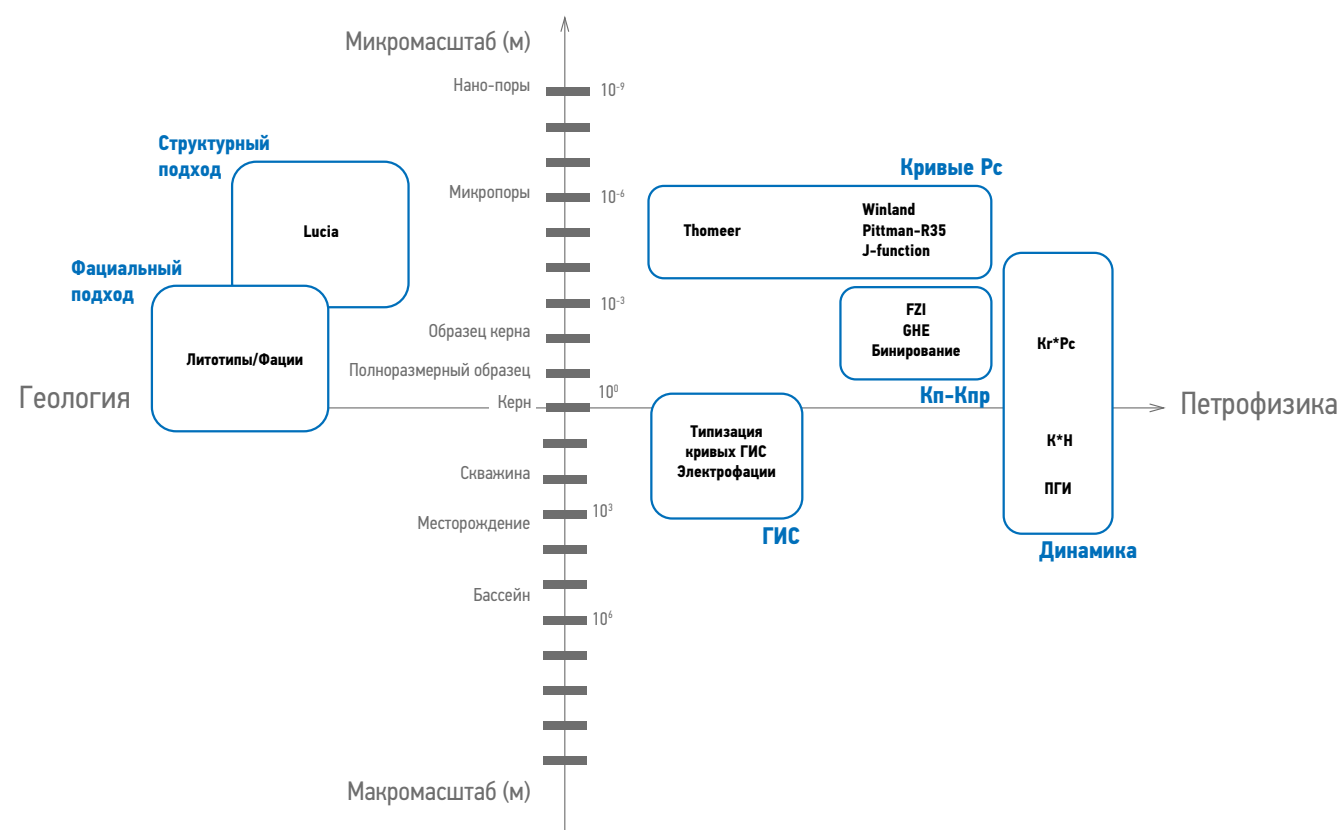
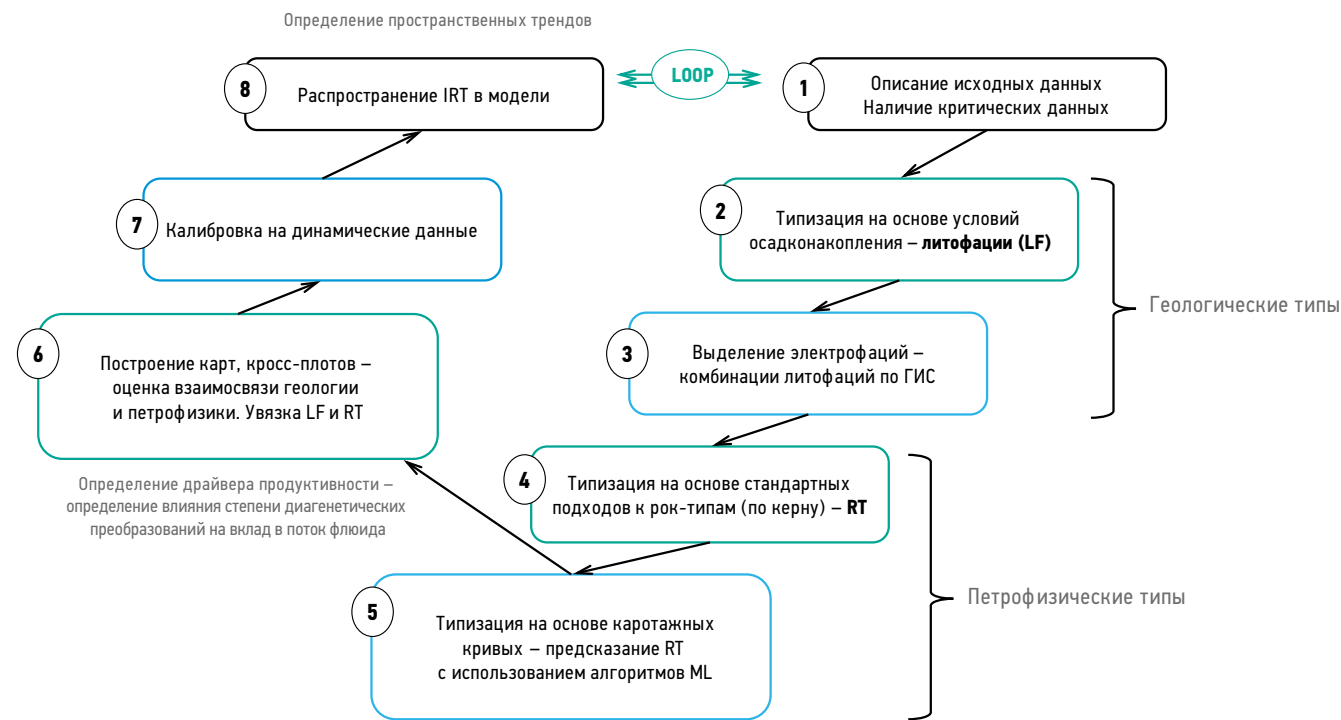


Рис. 1. Классификация основных методов кластеризации/рок-типизации (Rebelle M., 2014 [2] с изменениями Кунцевич М.А., 2021).  
Fig. 1. Classification of the main methods of rock typing (Rebelle M., 2014 [2] with changes Kuntsevich M.A., 2021).



**Рис. 2.** Алгоритм рок-типизации (IRT), состоящий из восьми последовательных шагов, которые постепенно приводят к определению, разделению и распределению рок-типов в геологической модели. Алгоритм представляет собой дорожную карту, которая способна учитывать различные сценарии данных (качество и количество, их репрезентативность) начиная с поисковых работ, затем стадии оценки и разработки месторождения. Второй цикл иллюстрирует необходимость повторения цикла по мере разработки месторождения и добавления новых данных. Составлено авторами

**Fig. 2.** Rock typing algorithm (IRT) include eight steps on the basis of which the determination, separation and distribution of rock types in the geological model is carried out. The algorithm is a roadmap that is able to consider various scenarios of data (quality and quantity, their representativeness) starting from prospecting, then the stage of assessment and development of the field. The second cycle illustrates the need to repeat the cycle as the field is developed and new data is added. Made by the authors

**Шаг 5.** Применение технологий машинного обучения с целью предсказания рок-типов на основе каротажных диаграмм в интервалах, не освещенных керновыми исследованиями, а также в скважинах, в которых отсутствует отбор керна.

**Шаг 6.** После определения петрофизических групп определяется геологическое значение каждого отдельного типа, включая влияние диагенеза. Данный этап осуществляется с помощью нескольких итераций между седиментологами, петрофизиками, геологами и инженерами-разработчиками. Именно в рамках данного шага создается IRT — интегральный рок-тип, который включает в себя математическое описание и геологическое обоснование.

**Шаг 7.** Качественная проверка связи между IRT и имеющимися в распоряжении исследованиями для определения интервалов притока может быть произведена с помощью: 1) сопоставления IRT с данными по керну: зависимость «пористость—проницаемость» и модифицированного Лоренц-плота и 2) сравнения IRT с динамическими данными: расходомер, испытание пласта пластоиспытателем на буровой колонне, опробование пласта кабельным испытателем, профили закачки.

Основной задачей данного шага является установление связи между выделенными IRT и интервалами притока, определенными по динамическим данным.

**Шаг 8.** Непосредственный переход к 3D-геологическому моделированию и распространение IRT в пространстве.

#### ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ. АПРОБАЦИЯ АЛГОРИТМА ИНТЕГРИРОВАННОГО РОК-ТИПИРОВАНИЯ

Объектом исследования является месторождение Ближнего Востока, где продуктивные отложения миоценового возраста представлены карбонатными разностями, сформированными в обстановке осадконакопления со средней и низкой гидродинамической среды в условиях замкнутой платформы (внутреннего, ограниченного шельфа). Продуктивный пласт имеет выдержанную общую мощность ~60 м с высокими значениями NTG и средними значениями пористости (порядка 22 %), а также проницаемостью, варьируемой в широких пределах (~0,1–100 мД).

**Шаг 1.** Для применения методик рок-типирования в качестве исходных данных были

использованы рутинные и специальные керновые исследования по 4 скважинам месторождения, вынос керна составил 65 %, было исследовано 490 образцов. Все скважины были обеспечены расширенным комплексом ГИС, включающим: гамма-каротаж, нейтронный каротаж, акустический и плотностной каротаж, а также различные исследования сопротивления. В скважинах было проведено 8 испытаний.

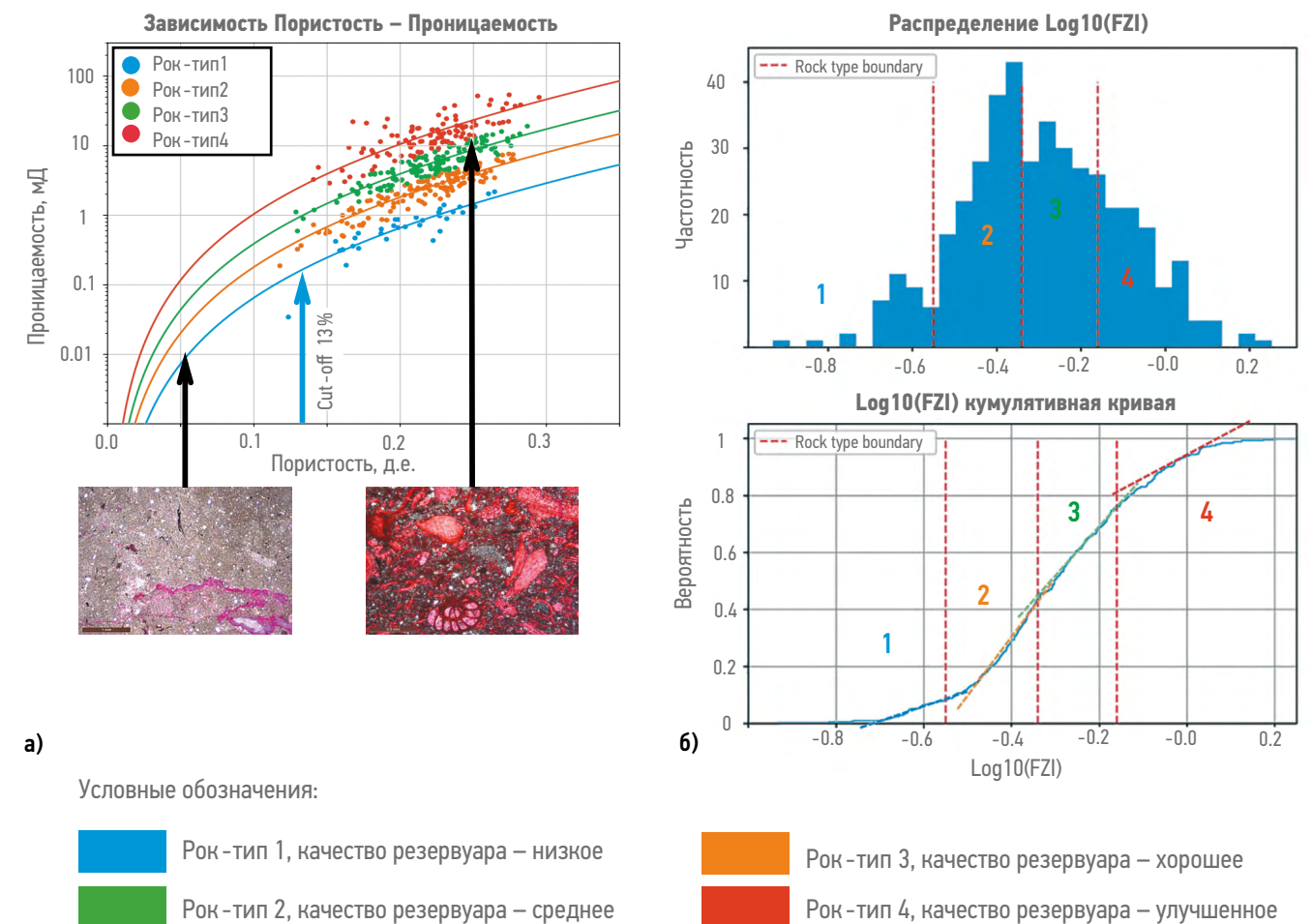
**Шаг 2–3.** На месторождении было выделено 8 изначальных фациальных групп, которые затем были объединены в три ассоциации фаций для коллекторов и одну для неколлекторов.

- BDG — хорошо отсортированный биодетритовый известняк (грейнстоун).
- BDC — биодетритовый известняк (пакстоун и подчиненный грейнстоун). Данный тип может быть разделен на два, согласно отличительным чертам и характеру проявления доломитизации.
- PC — пелитоморфный известняк (ванкстоун и пакстоун) лагун.

- ANH — тонкие непроницаемые эвапоритовые пропластки (ангидрит), неколлектор. Отмеченные литофации были однозначно выделены по данным ГИС, а также по средним значениями ФЕС (пористость, водонасыщенность по Арчи).

**Шаг 4–5.** По результатам анализа MICP и капиллярных исследований удалось выделить 7 типов пор, которые в дальнейшем были объединены в четыре группы, которые в том числе разделены согласно методике FZI (Amaefule J.O.) и предсказаны по ГИС с использованием технологии машинного обучения.

**Шаг 6.** При совместном анализе данных стандартного рок-типирования (математический аппарат) и анализа петрофизических данных, а также результатов деления на литофации удалось создать интегрированные рок-типы (IRT), которые характеризуются своими специфическими особенностями, диагностируются по данным анализа керна и могут быть выявлены по результатам анализа ГИС. Так, установлено,



**Рис. 3.** Пример применения методики FZI (Amaefule J.O. [4]) с целью разделения на рок-типы: а) пример разделения на рок-типы в рамках кросс-плота коэффициент пористости — проницаемость; б) стандартная процедура деления на FZI. Составлено авторами, выгрузка из Python

**Fig. 3.** An example of the FZI (Amaefule J.O. [4]) methodology application for the rock-typing: а) example of dividing into rock types based on porosity-permeability cross-plot; б) procedure FZI calculation. Made by the authors, unloaded from Python



что в IRT4 преобладает макропористость, в IRT2–3 — мезопористость, в IRT1 — микропористость.

**Шаг 7.** Результаты испытаний объекта исследований, а также данные MDT были успешно применены для определения положения непроницаемых эвапоритовых пропластков, подтверждения выделения рок-типов.

**Шаг 8.** Полученные IRT были проанализированы с помощью построения карт и разрезов с целью выявления пространственных трендов и создания тренировочных шаблонов для будущей геологической 3D-модели. Карты помогли определить размеры и формы осадочных тел, их пространственные тренды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все известные в мировой практике подходы к рок-типированию являются ориентированными на определенную геологическую или петрофизическую характеристику, применяются к данным на масштабе керна, или с использованием данных ГИС. Однако для достоверного выделения рок-типов необходимо формирование интегрированной, комплексной модели, учитывающей условия осадконакопления, диа- и катагенетические преобразования осадочных образований, информацию о распределении поровых каналов, контролирующих движение флюида в пласте и другие особенности.

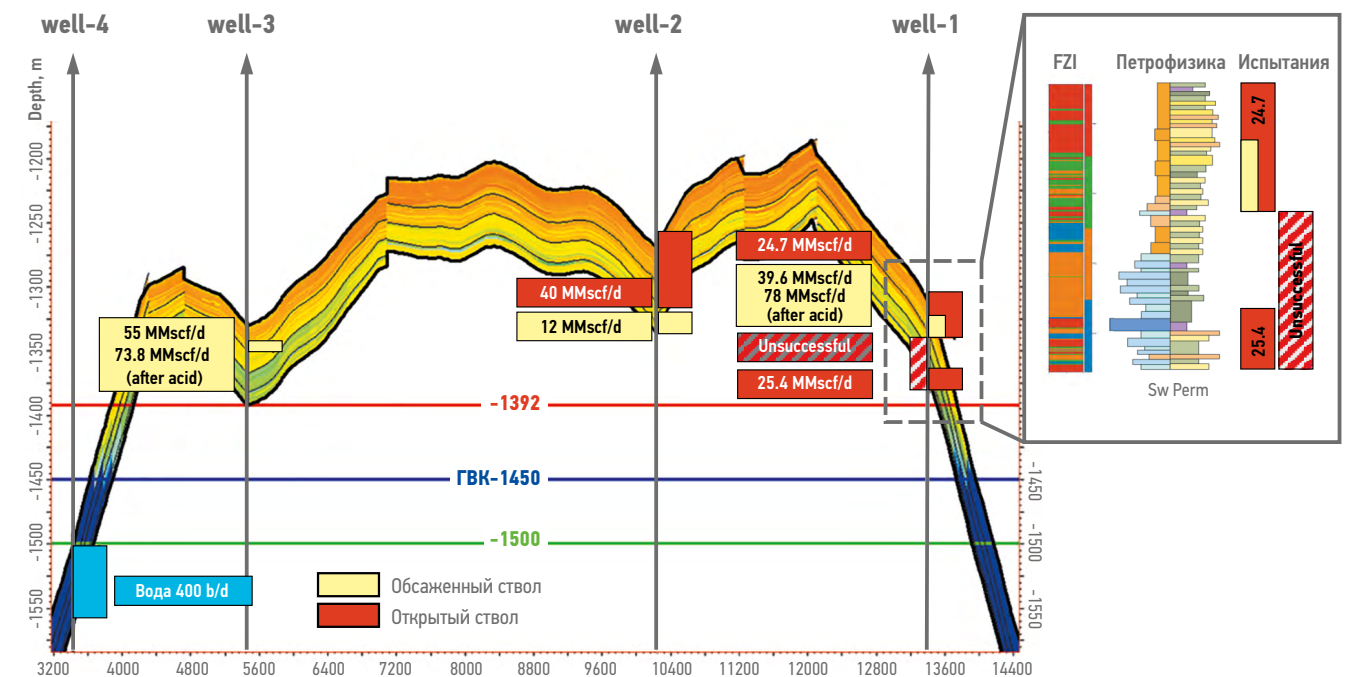


Рис. 5. Анализ результатов испытаний скважин, увязка с данными рок-типирования  
Fig. 5. Analysis of well test results, linking to the rock typing result

Результатом описанной работы явилось создание программного продукта (*свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ Lucia, регистрационный номер 2021612075 от 11.02.2021 г.*), позволяющего автоматизировать процесс выделения рок-типов с целью оперативного выбора наиболее оптимального метода, а также возможности интегрирования (комплексирования) различных подходов к выделению типов. В рамках продукта внедрены технологии машинного обучения с целью предсказания рок-типов на основе каротажных диаграмм в интервалах, не освещенных керновыми исследованиями, а также в скважинах, в которых отсутствует отбор керна.

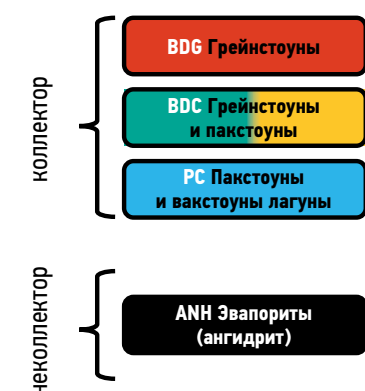
Подход является новым по следующим причинам:

- комбинирует геологические процессы, петрофизические свойства и аспекты моделирования рок-типов;
- интегрирует масштабы данных керна и ГИС, позволяя тем самым корректно использовать входные данные для геологической модели в масштабе ГИС;
- обеспечивает гибкий алгоритм (цикл) работ от изучения керновой информации до геологической модели для различных сценариев, а именно стадий поиска, оценки, разработки. Данная дорожная карта может быть скорректирована по мере поступления новых данных и улучшения их качества в течение всего жизненного цикла месторождения.

## Список литературы / References

1. Gomes J.S., et al. Reservoir Rock Typing. The Link between Geology and SCAL. "Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference", Abu Dhabi, UAE, 3–6 November, 2008 (IPTC-13120-MS).
2. Rebelle M., Bruno L. Rock Typing in Carbonates: A Critical Review of Clustering Methods. "Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference", Abu Dhabi, UAE, 10–13 November, 2014. doi: 10.2118/171759-MS.
3. Lucia F.J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. *SPE ATCE*, San Antonio, 5–7 October, 1983 (SPE 10073).
4. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *68th SPE ATCE*, Houston, 3–6 October, 1993 (SPE 26436).
5. Skalinski M., Kenter J. Carbonate Petrophysical Rock Typing — Integrating Geological attributes and Petrophysical Properties While Linking with Dynamic Behavior. *Geological Society*. 30 May 2014, London, Special Publications, 406, pp. 229–259. doi: 10.1144/SP406.6

## Геологические типы

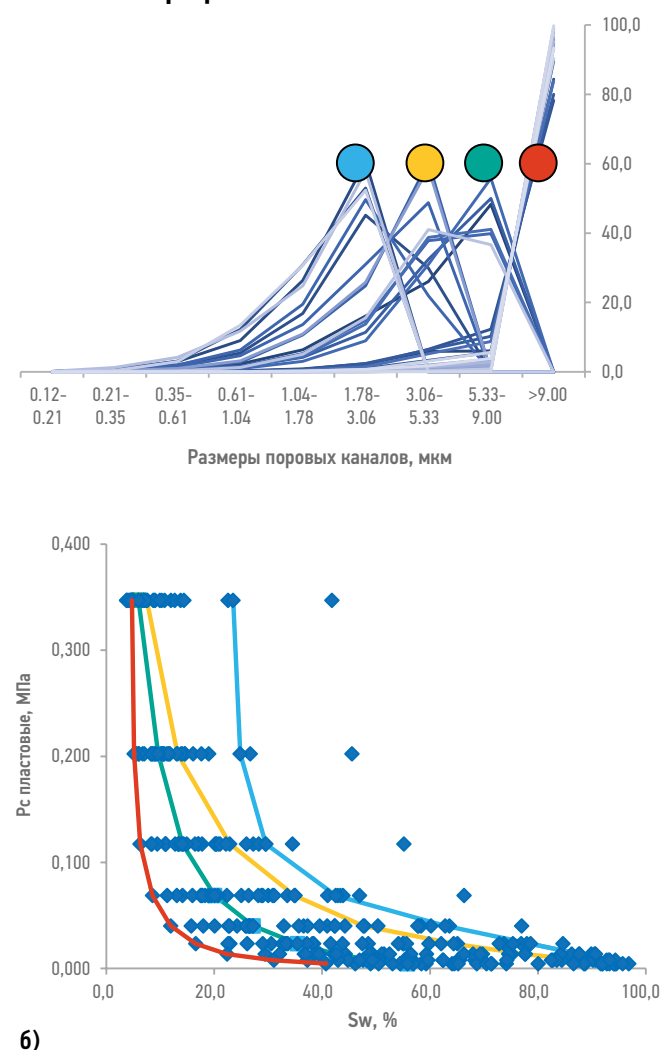


## Положение резервуара в геологической системе



а)

## Петрофизические типы



б)

Рис. 4. Интегрированный анализ и выделение рок-типов IRT на основании геологической и петрофизической информации: а) пример разделения на рок-типы в рамках геологической интерпретации; б) пример разделения на рок-типы в рамках петротипизации.

Составлено авторами

Fig. 4. Integrated analysis and identification of rock types IRT based on geological and petrophysical information: a) an example of separation into rock types within the framework of geological interpretation; b) an example of separation into rock types within the framework of petrotyping. Made by the authors

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**М.А. Кунцевич** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.В. Кузнецов** — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**И.В. Перевозкин** — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Mariia A. Kuntsevich** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Sergey V. Kuznetsov** — developed the article concept, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Igor V. Perevozkin** — developed the article concept, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Мария Александровна Кунцевич\*** — магистр геологии, эксперт, Блок интегрированных решений, «Заполярье», ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Kuntsevich.MA@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 56004883200 ORCID: 0000-0002-1108-6036

**Сергей Викторович Кузнецов** — кандидат физико-математических наук, руководитель по разработке продукта, Блок интегрированных решений, «Заполярье», ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14. e-mail: Kuznetsov.SVi@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 9463-9581, Scopus Author ID: 911158

**Игорь Владимирович Перевозкин** — директор программ развития продуктов, Блок интегрированных решений, «Заполярье», ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14. e-mail: Perevozkin.IV@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 55744672700

**Mariia A. Kuntsevich\*** — Master of Geology, Expert, Block of the integrated solutions, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Kuntsevich.MA@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 56004883200 ORCID: 0000-0002-1108-6036

**Sergey V. Kuznetsov** — Cand. of Sci. (Phys.-Math.), Product manager, Block of the integrated solutions, Gazpromneft STC LLC 14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: Kuznetsov.SVi@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 9463-9581, Scopus Author ID: 911158

**Igor V. Perevozkin** — Senior account manager, Block of the integrated solutions, Gazpromneft STC LLC 14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: Perevozkin.IV@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 55744672700

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПОСТРОЕНИЯ ИЗОБРАЖЕНИЙ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ТОМСКОЙ И НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТЕЙ

**М.И. Протасов<sup>1,2,\*</sup>, Д.А. Литвиченко<sup>3</sup>, В.В. Лисица<sup>1,2</sup>, Д.М. Вишневский<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), РФ, Новосибирск

<sup>2</sup>Новосибирский национальный исследовательский государственный университет (НГУ), РФ, Новосибирск

<sup>3</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Тюмень

**Электронный адрес:** protasovmi@ipgg.sbras.ru

**Введение и цель.** Сложность структур палеозойских отложений Западной Сибири требует применения специализированных методов обработки данных сейсморазведки. Однако до сих пор используются стандартные для Западной Сибири подходы, ограничивающиеся результатами временной обработки. Поэтому целью настоящей работы является исследование процедур обработки на предмет построения качественных изображений доюрского комплекса в Западной Сибири.

**Материалы и методы.** Проводится сравнительный анализ временной и глубинной обработки на реалистичных синтетических данных и моделях из Западной Сибири, содержащих доюрский комплекс. Численные примеры рассчитаны для синтетических данных, полученных с использованием моделирования полных волновых полей на основе конечно-разностных методов для двух реалистичных сейсмических моделей доюрского комплекса. Для создания первой модели используются различные геолого-геофизические данные из Томской области, характеризующейся высокой степенью изученности бурением и наличием большого количества сейсмических данных. Построенная скоростная модель доюрского комплекса является тонкослойной с чередованием высоко- и низкоскоростных зон с высокой степенью дислокации слоев ниже уровня глубин. Наиболее сложными участками палеозоя являются крутопадающие карбонатные структуры и интрузивные образования с крутыми углами наклона и выходом на поверхность размыта. Другая модель построена по результатам обработки данных сейсморазведки в районе Малоичского и Верх-Тарского месторождений в Новосибирской области. По этим данным выделены основные горизонты и система субвертикальных разломов, характерных для доюрских отложений Новосибирской области. Для оценки упругих параметров модели был применен метод подобию в предположении схожести строения доюрского комплекса двух рассматриваемых территорий. Обработка сейсмических данных проведена с акцентом на возможности объектно-ориентированной миграции.

**Результаты.** Показана недостаточность временной обработки сейсмических данных и необходимость глубинной обработки для построения кинематически корректных изображений доюрских отложений. Также проведено сравнение миграционных алгоритмов, основанных на гауссовых пучках, и выявлено, что объектно-ориентированная миграция дает наиболее качественные результаты.

**Ключевые слова:** доюрские отложения, объектно-ориентированная миграция, сейсмические данные

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Финансирование:** Исследование выполнено при поддержке РФФИ и правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 20-45-540004.

**Для цитирования:** Протасов М.И., Литвиченко Д.А., Лисица В.В., Вишневский Д.М. Численное исследование возможностей построения изображений доюрского комплекса Томской и Новосибирской областей. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):71–80. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-71-80>

Статья поступила в редакцию 06.09.2021

Принята к публикации 15.10.2021

Опубликована 24.12.2021

NUMERICAL STUDY OF THE IMAGING CAPABILITIES OF THE PRE-JURASSIC COMPLEX OF THE TOMSK AND NOVOSIBIRSK REGIONS

**Maxim I. Protasov<sup>1,2,\*</sup>, Dmitry A. Litvichenko<sup>3</sup>, Vadim V. Lisitsa<sup>1</sup>, Dmitriy M. Vishnevskiy<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), RF, Novosibirsk

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

<sup>3</sup>Gazpromneft STC LLC, RF, Tyumen

**E-mail:** protasovmi@ipgg.sbras.ru



**Background and aim.** The complexity of the structures of the Paleozoic deposits of Western Siberia requires the use of specialized methods for seismic data processing. However, the standard time processing procedures are still used in Western Siberia. Therefore, in this work, the goal is to study of seismic processing procedures for the construction of high-quality images of the pre-Jurassic complex in Western Siberia.

**Materials and methods.** A comparative analysis of time and depth processing was carried out in the paper on realistic synthetic data and models from Western Siberia containing the pre-Jurassic complex. Numerical examples are calculated for synthetic data obtained from two realistic seismic models. To create the first model, various geological and geophysical data from the Tomsk region are used. The most difficult areas of the Paleozoic in this model are steeply dipping carbonate structures and intrusive formations with steep slopes and outcropping to the erosion surface. Another model was built based on the seismic data processing results in the area of the Maloichskoye and Verkh-Tarskoye fields in the Novosibirsk region. Based on these data, the main horizons and a system of sub-vertical faults, characteristic of the pre-Jurassic deposits of the Novosibirsk region, were identified. Seismic data processing was carried out with an emphasis on the possibility of object-oriented migration.

**Results.** It is shown that the time processing of seismic data is insufficient and the need for deep processing to construct kinematically correct images of pre-Jurassic deposits. We also compared migration algorithms based on Gaussian beams and found that object-oriented migration gives the best quality results.

**Keywords:** pre-Jurassic deposits, object-oriented migration, seismic data

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Funding:** The research is supported by the Russian Foundation for Basic Research and the Novosibirsk Region, project No. 20-45-540004.

**For citation:** Protasov M.I., Litvichenko D.A., Lisitsa V.V., Vishnevskiy D.M. Numerical study of the imaging capabilities of the pre-Jurassic complex of the Tomsk and Novosibirsk regions. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):71–80. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-71-80>

*Manuscript received 06.09.2021*

*Accepted 15.10.2021*

*Published 24.12.2021*

## ВВЕДЕНИЕ

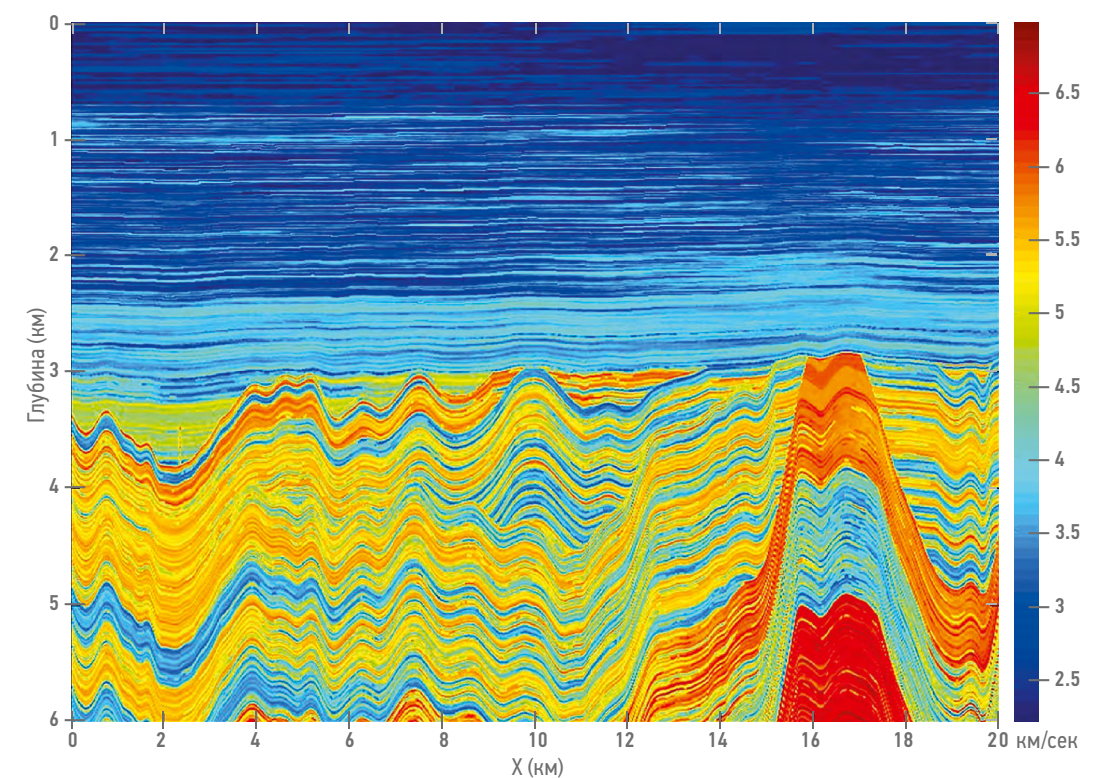
Палеозойские отложения Западной Сибири привлекают внимание исследователей на протяжении длительного времени, но до сих пор этот комплекс пород остается слабоизученным [3]. Не существует четкой разработанной методики выделения ловушек и построения моделей залежей [3]. Одной из причин является использование стандартных для Западной Сибири подходов к обработке данных сейсморазведки, когда интерпретация проводится по результатам временной обработки. Она дает удовлетворительные результаты, если геологическая среда близка к горизонтально-слоистой, что справедливо для большей части районов Западной Сибири. Однако сложность структур доюрского комплекса требует применения более технологичных методов обработки данных сейсморазведки. Глубинно-скоростная модель, содержащая доюрский комплекс в Томской области, была построена на основании реальных данных бурения и геологической интерпретации предыдущих лет [11]. В начальную геологическую модель были включены различные структурные элементы, которые могут быть потенциальными объектами при поиске залежей нефти в доюрском комплексе. Скоростные характеристики среды были определены по информации со скважин, вскрывших

палеозойские отложения. Для создания модели доюрского комплекса в Новосибирской области используются результаты обработки и интерпретации данных сейсморазведки в районе Малоичского и Верх-Тарского месторождений [1, 2, 3]. Для построенных моделей рассчитываются сейсмические данные, с целью исследования возможностей построения изображений доюрских отложений. Вне зависимости от выбора модели при проведении расчета волновых полей в сложноустроенных средах в настоящее время наиболее широко используются конечно-разностные методы, поскольку они совмещают универсальность, эффективность и приемлемую точность [10]. При обработке синтетических сейсмических данных исследуются несколько процедур миграции [4, 7, 8] с акцентом на возможности объектно-ориентированного построения изображений доюрских отложений. Суть подхода к построению детальных объектно-ориентированных сейсмических изображений объектов заключается в миграционном преобразовании, осуществляемом в структурных углах и основанном на гауссовых пучках [6], выбираемых специальным образом. В совокупности это дает возможность получать так называемые селективные изображения среды, на которых изображение целевых объектов получается с максимальным разрешением и высоким отношением сигнал/помеха.

## СИНТЕТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И СЕЙСМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

В работе рассматриваются две модели доюрских комплексов. Первая модель, соответствующая отложениям Томской области, приведена на **рис. 1**. Высокая детальность модели обусловлена степенью изученности бурением и наличием большого количества сейсмических данных для этой территории. Модель описывает и объединяет 2 варианта структурного строения и распределения скоростей в доюрском комплексе, характерных для региона исследования, в частности на **рис. 1** прослеживаются отложения коры выветривания, закарстованные трещиноватые известняки, карстовые бокситы, объединенные с эффузивно-осадочным комплексом и с эффузивными покровами. Выбранные объекты были масштабированы и объединены в одну модель, по которой выполнялось конечно-разностное моделирование сейсмограмм. Скоростная модель доюрского комплекса является тонкослоистой с чередованием высоко- и низкоскоростных зон от 3000 до 6500 м/с и с высокой степенью дислокации слоев ниже уровня глубин 2850 м. Вышележащая часть разреза представляет собой горизонтально-слоистую толщу со слабы-

раженными тектоническими нарушениями и скоростями от 1700 до 4200 м/с. Наиболее сложными участками палеозоя являются крутопадающие карбонатные структуры и интрузивные образования с углами наклона до 85° и выходом на поверхность размыта. Строение доюрского комплекса в северной части Новосибирской области менее изучено, чем в Томской, что не позволило добиться аналогичной детальности. При построении структурной модели (**рис. 2**) были использованы временные сейсмические разрезы, представленные в работе [3], что позволило выделить основные горизонты и систему субвертикальных разломов, характерных для доюрских отложений Новосибирской области. Для оценки упругих параметров был применен метод подобия в предположении схожести строения доюрского комплекса двух рассматриваемых территорий, поэтому использовались те же скорости упругих волн, что и в первой модели на соответствующей глубине. Приведенные модели использовались для расчета волновых сейсмических полей — получения синтетических сейсмических данных. Численное моделирование проводилось с использованием метода конечных разностей [5]. Для каждой модели рассчитывались



**Рис. 1.** Тонкослоистая синтетическая модель, содержащая детальное структурное строения и распределение скоростей в доюрском комплексе в Томской области. Составлено авторами  
**Fig. 1.** Thin-layered synthetic model containing detailed structure and velocity distribution in the pre-Jurassic complex in the Tomsk region. Made by the authors



сейсмограммы общей точки возбуждения с шагом между источниками 25 м, с максимальным выносом 6 км. Центральная частота зондирующего сигнала составляла 25 Гц. В результате использовалась сетка с пространственной дискретизацией 5 м. Расчеты проводились с применением графических сопроцессоров, так что время расчета одной сейсмограммы составляло порядка 40 секунд.

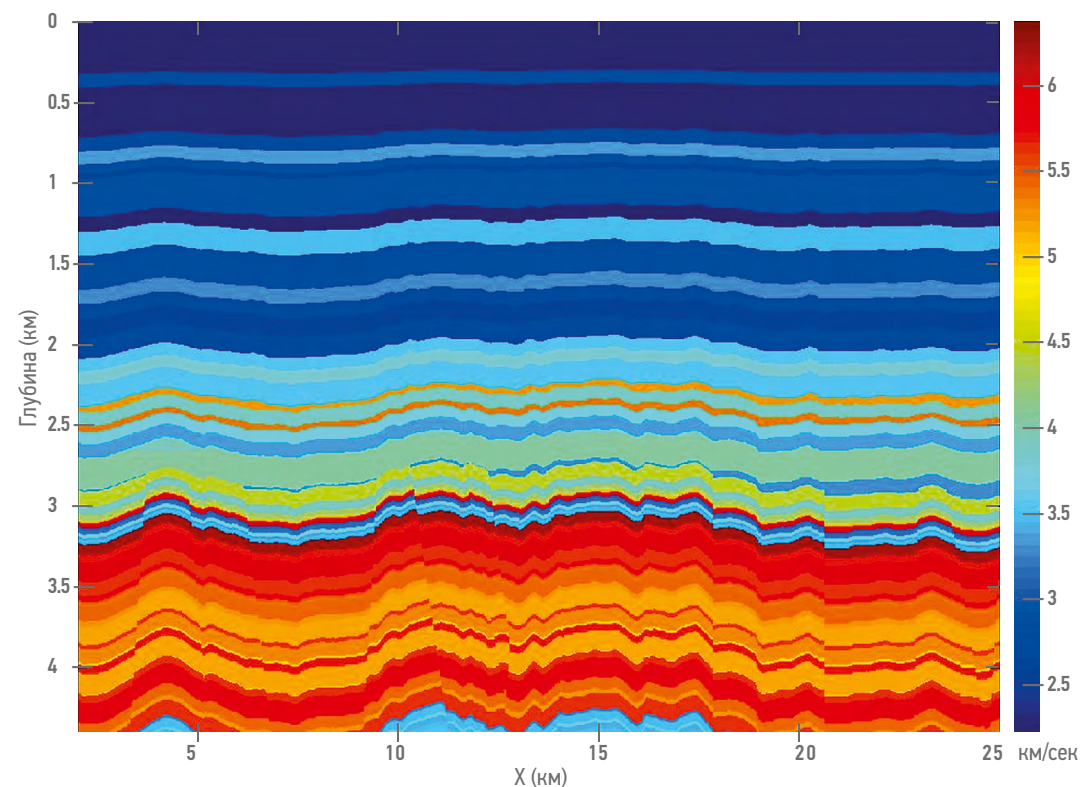
**ГЛУБИННАЯ ОБРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ КИНЕМАТИЧЕСКИ КОРРЕКТНЫЕ ИЗОБРАЖЕНИЯ СЛАБОИЗУЧЕННОГО ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.**

### ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ

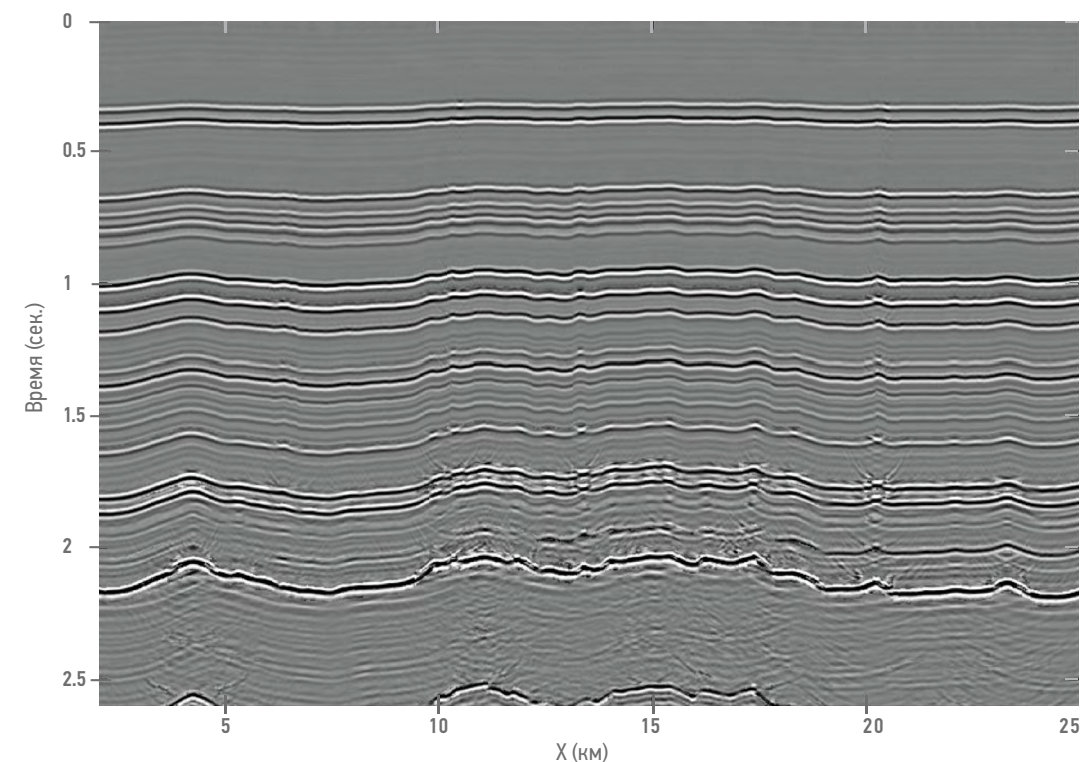
Далее была выполнена обработка рассчитанных сейсмических данных. В работе применяются две процедуры глубинной миграции и один алгоритм временной миграции. Первый алгоритм является аналогом миграции по гауссовым пучкам, ставшей промышленным стандартом [4], поэтому далее этот алгоритм условно называется «стандартным». Основная особенность состоит

в построении идентичных гауссовых пучков на поверхности наблюдений, что приводит к возможности разделить миграцию на две части: процесс суммирования данных с весами или разложения данных по пучкам и процесс отображения разложенных данных в глубину, т.е. процесс миграции [8]. В целом такой подход позволил создать технологичную версию миграции, которая по вычислительным затратам сопоставима с промышленной реализацией миграции Кирхгофа, но при этом превосходит ее по качеству.

Другой алгоритм используется в качестве объектно-ориентированной миграции как в глубинной области [7], так и во временной [9]. Эта процедура позволяет строить изображения целевых объектов с высоким разрешением и отношением сигнал/шум. Для достижения таких результатов используется трассирование гауссовых пучков из целевой области к системе наблюдения так, что они выбираются наиболее узконаправленными в точках изображения. При этом обеспечивается равномерность разрешающей способности по всему разрезу вследствие автоматического выбора весов внутри алгоритма так, что в точках изображения выбираются одинаковые гауссовы пучки, а на поверхности наблюдения эти гауссовы



**Рис. 2.** Синтетическая модель, созданная по открытым источникам, описывающим нефтяные месторождения доюрского комплекса на северо-западе Новосибирской области. Составлено авторами  
**Fig. 2.** A synthetic model created from open sources describing oil fields of the pre-Jurassic complex in the northwest of the Novosibirsk region. Made by the authors



**Рис. 3.** Разрез с использованием временной объектно-ориентированной миграции синтетических сейсмических данных в модели, содержащей доюрские отложения в Новосибирской области. Составлено авторами  
**Fig. 3.** Section obtained by time-domain object-oriented migration of synthetic seismic data in a model containing pre-Jurassic deposits in the Novosibirsk region. Made by the authors

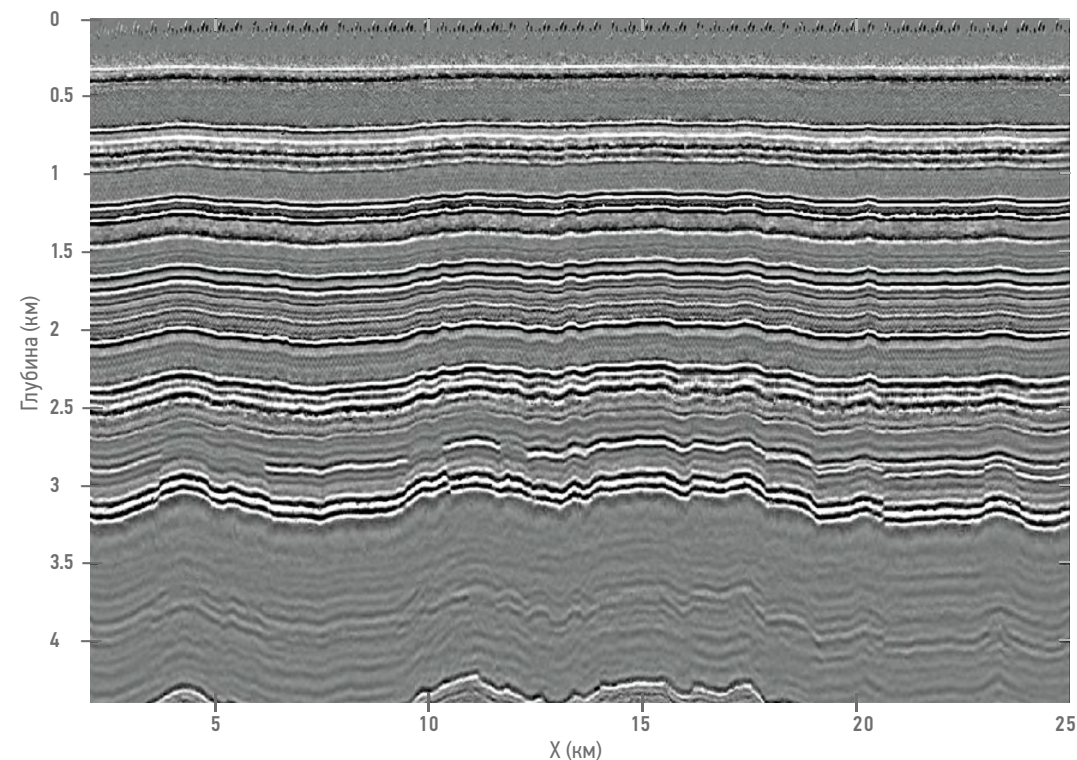
пучки различны в зависимости от глубины и углов наклона. Максимальная разрешающая способность достигается за счет доступной в сейсмических данных минимизации ширины гауссова пучка в точках изображения. Такой алгоритм построения изображений по гауссовым пучкам «выбирает» когерентные события и максимально фокусирует энергию в точку изображения, поэтому изображения по гауссовым пучкам получают с высоким разрешением и соотношением сигнал/шум.

Для миграции полученных синтетических данных использовалась исходная модель доюрского комплекса в Новосибирской области. Модель доюрского комплекса в Томской области была преобразована в близкую по кинематическим характеристикам к исходному варианту, но не совпадающую с ним. Она является результатом имитации процесса построения глубинно-скоростной модели (ГСМ) при обработке реальных сейсмических данных, поэтому условно называется «уточненной». Из этих ГСМ сделаны аналоги для временной миграции посредством соответствующих преобразований глубина—время.

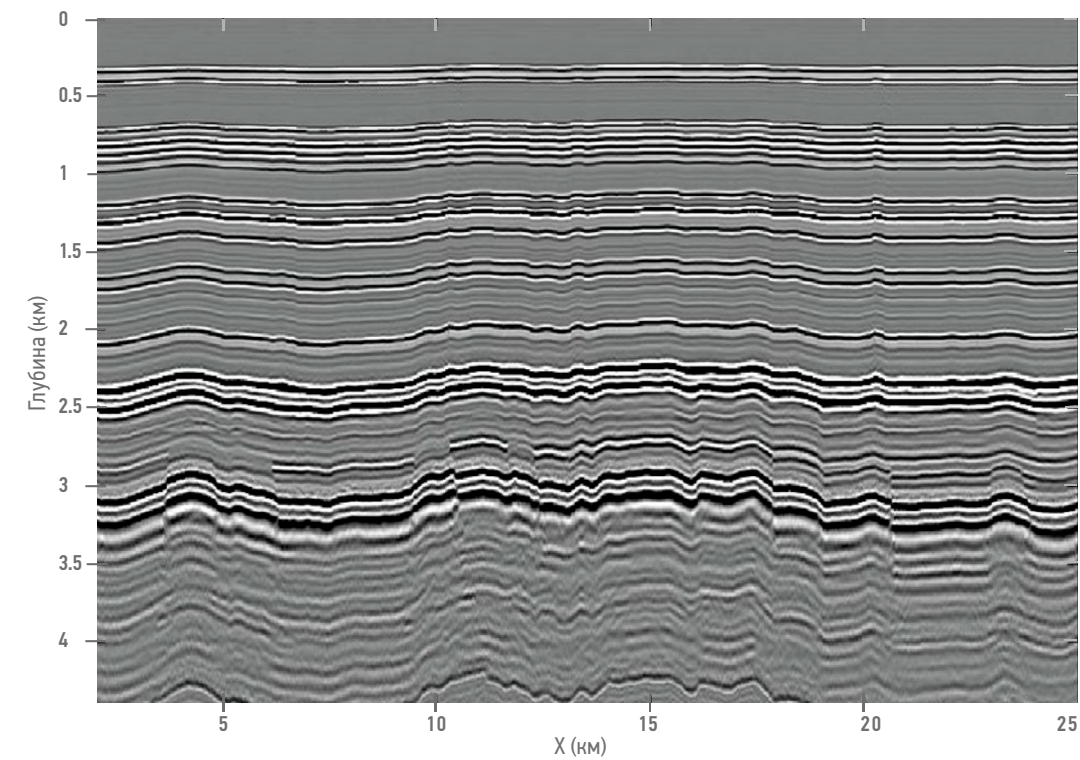
Результаты временной объектно-ориентированной миграции в моделях, содержащих доюрские отложения в Томской

и Новосибирской областях представлены на рис. 3 и 4 соответственно. Видно, что структуры выше доюрского комплекса не содержат существенных латеральных вариаций в обоих случаях, поэтому четко прослеживаются на временных изображениях для обеих моделей, подтверждая факт достаточности временной обработки сейсмических данных для многих месторождений Западной Сибири. Необходимо отметить высокое качество изображений этой части модели, которое достигнуто за счет описанных выше свойств объектно-ориентированной миграции. Однако, несмотря на последнее обстоятельство, изображение доюрского комплекса структурно представляет искаженную, частично дефокусированную картину модели для Новосибирской области и еще более структурно-деформированное изображение модели для Томской области. Поэтому, учитывая сложность строения доюрского комплекса, возникают трудности при интерпретации результатов временной обработки. В то же время использование глубинной миграции позволит получить в целом сфокусированные структурно-корректные изображения доюрского комплекса (рис. 5–8), что указывает на необходимость глубинной обработки сейсмических данных.





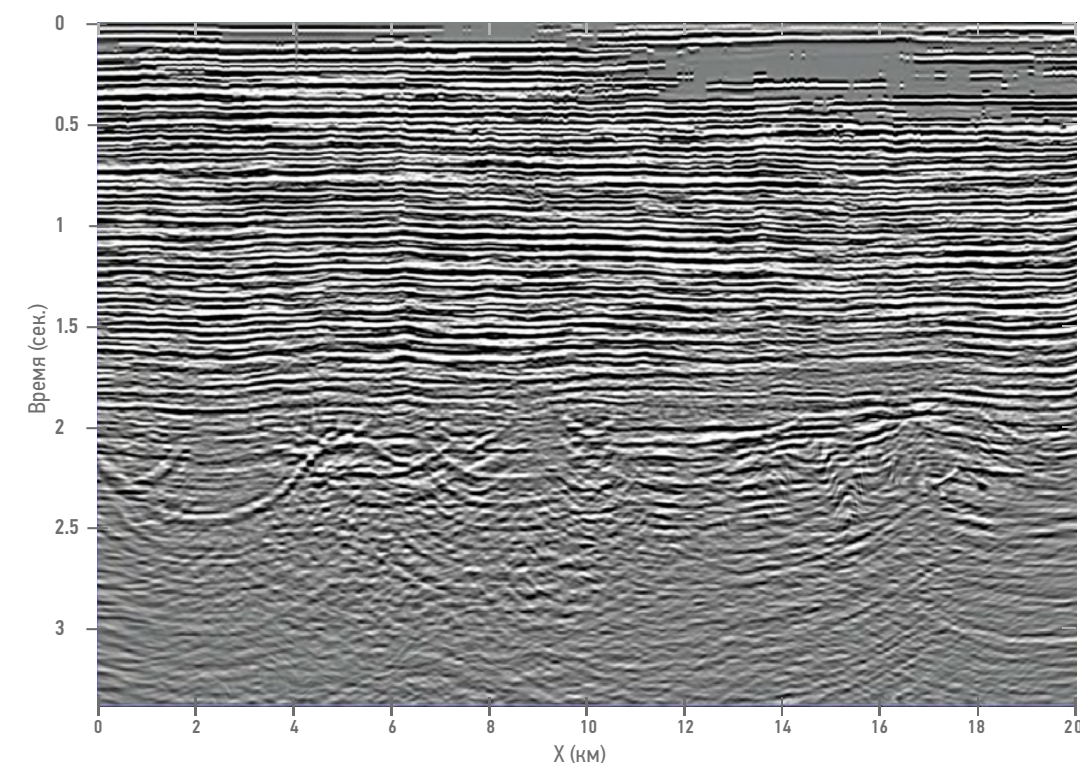
**Рис. 4.** Разрез с использованием временной объектно-ориентированной миграции синтетических сейсмических данных в модели, содержащей доюрские отложения в Томской области. Составлено авторами  
**Fig. 4.** Section obtained by time-domain object-oriented migration of synthetic seismic data in a model containing pre-Jurassic deposits in the Tomsk region. Made by the authors



**Рис. 5.** Разрез с использованием «стандартной» глубинной миграции синтетических сейсмических данных на гауссовых пучках в модели, содержащей доюрские отложения в Новосибирской области. Составлено авторами  
**Fig. 5.** Section obtained using the “standard” Gaussian beam depth migration of synthetic seismic data in a model containing pre-Jurassic deposits in the Novosibirsk region. Made by the authors

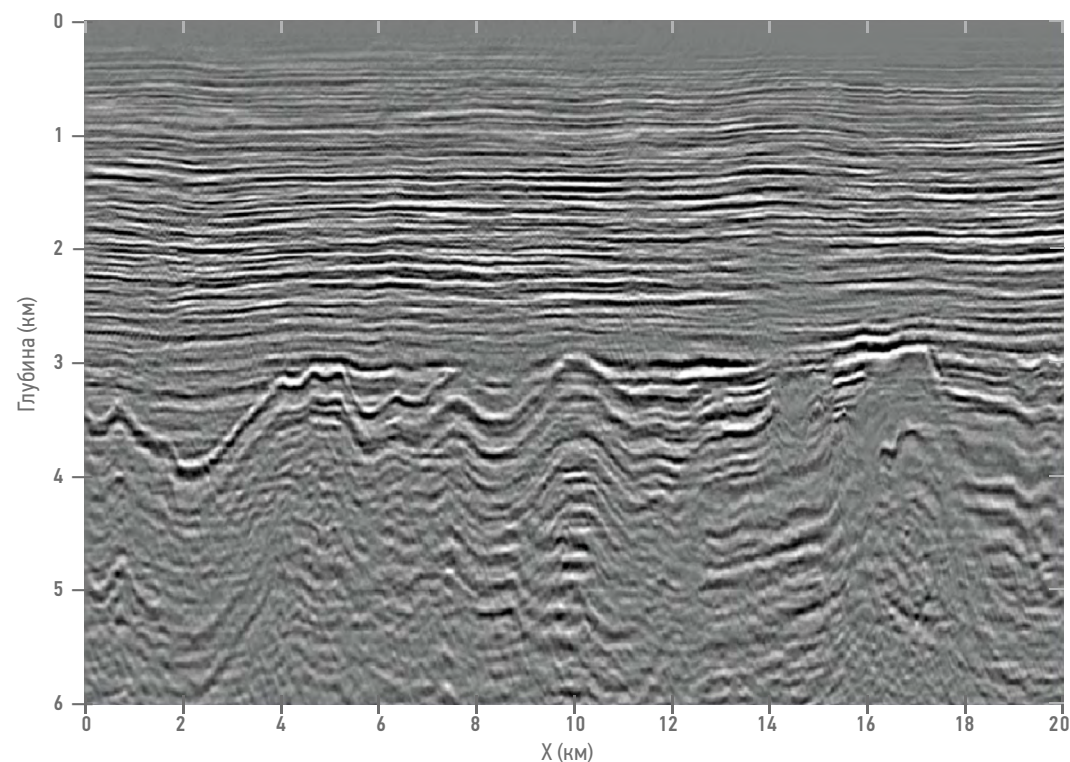
Получив достаточно хорошую глубинно-скоростную модель необходимо построить максимально качественное изображение. С этой целью описанными выше двумя алгоритмами реализована миграция синтетических данных в исходной модели доюрского комплекса в Новосибирской области (рис. 5, 6), а затем и в «уточненной» скоростной модели доюрского комплекса в Томской области (рис. 7, 8). Сравнение результатов по данным из Новосибирской области в целом показывает, что большую часть модели доюрского комплекса оба алгоритма восстанавливают (рис. 5, 6). Но при детальном рассмотрении видно, что худшие результаты получены с использованием «стандартной» глубинной миграции с разложением данных по гауссовым пучкам (рис. 5). Более хорошая прослеживаемость горизонтов видна на разрезах, полученных с использованием объектно-ориентированной глубинной миграции с фокусировкой гауссовых пучков в глубине (рис. 6). Аналогичные результаты получены и в «уточненной» модели доюрского комплекса в Томской области (рис. 7, 8). Меньшая детальность изображений в этом случае объясняется большей сложностью модели и, соответственно, большим влиянием точности модели для построения изображе-

ний доюрского комплекса. Это подчеркивает необходимость построения максимально кинематически корректной миграционной модели современными средствами скоростного анализа. Другое отличие обработки данных для модели доюрского комплекса в Томской области заключается в том, что с использованием объектно-ориентированной миграции получен не суммарный разрез, а разрез для фиксированного угла открытия  $10^\circ$  (рис. 8). Он по прослеживаемости сравним с результатом «стандартной» глубинной миграции на гауссовых пучках, а в чем-то и превосходит его (рис. 7). Такое качество изображений достигнуто во многом за счет описанных выше свойств объектно-ориентированной миграции. Определенную роль сыграл и тот факт, что используется только один угол открытия. Дело в том, что в обоих случаях при миграции используются только те данные, что попадают в ширину гауссова пучка, но существует различие в ширине гауссова пучка и соответственно — количестве данных. «Стандартная» миграция для фиксированного выноса, конечно, повышает разрешение по сравнению с суммарными разрезами, но при этом снижается прослеживаемость и отношение сигнал/шум, поэтому такие



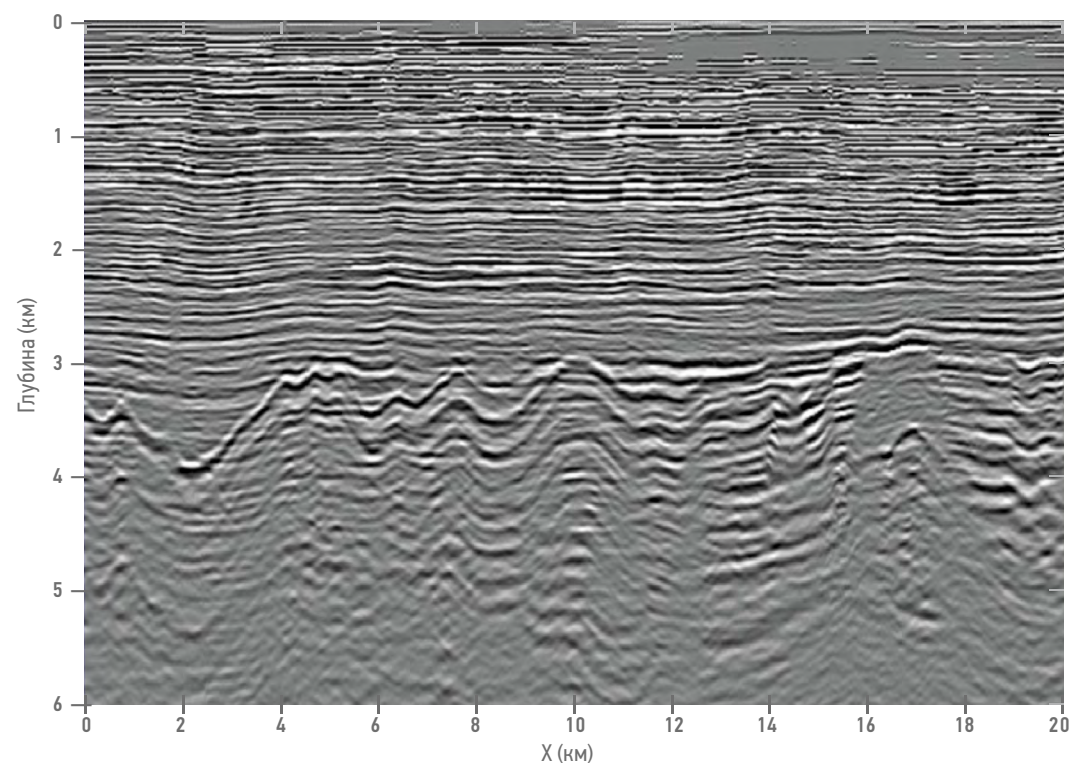
**Рис. 6.** Разрез с использованием объектно-ориентированной глубинной миграции синтетических сейсмических данных на гауссовых пучках в модели, содержащей доюрские отложения в Новосибирской области. Составлено авторами  
**Fig. 6.** Section obtained using the object-oriented Gaussian beam depth migration of synthetic seismic data in a model containing pre-Jurassic deposits in the Novosibirsk region. Made by the authors





**Рис. 7.** Разрез с использованием «стандартной» глубинной миграции сейсмических данных на гауссовых пучках в модели, содержащей доюрские отложения в Томской области. Составлено авторами

**Fig. 7.** Section obtained using the “standard” Gaussian beam depth migration of synthetic seismic data in a model containing pre-Jurassic deposits in the Tomsk region. Made by the authors



**Рис. 8.** Разрез с использованием объектно-ориентированной глубинной миграции сейсмических данных на гауссовых пучках для фиксированного угла открытия 10° в модели, содержащей доюрские отложения в Томской области. Составлено авторами

**Fig. 8.** Section obtained using the object-oriented Gaussian beam depth migration of synthetic seismic data in a model containing pre-Jurassic deposits in the Tomsk region. Made by the authors

изображения не используются для интерпретации и не являются продуктом обработки.

Напротив, результаты объектно-ориентированной миграции для фиксированного угла открытия выглядят перспективными, содержащими детальную информацию о всем разрезе.

В целом сравнения изображений доюрского комплекса как в Новосибирской области, так и в Томской, полученных «стандартной» миграцией и объектно-ориентированной миграцией, наглядно демонстрируют преимущества последней. Видна более детальная картина доюрского комплекса с лучшим восстановлением его объектов, более хорошей прослеживаемостью горизонтов при достаточно высоком отношении сигнал/помеха.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проведено исследование алгоритмов миграции на предмет построения качественных изображений доюрского комплекса. Показана недостаточность временной обработки сейсмических данных и необходимость глубинной обработки для построения кинематически корректных изображений доюрских отложений. Также проведено сравнение миграционных алгоритмов, основанных на гауссовых пучках, и выявлено, что объектно-ориентированная миграция дает наиболее качественные результаты, а именно она восстанавливает детальное изображение объектов доюрского комплекса с хорошей прослеживаемостью горизонтов при достаточно высоком отношении сигнал/помеха.

## Список литературы

1. Запывалов Н.П., Братеньков А.А. Верх-Тарская нефть не умирает // Нефть и газ Сибири. — 2015. — № 1. — С. 44–45.
2. Калинин А.Ю., Локтионова О.А. Сейсмогеологическая модель верхнеюрских отложений севера Новосибирской области (на примере Верх-Тарского месторождения) // Проблемы геологии и освоения недр. — 2018. — Т. 1. — С. 263–265.
3. Конторович В.А., Калинин А.Ю., Кананова К.И., Соловьев М.В. Сейсмогеологические модели палеозойских комплексов и нефтегазоперспективных объектов юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Технологии сейсморазведки. — 2017. — № 3. — С. 85–95.
4. Hill N.R. Prestack Gaussian-beam depth migration // Geophysics. — 2001. — Vol. 66. — P. 1240–1250.
5. Levander A.R. Fourth-order finite-difference P-SV seismograms // Geophysics. — 1988. — Vol. 53. — P. 1425–1436.
6. Popov M.M. Ray theory and Gaussian beam for geophysicists // EDUFBA, Salvador-Bahia. — 2002. — 156 p.
7. Protasov M.I., Tcheverda V.A. True amplitude imaging by inverse generalized Radon transform based on Gaussian beam decomposition of the acoustic Green's function // Geophysical Prospecting. — 2011. — V. 59. — P. 197–209.
8. Protasov M.I., Tcheverda V.A., Pravduhin A.P. 3D true-amplitude anisotropic elastic Gaussian beam depth migration of 3D irregular data // Journal of seismic exploration. — 2019. — V. 28. — P. 121–146.
9. Protasov M., Tcheverda V., Lisitsa V., Reshetova G., Shilikov V., Ledyayev A., et al. 3D Scattering Imaging in the Time Domain Based on Asymmetric Beam Summation // Extended Abstracts, 81th EAGE Conference and Exhibition. — 2019. — P. 1–5.
10. Virieux J., Calandra H., Plessix R.-E. A review of the spectral, pseudo-spectral, finite-difference and finite-element modeling techniques for geophysical imaging // Geophysical Prospecting. — 2011. — V. 59. — P. 794–813.
11. Voronovicheva E.M., Litvichenko D.A., Pavlovskiy Y.V., Shevchenko A.A., Romanchenko I.V., Lisitsa V.V., et al. 3D Seismic Modeling for Studying the Pre-Jurassic Complex of the Tomsk Region // EAGE Extended Abstracts, Geomodel. — 2019. — P. 1–6.

## References

1. Zapivalov N.P., Braten'kov A.A. Verkh-Tarskaya oil does not die. *Neft' i gaz Sibiri [Siberian oil and gas]*. 2015, no. 1, pp. 44–45. (In Russ.)
2. Kalinin A.Yu., Loktionova O.A. Seismogeological model of the Upper Jurassic deposits in the north of the Novosibirsk region (on the example of the Verkh-Tarskoye field). *Problemy geologii i osvoeniya neдр [Problems of geology and development of mineral resources]*. 2018, no. 1, pp. 263–265. (In Russ.)
3. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.YU., Kanakova K.I., Solov'yev M.V. Seismogeological models of Paleozoic complexes and oil and gas promising objects in the southeast of Western Siberia (Novosibirsk region). *Tekhnologii seysmorazvedki [Technologies of seismic prospecting]*. 2017, no. 3, pp. 85–95. (In Russ.)
4. Hill N.R. Prestack Gaussian-beam depth migration. *Geophysics*. 2001, no. 66, pp. 1240–1250.
5. Levander A.R. Fourth-order finite-difference P-SV seismograms. *Geophysics*. 1988, no. 53, pp. 1425–1436.
6. Popov M.M. Ray theory and Gaussian beam for geophysicists. *EDUFBA, Salvador-Bahia*. 2002. 156 p.
7. Protasov M.I., Tcheverda V.A. True amplitude imaging by inverse generalized Radon transform based on Gaussian beam decomposition of the acoustic Green's function. *Geophysical Prospecting*. 2011, no. 59, pp. 197–209.
8. Protasov M.I., Tcheverda V.A., Pravduhin A.P. 3D true-amplitude anisotropic elastic Gaussian beam depth migration of 3D irregular data. *Journal of seismic exploration*. 2019, no. 28, pp. 121–146.
9. Protasov M., Tcheverda V., Lisitsa V., Reshetova G., Shilikov V., Ledyayev A., et al. 3D Scattering Imaging in the Time Domain Based on Asymmetric Beam Summation. *Extended Abstracts, 81th EAGE Conference and Exhibition*. 2019, pp. 1–5.
10. Virieux J., Calandra H., Plessix R.-E. A review of the spectral, pseudo-spectral, finite-difference and finite-element modeling techniques for geophysical imaging. *Geophysical Prospecting*. 2011, no. 59, pp. 794–813.
11. Voronovicheva E.M., Litvichenko D.A., Pavlovskiy Y.V., Shevchenko A.A., Romanchenko I.V., Lisitsa V.V., et al. 3D Seismic Modeling for Studying the Pre-Jurassic Complex of the Tomsk Region. *EAGE Extended Abstracts, Geomodel*. 2019, pp. 1–6.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**М.И. Протасов** — разработал концепцию статьи, сделал обработку сейсмических данных, подготовил текст статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Maxim I. Protasov** — developed the concept of the article, did the processing of seismic data, prepared the text of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.



**Д.А. Литвиченко** — разработал модель доюрского комплекса в Томской области, спроектировал систему наблюдения для расчетов сейсмических данных. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**В.В. Лисица** — разработал модель доюрского комплекса в Новосибирской области. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.М. Вишневский** — рассчитал сейсмические данные. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Dmitry A. Litvichenko** — developed a pre-Jurassic model in the Tomsk region, designed an acquisition system for calculating seismic data. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Vadim V. Lisitsa** — developed the pre-Jurassic model in the Novosibirsk region. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Dmitriy M. Vishnevsky** — calculated seismic data. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Максим Игоревич Протасов\*** — доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник ИНГГ СО РАН  
630090, Россия, Новосибирск,  
пр. Академика Коптюга, д. 3.  
e-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0449-1639>  
SPIN-код: 2937-5442

**Maxim I. Protasov\*** — Dr. of Sci. (Phys. and Math.), Leading research scientist, IPGG SB RAS  
3 Koptyug ave., 630090, Novosibirsk, Russia.  
e-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0449-1639>  
SPIN-code: 2937-5442

**Дмитрий Александрович Литвиченко** — руководитель направления по моделированию сейсмоданных, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14.  
e-mail: litvichenko.da@gazpromneft-ntc.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4177-1106>

**Dmitry A. Litvichenko\*** — Head of seismic data modeling, Gazpromneft STC LLC  
14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia.  
e-mail: litvichenko.da@gazpromneft-ntc.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4177-1106>

**Вадим Викторович Лисица** — доктор физико-математических наук, заведующий лабораторией ИНГГ СО РАН  
630090, Россия, Новосибирск,  
пр. Академика Коптюга, д. 3.  
e-mail: lisitsavv@ipgg.sbras.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3544-4878>  
SPIN-код: 7727-3080

**Vadim V. Lisitsa** — Dr. of Sci. (Phys. and Math.), Head of laboratory, IPGG SB RAS  
3 Koptyug ave., 630090, Novosibirsk, Russia.  
e-mail: lisitsavv@ipgg.sbras.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3544-4878>  
SPIN-code: 7727-3080

**Дмитрий Михайлович Вишневский** — научный сотрудник ИНГГ СО РАН  
630090, Россия, Новосибирск,  
пр. Академика Коптюга, д. 3.  
e-mail: vishnevskydm@ipgg.sbras.ru  
SPIN-код: 5592-0561

**Dmitriy M. Vishnevsky** — Research scientist, IPGG SB RAS  
3 Koptyug ave., 630090, Novosibirsk, Russia.  
e-mail: vishnevskydm@ipgg.sbras.ru  
SPIN-code: 5592-0561

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# МОНИТОРИНГ ВЫРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ТЕРМОМЕТРИИ РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ОПТОВОЛОКОННЫМИ ДАТЧИКАМИ

**А.И. Ипатов<sup>1,\*</sup>, М.И. Кременецкий<sup>1</sup>, И.С. Каешков<sup>1</sup>, М.В. Колесников<sup>1</sup>, А.А. Ридель<sup>1</sup>, В.В. Милокумов<sup>2</sup>, Р.М. Гилемзянов<sup>3</sup>, Д.Н. Гуляев<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург, Тюмень  
<sup>2</sup>ООО «Оптомониторинг», РФ, Москва  
<sup>3</sup>ООО «Газпромнефть-Ямал», РФ, Тюмень  
<sup>4</sup>ООО «Софойл», РФ, Москва

**Электронный адрес:** [ipatov.ai@gazprom-neft.ru](mailto:ipatov.ai@gazprom-neft.ru)

Целью данной работы является демонстрация возможностей современных инструментальных средств стационарного дистанционного геомониторинга выработки пласта на примере длительного исследования эксплуатационной фонтанирующей газонефтяной горизонтальной скважины.

**Материалы и методы.** Информационной основой полученных в статье результатов являются данные долговременного мониторинга температуры в стволе с помощью распределенного по стволу оптоволоконного датчика (DTS).

Одновременно в скважине выполнялся мониторинг гидродинамических параметров, а также сейсмоакустические и межскважинные исследования по гидропрослушиванию [1], по результатам которых определены гидродинамические параметры системы «скважина—пласт», а также установлена возможность проведения межскважинных исследований с помощью скважинного оборудования — DTS-DAS.

Результаты исследований позволили оценить информативные возможности долговременного мониторинга в условиях многофазного притока и сложного многокомпонентного заполнения ствола. В частности, на информативность исследования сильное влияние оказала сегрегация фаз в прискважинной области пласта.

**Заключение.** В процессе исследований решены задачи по выходу на уверенный уровень количественного определения профиля и состава притока, а также его изменения в процессе работы скважины. Достоверно установлены интервалы, работающие преимущественно газом, а также количественно определено распределение добычи по стволу как для периодов запуска, так и для периодов стабильной работы.

**Ключевые слова:** горизонтальные эксплуатационные скважины, оптоволоконный температурный распределенный перманентный мониторинг, распределенный температурный датчик (DTS) на основе кабеля-сенсора, распределенный акустический датчик (DAS), многофазный профиль притока, термометрия

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Колесников М.В., Ридель А.А., Милокумов В.В., Гилемзянов Р.М., Гуляев Д.Н. Мониторинг выработки коллектора в горизонтальных стволах по результатам нестационарной термометрии распределенными оптоволоконными датчиками. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>

*Статья поступила в редакцию 09.07.2021  
Принята к публикации 06.09.2021  
Опубликована 24.12.2021*

HORIZONTAL WELLBORE PRODUCTION PROFILE EVALUATION BY DISTRIBUTED FIBER-OPTIC TEMPERATURE SURVEILLANCE

**Andrey I. Ipatov<sup>1,\*</sup>, Mikhail I. Kremenetsky<sup>1</sup>, Ilja S. Kaeshkov<sup>1</sup>, Mikhail V. Kolesnikov<sup>1</sup>, Alexander A. Rydel<sup>1</sup>, Venjamin V. Milokumov<sup>2</sup>, Renat M. Gilemzyanov<sup>3</sup>, Danila N. Guliaev<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg  
<sup>2</sup>Optomonitoring LLC, RF, Moscow  
<sup>3</sup>Gazpromneft-Yamal LLC, RF, Tyumen  
<sup>4</sup>Sofoil LLC, RF, Moscow

**E-mail:** [ipatov.ai@gazprom-neft.ru](mailto:ipatov.ai@gazprom-neft.ru)

The main goal of the paper is demonstration of permanent downhole long-term monitoring capabilities for oil and gas production profile along horizontal wellbore in case of natural flow.



© Коллектив авторов,  
2021

The informational basis of the results obtained is the data of long-term temperature and acoustic monitoring in the borehole using a distributed fiber-optic sensor (DTS + DAS).

**Materials and methods.** At the same time, flowing bottom-hole pressure and surface rates were monitored at the well for rate transient analysis, as well as acoustic cross-well interference testing [1], based on the results of which "well-reservoir" system properties were evaluated, the cross-well reservoir properties of the were estimated, and the possibility of cross-well testing using downhole DTS-DAS equipment was justified.

The research results made it possible to assess reliability of DTS-DAS long-term monitoring analysis results in case of multiphase inflow and multiphase wellbore content. In particular, DTS-DAS results was strongly affected by the phase segregation in the near-wellbore zone of the formation.

**Conclusions.** In the process of study, the tasks of inflow profile for each fluid phase evaluation, as well as its changes during the well production, were solved. The reservoir intervals with dominantly gas production have been reliably revealed, and the distribution of production along the wellbore has been quantified for time periods at the start of production and after production stabilization.

**Keywords:** horizontal production wells, permanent temperature monitoring, fiber-optic distributed temperature sensor (DTS) based on a sensor cable, distributed acoustic sensor, multiphase flow profile, thermometry

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Ipatov A.I., Kremetsky M.I., Kaeshkov I.S., Kolesnikov M.V., Rydel A.A., Milokumov V.V., Gilemzyanov R.M., Guliaev D.N. Horizontal wellbore production profile evaluation by distributed fiber-optic temperature surveillance. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>

Manuscript received 09.07.2021

Accepted 06.09.2021

Published 24.12.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Авторы настоящей статьи являются активными сторонниками широкого применения при разработке нефтегазовых месторождений инструментальных средств долговременного стационарного дистанционного геомониторинга. В этом направлении наиболее применяемыми в России и в мире являются цифровые онлайн-системы оптоволоконного (ОВ) температурного мониторинга (DTS- distributed temperature sensor). Опытными промышленными работами (ОПР) по реализации на нефтяных и газовых скважинах глубинных перманентных дистанционных систем температурного и акустического (DAS- distributed acoustic sensor) мониторинга в компании «Газпром нефть» с участием авторов начаты еще в 2012 г. К настоящему времени объектами ОПР различных технологий DTS-DAS на активах компании стали более 20 эксплуатационных скважин (преимущественно скважины с заканчиванием горизонтальным стволом).

Первые результаты данного вида исследований опубликованы авторами в 2014 г. [2]. Определенные итоги по оценке информативности и надежности систем DTS-DAS были показаны авторами в журнале «ПРОНЕФТЬ» в 2017 г. [3], а также предлагались для широкой дискуссии в ряде докладов и других публикаций [4–6]. Наиболее детальные обзоры по применению ОВ-мониторинга в действующих нефтяных и газовых скважинах были даны в трудах по контролю разработки в 2018–2020 гг. [7, 8]. К последним актуальным работам в данной области исследова-

ний следует отнести публикацию 2021 г. [1], подготовленную совместно со специалистами компаний «Газпромнефть-ННГГФ» и ООО «Оптомониторинг». В настоящей публикации авторами совместно с коллегами из сервисных компаний-партнеров Научно-Технического Центра «Газпром нефти» представлен детальный анализ информативности долговременного (длительностью 8 месяцев) температурного мониторинга в одной из добывающих фонтанных горизонтальных скважин, целью проведения которого в «Газпромнефть-Ямале» было наблюдение за возможными прорывами газа из газовой шапки, а также количественное определение профиля и состава притока газонефтяной продукции.

## ЦЕЛЬ И ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ, МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Целью данной публикации является анализ информативных возможностей современных инструментальных средств стационарного дистанционного геомониторинга выработки пласта.

Объектом исследований является одна из двуствольных горизонтальных скважин (ГС) Новопортовского месторождения, где проведено исследование, представленное серией замеров температурного поля вдоль основного ствола (Г2) с помощью распределенного датчика температуры (DTS), входящего в состав комплексной оптоволоконной системы (ОВС). Детально проанализировано три периода времени: I) с 27.12.2019

по 11.01.2020 г.; II) с 15.03.2020 по 06.04.2020 г. и III) с 06.07.2020 по 14.07.2020 г.

В данные периоды для повышения информативности исследования проведены изменения режима работы скважины согласно предварительно подготовленной программе. На конце измерительной компоновки (глубинный ОВ-кабель-сенсор) располагался ОВ-датчик давления, замеры с которого за анализируемые периоды времени приведены на рис. 1.

Основные геолого-технические цели исследования:

- выделение интервалов притока;
- качественная и количественная оценка профиля и состава притока;
- мониторинг прорыва газа из газовой шапки;
- обоснование оптимального режима и способа эксплуатации скважины.

Скважина пробурена в зоне нефтяной оторочки, поэтому контроль продвижения и прорывов газа является важной задачей разработки всего месторождения. Помимо этого, скважины данного функционала должны обеспечивать проектный уровень продуктивности по нефти, для чего в процессе мониторинга необходимо получать количественную информацию об актуальном профиле притока, его составе и об эффективной работающей длине ГС (включая анализ работы бокового ствола Г1).

Абсолютная глубина кровли пласта находится приблизительно на 1825 м, где естественная температура составляет около 54 °С, температурный градиент 2,8 °С/100 м. Кабель-сенсор, включающий в себя термо-

зависимое оптоволоконно, спущен на внешней поверхности насосно-компрессорных труб диаметром 60 мм с креплением к ним протекторами.

**ОПТОВОЛОКОННЫЙ ТЕРМОМОНИТОРИНГ ОТЛИЧАЕТСЯ ВЫСОКОЙ ИНФОРМАТИВНОСТЬЮ И ПОЗВОЛЯЕТ ДОСТОВЕРНО ОЦЕНИТЬ ПРОФИЛЬ ПРИТОКА В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО КОНТРАСТА ФОНОВОГО ПОЛЯ.**

Оптимальным для термического мониторинга способом отбора продукции являлся отбор по затрубному пространству. В период исследования DTS осуществлялась добыча смеси нефти и газа, практически без пластовой воды. Перед спуском оптоволоконной системы технологический режим скважины составлял 106 м³/сут по жидкости, 85 т/сут по нефти, обводненность не превышала 5 %, дебит газа 76,7 тыс. н. м³/сут. До заключительного исследования скважина продолжала фонтанировать на технологическом режиме, дебит жидкости перед остановкой составил 80 м³/сут.

Записи выполнялись с временной дискретизацией через каждые две минуты и пространственным разрешением в 1 м. В записях периодически встречаются отдельные кривые с повышенной шумностью, однако в подавляющей массе шум замеров находился в пределах 0,2–0,3 °С, что является приемлемым уровнем для технологии DTS. Замеры рассматривались последовательно от начала до конца работы скважины, так как подразумевается, что состояние системы

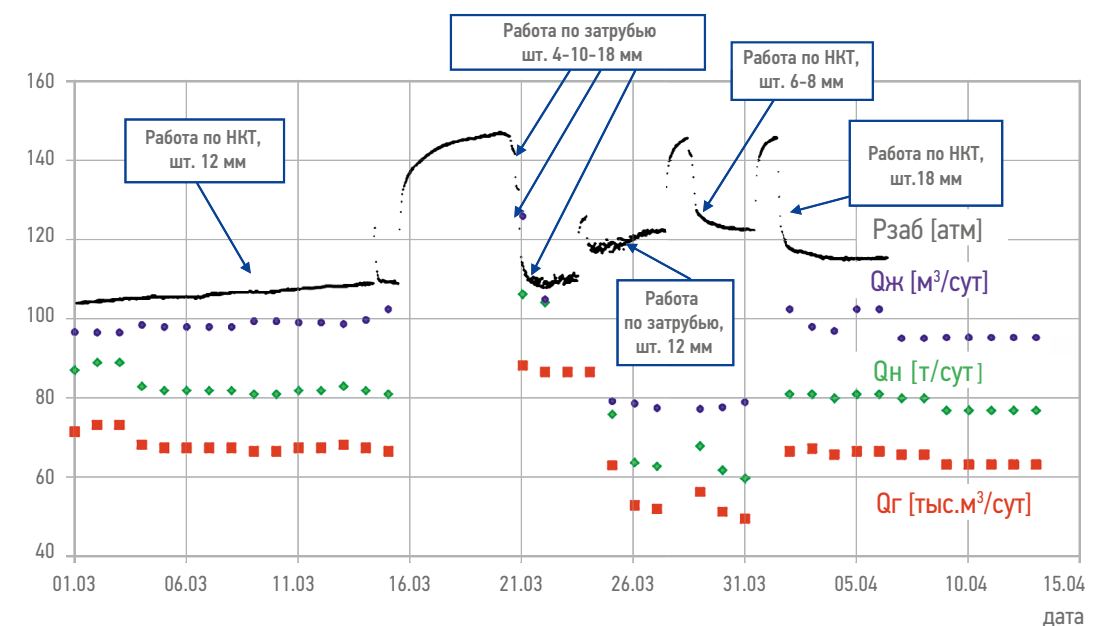


Рис. 1. Динамика работы скважины в период исследования. Составлено авторами  
Fig. 1. Dynamics of well operation during investigation. Made by the authors



может изменяться в зависимости от режима отборов. Начальное газосодержание продукции скважины составляло 83 м<sup>3</sup>/т, его значения в последующий период мониторинга достигало 900 м<sup>3</sup>/т, что говорит о наличии интервалов прорыва газа. На качественном уровне интерпретаторами ожидалось присутствие отрицательных аномалий температуры в зонах преобладающего притока газа, положительных — в зонах преобладающего притока жидкости.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ДОЛГОВРЕМЕННОГО МОНИТОРИНГА НА ОСНОВЕ DTS-ТЕХНОЛОГИИ

Многоэтапное комплексное исследование проведено в соответствии с согласованной программой: запуск скважины на первом этапе, изменение режимов работы скважины на втором этапе, остановка с последующим запуском скважины на третьем этапе. Смещение и размыв фоновых контрастных аномалий в стволе скважины в период запуска может служить физической основой для количественной оценки профиля притока методами решения обратной задачи. Скважина вышла на устойчивую работу по затрубному пространству при последовательном переходе на штуцеры 10, 12 и позднее — на 8 мм. Далее была выполнена попытка

на осуществить быстрый запуск скважины с отработкой по затрубью после статике на штуцере 18 мм. После запуска скважина несколько часов проработала газом, формируя температурный фон, характерный для работы с большим газовым фактором. Переход на смесь газа и жидкости произошел спустя 6 часов после открытия скважины. Распределение температуры по стволу в первые сутки работы восстановилось до фонового, практически не выделяя интервалы, работающие жидкостью, что осложняло интерпретацию при указанных условиях запуска. Рассмотрим полученные результаты для каждого из трех этапов исследований.

### ПЕРВЫЙ ЭТАП

На рис. 2 приведены некоторые периодические (1 раз в сутки) измерения в период запуска скважины (первый цикл мониторинга), которые отображают общий тренд роста температуры газожидкостной смеси на 3,5 °C в пределах горизонтальной части основного ствола. Этот результат отражает преобладающее влияние на температуру в стволе нагревающего эффекта трения жидкости над охлаждающим адиабатическим расширением газа, которое приводит к прогреву горной породы, окружающей скважину. На фоне данного тренда выделяется контрастная отрицательная аномалия температуры в интервале 3070–3100 м, связанная с локальным притоком газа. Величина аномалии во времени практически не изменяется. Со временем происходит ее сдвиг по оси температуры в сторону более высоких значений, соответствующей общей динамике поведения теплового поля в стволе.

Темп роста температуры меняется по длине ствола. В носке скважины (примерно с глубины 3700 м) нагрев запаздывает, что может говорить либо о меньшем дебите жидкости в этой зоне, либо о наличии притока газа, отрицательные аномалии которого скрыты потоком из «пяточной» половины ствола ГС (рис. 2).

### ВТОРОЙ ЭТАП

Начало второго этапа исследования приходится на период стабильного фонтанирования. Температурную кривую от 15.03.2020 г. в 11:00 (рис. 3) можно принять в качестве установившегося стационарного поля режима фонтанирования во временном масштабе 5–10 суток. На режиме фонтанирования выделяется яркая аномалия величиной более 1 °C на глубине 3100 м, связанная с притоком из ответвленного ствола Г1.

Одной из возможных причин возникновения подобной аномалии является более низкая естественная температура в пределах бокового ствола Г1, что связано с его расположением на меньшей абсолютной глубине, чем основной (Г2). Но если бы данная причина была единственной, величина аномалии была бы меньше измеренной не более чем на 0,3 °C (если учесть, что максимальная разница в глубинах расположения стволов не превышает 10 м, а геотермический градиент составляет 0,03 °C/м). Наблюдаемое же более сильное охлаждение поступающего из ствола Г1 флюида говорит о том, что адиабатические эффекты охлаждения, связанные с притоком газа, протекают в его пределах интенсивнее, чем в Г2.

В момент 11:10 15.03.2020 г. скважина была остановлена. На рис. 3 отражены температурные профили, связанные с релаксацией температурного поля в процессе остановки. В левом поле представлена выборка профилей с большим шагом по времени, которая показывает небольшую динамику температуры, связанную с закономерным замедлением релаксации температуры в пласте. Темп замедления говорит о том, что через 5 суток остановки условно статическое температурное поле может выступать фоном при количественной оценке профиля притока.

В правом поле рисунка приведена выборка по изменению температурного поля после остановки. Наблюдается относительно равномерный нагрев ствола, за исключением нескольких локальных интервалов примерно по 10 м в носке скважины, где нагрев отстает. Они могут являться основными источниками притока газа в ствол Г2.

Запуск скважины в работу по затрубному пространству произведен 20.03.2020 г. в 11:10. Как видно на рис. 4, в первую очередь в работу включается ствол Г1, формируя яркую отрицательную аномалию температуры. Работа ствола Г2 влияет на температурное поле намного слабее (влияние притока заметно начиная с глубин 3120–3350 м). Носочная часть ствола работает слабо, в основном газом с глубины 3900 м, внося небольшие изменения в форму термограмм.

В связи со сложностью процессов, проходящих при запуске скважины, в том числе за счет ее работы при различных депрессиях (на нескольких штуцерах), проанализируем

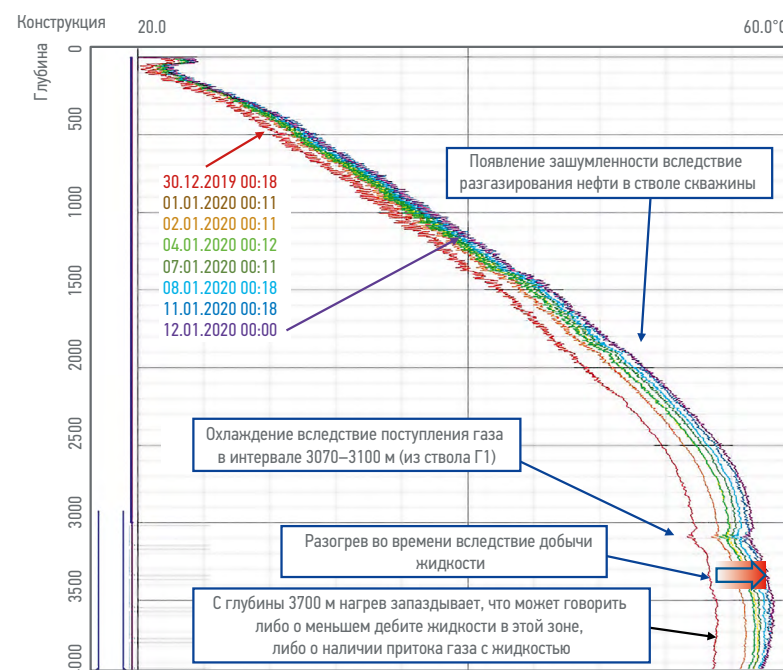


Рис. 2. Поведение температуры в процессе первого этапа исследований.  
Составлено авторами  
Fig. 2. Temperature behavior at the first stage of investigation.  
Made by the authors

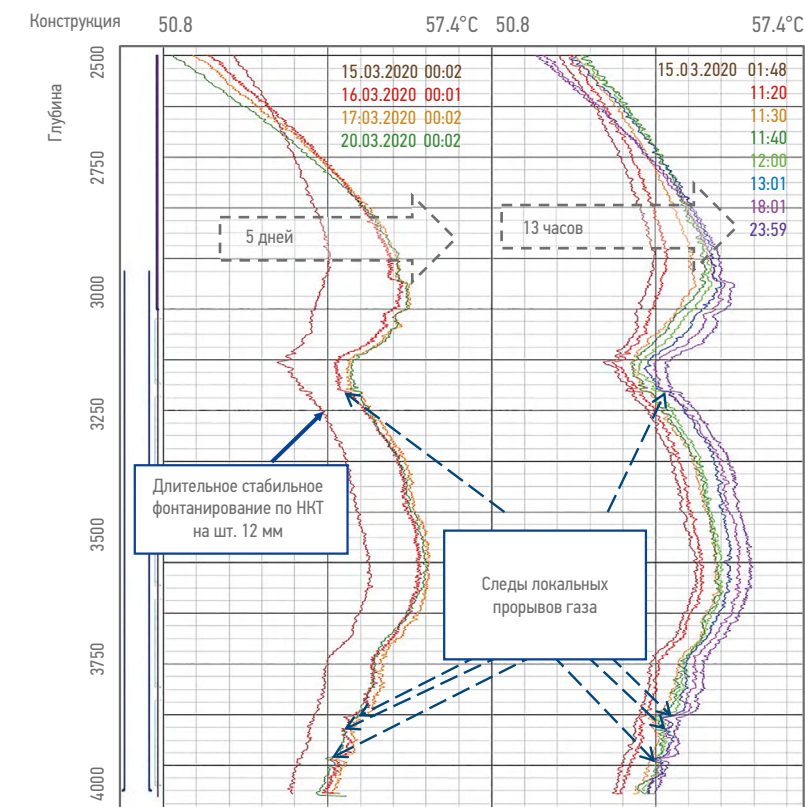


Рис. 3. Поведение температуры после остановки скважины. Левое поле — весь период наблюдения, правое поле — ранний период наблюдения (первые 12 часов).  
Составлено авторами  
Fig. 3. Temperature behavior after well shut-in. Left field — the entire observation period, right field — the early observation period (first 12 hr). Made by the authors

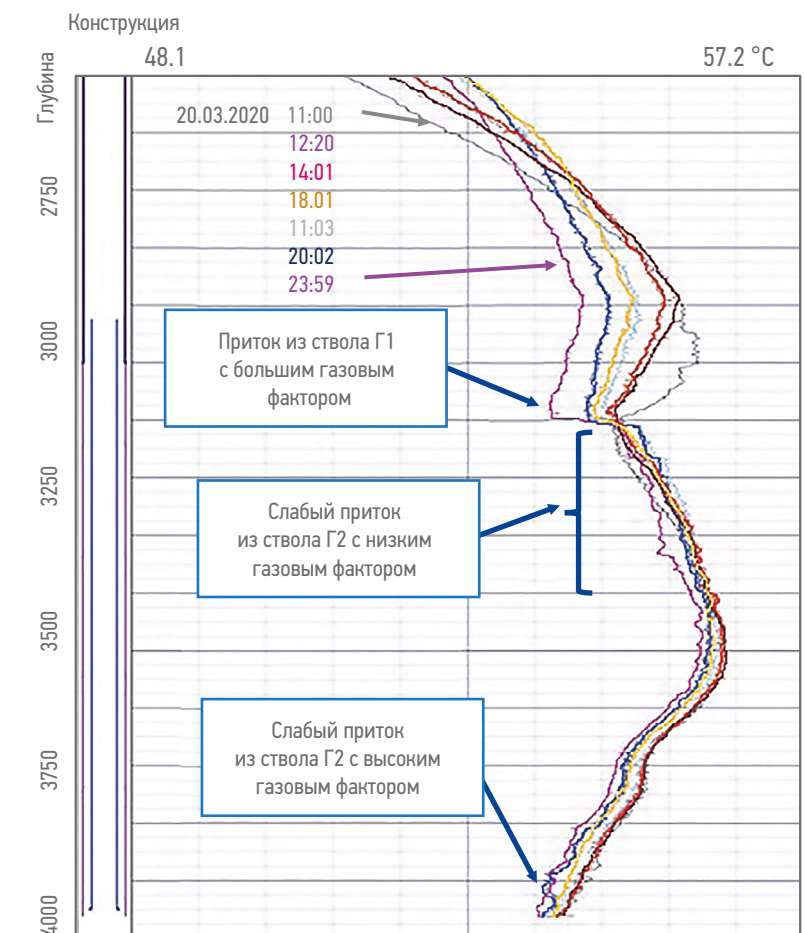


Рис. 4. Поведение температуры в первые 12 часов после запуска скважины на фонтанирование по затрубному пространству. Составлено авторами  
Fig. 4. Temperature behavior at 12 hr after start of flow on the annulus. Made by the authors

динамику температурного поля более детально. В частности, рассмотрим поведение термограмм в первые полтора часа работы скважины на штуцере диаметром 4 мм (рис. 5). Интервалы притока № 1–4 на рис. 5 выделены по нарастающему эффекту параллельного сноса теплового поля в направлении устья (темно-синие стрелки). Учитывая отсутствие резких отрицательных аномалий в этих интервалах, можно утверждать, что доля газа здесь незначительна. Интервал № 5, напротив, работает хоть и с небольшим дебитом, но с высоким содержанием газа (помечен горизонтальной голубой стрелкой). Это выражается в том, что холодный флюид локально поступает в движущийся поток и снижает его температуру. Возвращаясь к режиму остановки, заметим, что в этом интервале (3160–3170 м) на рис. 3 также можно наблюдать большее охлаждение и более медленный нагрев, чем на других участках. Ниже

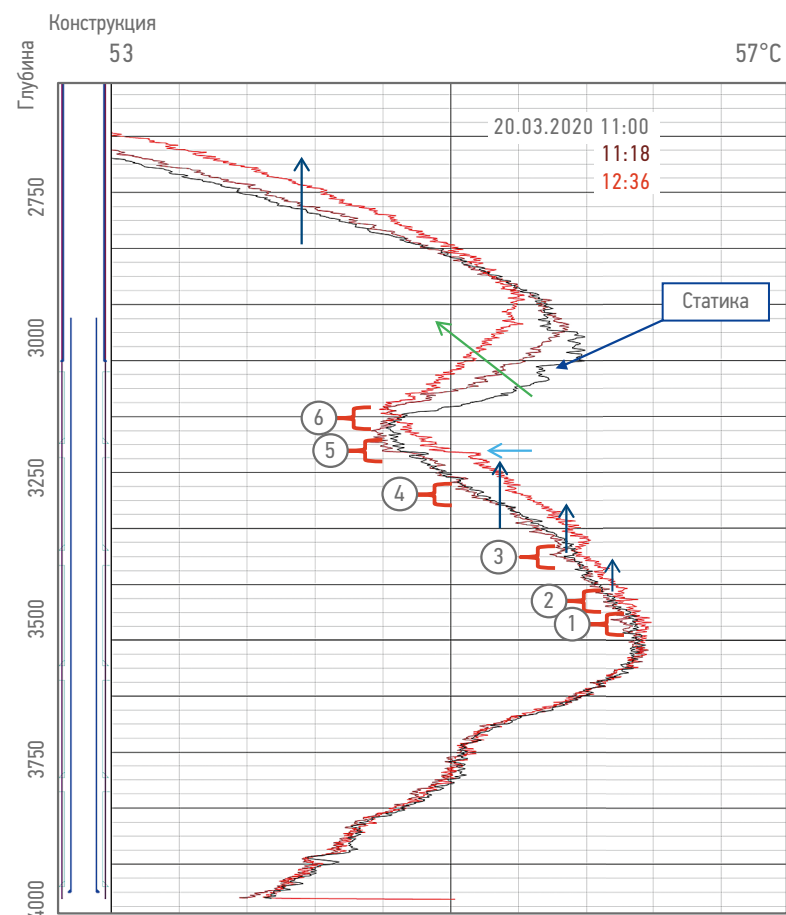


Рис. 5. Поведение температуры в первые полтора часа после запуска скважины на штуцере 4 мм; цифры соответствуют индексам интервалов притока, стрелки отражают тренд изменения температуры во времени из-за движения флюида. Составлено авторами  
Fig. 5. Temperature behavior at 1.5 hr after production start with 4 mm choke; the numbers correspond to the indices of producing intervals; the arrows demonstrate the trend of temperature changing due to fluid movement. Made by the authors

глубины 3530 м приток на штуцере 4 мм практически отсутствует. На глубине 3070–3100 м в интервале № 6 главным процессом, влияющим на температуру в стволе, является приток из ствола Г1. Причем в начале роста абсолютной величины отрицательной аномалии не наблюдается, происходит лишь ее размыв в сторону устья (зеленая стрелка). Это говорит о выносе флюида из Г1, принявшего температуру окружающей среды в период остановки, без заметного дополнительного адиабатического эффекта охлаждения, что связано с небольшой депрессией на штуцере 4 мм. Основным эффектом, формирующим распределение температуры по длине ствола на участках между указанными интервалами, является теплообмен движущегося по стволу флюида с вмещающим массивом горных пород. Данный эффект приводит к сглаживанию фоновой температурной кривой и к ее смещению в направлении движения флюида в стволе. Характер проявления перечисленных эффектов зависит от дебита, экспрессная оценка которого возможна по величине так называемого нормированного коэффициента теплоотдачи «В», величина которого пропорциональна суммарному объемному расходу компонент, движущихся по стволу в пределах рассматриваемого участка [7, 8]. Определение данного параметра на участках между интервалами № 1 + 2, № 3, № 4 и № 5 + 6 позволило оценить долю каждого из них в притоке (табл. 1), которая определяется как отношение разности параметра «В» для соседних участков, деленное на его максимальное значение в кровле участка, ближайшего к устью. Однако полученная количественная оценка профиля притока при фонтанировании на штуцере 4 мм характеризует работу скважины только на малой депрессии и не отражает работу скважины на технологическом режиме. В процессе описанных измерений на устье был зафиксирован только приток газа (без выноса нефти). Необходимого устойчивого фонтанного лифта на данном режиме получено не было. Притекающая нефть накапливается в стволе, уменьшая глубину газожидкостного раздела с 575 до 525 м за 1,5 часа работы. Также очевидно, что, поскольку выбранная депрессия недостаточна, к работе на данном этапе опробования подключилась не вся эффективная длина горизонтальной скважины. Для получения информации, приближенной к технологическому режиму работы скважины, было рекомендовано выполнить запуски по затрубному пространству на штуцерах большего диаметра. После перевода

Таблица 1. Распределение притока при работе на штуцере 4 мм по интервалам  
Table 1. Inflow profile during production with 4 mm choke

|    | № интервала на рис. 5 / Глубины                                         | № 5 + № 6 / 3085–3165 м | № 4 / 3225–3235 м | № 3 / 3330–3356 м | № 1 + № 2 / 3410–3485 м |
|----|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------------|
| 1  | Кровля отсчета, м                                                       | 2520                    | 3182              | 3260              | 3373,5                  |
| 2  | Подшва отсчета, м                                                       | 2540                    | 3200              | 3280              | 3400                    |
| 3  | Фоновая температура в «кровле» интервала, °С                            | 51,26                   | 54,88             | 55,36             | 55,81                   |
| 4  | Температура в «кровле» интервала на режиме отбора, °С                   | 52                      | 55,14             | 55,53             | 55,87                   |
| 5  | Фоновая температура в «подшве» интервала, °С                            | 51,57                   | 54,95             | 55,44             | 55,87                   |
| 6  | Температура в «подшве» интервала на режиме отбора, °С                   | 52,3                    | 55,27             | 55,64             | 55,98                   |
| 7  | Площадь между фоновой кривой и кривой отбора на интервале п. 1, мм × °С | 14,7                    | 5,22              | 3,7               | 2,2525                  |
| 8  | Разность пп. 3 и пп. 5, °С                                              | 0,3                     | 0,13              | 0,11              | 0,11                    |
| 9  | «В» (отношение пп. 6 и пп. 7), м                                        | 49,0                    | 40,2              | 33,6              | 20,5                    |
| 10 | Доля от общего значения на 1 интервал                                   | 18 %                    | 13 %              | 27 %              | 42 %                    |

скважины на штуцер 10 мм (20.03.2020 г. в 15:20) была отмечена активизация работа ствола Г2 ниже 3500 м, а на устье появилась в притоке нефть. Последующий перевод на штуцер 18 мм был выполнен 20.03.2020 г. в 19:20. Спустя три с половиной часа после этого (после 23:00) на фоне общего увеличения расхода и охлаждения ствола интервал 3150–3450 м, выделявшийся немногим ранее как работающий нефтью по положительному эффекту Джоуля — Томпсона, начинает, наоборот, способствовать охлаждению потока (т. е. либо забойное давление снизилось ниже давления насыщения в этом интервале и газ начал интенсивно выделяться в призабойной зоне, либо произошло подтягивание газа из газонасыщенных толщин коллектора). Далее до 23.03.2020 г. следует достаточно длительный период работы на штуцере 18 мм, который отмечен следующими процессами: по прошествии 12 часов данного периода интервалы, работавшие с высокой долей газа и формировавшие отрицательные аномалии, начинают нагреваться. Очевидно, что гидродинамическая система еще не пришла в сбалансированное состояние и данная динамика есть следствие «колебательного» процесса с выделением газа внутри пласта и выносом его в скважину. Этот необычный эффект наблюдался и далее, при переходе со штуцера 18 мм на штуцер 4 мм: в интервале 3800–3900 м отмечался контрастный рост температуры, отражающий накопленный нагрев за время работы нефтью на штуцере 18 мм. После замены штуцера 4 мм на 8 мм, а потом и на 12 мм формы кривых вернулись к наблюдаемым ранее при работе на штуцере 18 мм.

После повторной остановки скважины, выполненной 27.03.2020 г., отмечены два ярких момента: первый — нисходящий поток после остановки скважины (из-за сегрегации фаз и «отжатия» жидкости газом из затрубной области обратно в пласт), второй — повторное формирование аномалии нагрева в интервале 3800–3900 м.

## ВЫВОДЫ ПО ВТОРОМУ ЭТАПУ РАБОТ

Определен профиль притока при работе на штуцере 4 мм, установлено, что профиль и состав притока меняются в зависимости от режима работы скважины. Для уточнения профиля притока на технологическом режиме была рекомендована остановка скважины с последующим запуском ГС по затрубному пространству на большем штуцере.

## ТРЕТИЙ ЭТАП

Основной задачей третьего этапа исследований в июле 2020 г. являлась количественная оценка профиля притока при условиях, близких к технологическому режиму работы скважины. Запуск скважины был выполнен 09.07.2020 г. в 10:03 по затрубному пространству на штуцере диаметром 18 мм. Несмотря на большой штуцер, скважина почти 6 часов фонтанировала газом без нефти, также из носочной части ствола Г2 отмечался приток газожидкостной смеси, что повлияло на общий температурный фон на первоначальном этапе работы скважины. Из-за охлаждения температурного фона выделить интервалы притока жидкости для определения количественного профиля притока было крайне затруднительно, поэтому отобрали участки с наиболее характерными

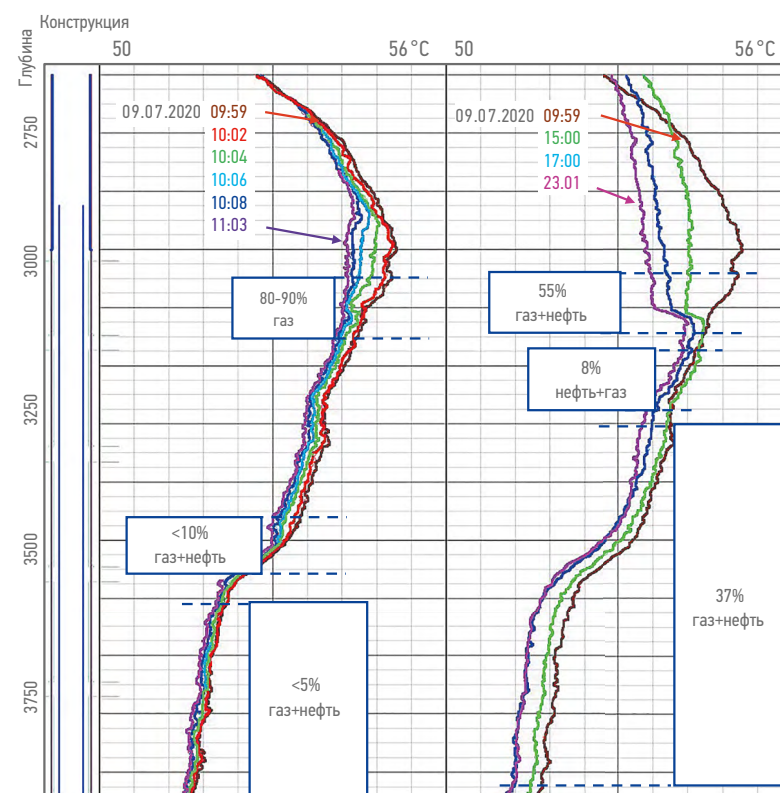


изменениями температурного поля, указывающие на приток.

На **рис. 6** приведен планшет, в левом окне которого показаны температурные профили, иллюстрирующие быстротечные процессы в первые 10 минут фонтанирования, в правом окне — замеры в течение первых суток, показывающие стабилизацию фонтанирования. На **рис. 7** для периода стабилизации дополнительно отображены работающие интервалы, выделенные по результатам термометрии за весь период исследований третьего этапа работ, и дана характеристика состава притока.

### ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕМУ ЭТАПУ РАБОТ

Аномалии температуры, позволяющие заполнить количественную интерпретацию, представлены на **рис. 6**. В первые 10 минут отмечается достаточно равномерное, но небольшое по амплитуде охлаждение носочной части скважины (3570–3950 м), свидетельствующее о притоке смеси газа и нефти с преобладанием газа. На глубине 3500 м интервал протяженностью менее 50 м дает сопоставимый вклад в изменение температурного фона. Выше, вплоть до точки разветвления стволов, существенных притоков не наблюдается.



**Рис. 6.** Запуск скважины на режим фонтанирования по затрубному пространству на штуцере 18 мм. Оценка профиля притока. Составлено авторами  
**Fig. 6.** Start of flow on the annulus with 18 mm choke. Inflow profile determination. Made by the authors

В дальнейшем в течение первых суток прослеживается активизация и выравнивание профиля притока по стволу Г2 от носка до глубины 3280 м. Интервал 3150–3250 м работает флюидом со значительно более высоким содержанием нефти в притоке, так как не поддерживает общий тренд охлаждения, а сохраняет значения температуры, довольно близкие к фоновому, за счет калориметрического смешивания нагревающегося флюида из пласта и восходящего из носочной части (охлажденного адиабатическим эффектом).

Через 5 суток работы скважины прослеживается прогрев отдельных интервалов (3140–3250, 3330–3481, 3800–3930 м), что указывает на наиболее интенсивный приток нефти из этих интервалов с увеличением времени работы скважины.

Таким образом, последовательный анализ поведения записей DTS с одновременным управлением режимами отбора и созданием переходных режимов позволил:

- изучить все особенности работы двухствольной ГС многофазной продукцией;
- определить оптимальные режимы ее эксплуатации;
- провести оценку профиля притока с одновременным исследованием его характерных изменений при длительной динамике отбора продукции.

Дальнейшие (после описанного эксперимента) исследования данного объекта продолжались более 3 месяцев на режиме стабильного отбора, далее полгода в режиме длительного простоя скважины и еще несколько месяцев после повторного запуска скважины в эксплуатацию. Работоспособность измерительной глубинной стационарной системы ОВ-мониторинга фиксируется (по накапливаемой в базе данных онлайн-информации) вплоть до настоящего времени, т. е. отмечено общее функционирование ОВС более 2,5 года.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Распределенная оптоволоконная дистанционная термометрия (DTS) является конкурентным по сравнению с промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ-PLT) методом контроля эксплуатации горизонтальных скважин.
2. Технологии ОВ-термомониторинга доказали на объектах «Газпром нефти» свою высокую информативность и достоверность при обеспечении количественных оценок профилей притока и приемистости в ГС (в отличие от маркерных индикаторных методов

удаленного мониторинга, достоверность которых пока не подтверждена).

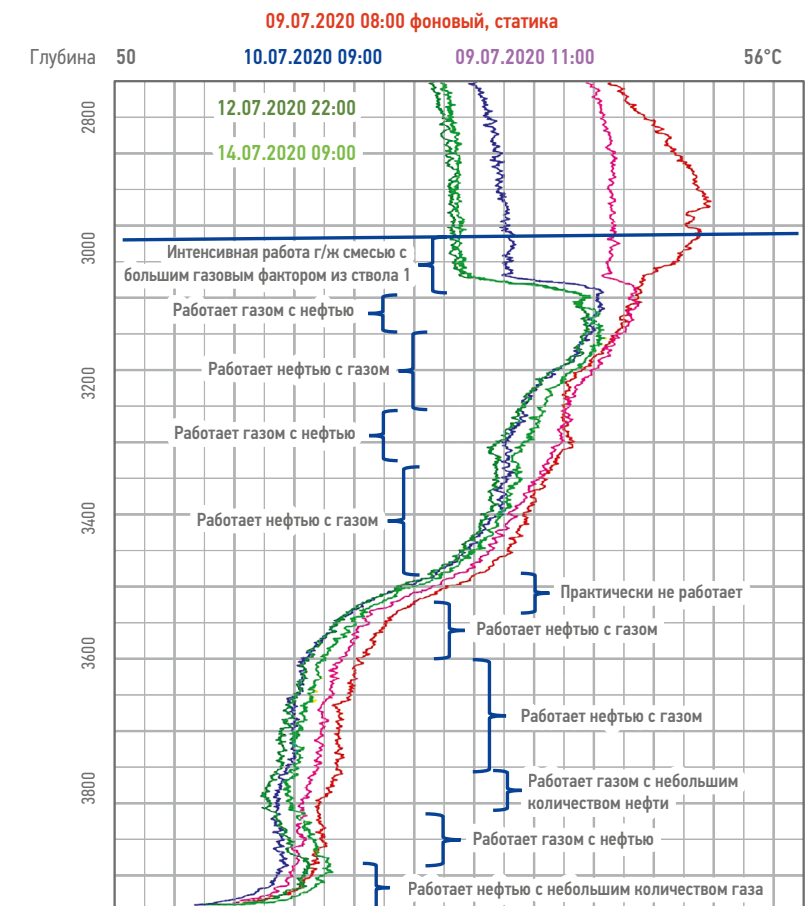
3. Технологии акустического распределенного ОВ-мониторинга (DAS) в настоящее время находятся в стадии активного развития и усовершенствования, но уже в ближайшее время ожидается их существенная модернизация с возможностью проведения измерений в пределах частотного и динамического диапазонов до 10–15 кГц и 50–60 дБ соответственно (что позволит обеспечить решение большинства задач, реализуемых при ПГИ методом точечной спектральной шумометрии).

4. Основное преимущество онлайн-мониторинга температурного поля состоит в возможности долговременного изучения динамики поведения профилей притока и приемистости в процессе эксплуатации скважин, а также в анализе быстротечных переходных процессов, при диагностике которых стандартная термометрия в комплексе ПГИ значительно менее эффективна (особенно в условиях ГС-заканчивания).

5. Благоприятным условием для применения ОВ-термомониторинга является высокий контраст фоновое поля по сравнению с измерениями в работающем стволе, что в первую очередь делает этот метод незаменимым средством контроля разработки в газовых, газоконденсатных и в газонефтяных фонтанирующих скважинах.

6. Развитие и масштабы применения технологий ОВ-мониторинга в значительной мере зависят сейчас от успешности запланированных в компании «Газпром нефть» ОПР:

- по доставке кабель-сенсорных систем DTS-DAS в горизонтальные насосные скважины (под УЭЦН);
- по повышению информативности метода распределенного термомониторинга DTS



**Рис. 7.** Запуск скважины на режим фонтанирования по затрубному пространству на штуцере 18 мм. Определение состава притока.  
Рисунок авторов

**Fig. 7.** Start of flow on the annulus with 18 mm choke. Inflow composition determination. Made by the authors

в условиях малой дифференциации фоновое и измеряемого в динамике температурных полей за счет внедрения точечных тепловых нагревателей (способы: тепловых меток и точно распределенной термоанемометрии [8]).

### Список литературы

1. Ипатов А.И., Андриановский А.В., Воронкевич А.В., Гилемзянов Р.М. и др. Изучение сейсмоакустических эффектов в эксплуатационной горизонтальной скважине на основе оптоволоконного кабель-сенсора DAS // ПРОнефть. — 2021. — № 2. — С. 52–59.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Клишин И.А., Солодянкин М.А., Фигура Е.В. Скрытый потенциал оптоволоконной термометрии при мониторинге профиля притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. — 2014. — № 5. — С. 96–100.
3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Каешков И.С., Буянов А.В. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатационных скважин в компании «Газпром нефть» // ПРОнефть. — 2017. — № 3 (5). — С. 55–64.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Фигура Е.П. и др. Опыт эффективного мониторинга фонтанной горизонтальной нефтяной скважины с помощью распределенной оптоволоконной термометрии // Каротажник. — 2017. — № 8 (278). — С. 34–50.
5. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Применение оптоволоконных измерительных систем при исследованиях залежей на объектах «Газпром нефть» // Сборник тезисов докладов семинара «Проблемы и опыт разработки низкопроницаемых нефтяных и газовых коллекторов» Роснефть. — Уфа, 5–6.10.2018. — С.12.
6. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Эффективность исследований горизонтальных скважин с помощью распределенных оптоволоконных измерительных систем. Опыт компании «Газпром нефть» // Тезисы докладов 47-й научно-технической конференции «Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности». — Кисловодск, 23–25.10.2018.
7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. Серия книг «Золотой фонд нефтегазовой науки». М.–Ижевск: ИКИ, 2018. — 796 с.

**8. Кременецкий МИ, Ипатов АИ.** Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Том 2: Роль гидродинамино-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.–Ижевск: ИКИ, 2020. — 755 с.

#### References

1. Ipatov A.I., Andrianovsky A.V., Voronkevich A.V., Galimzyanov R.M., *et al.* Study of seismoacoustic effects in a producing oil horizontal well based on a fiber-optic distributed acoustic sensor DAS. *PROneft*. 2021, no. 2, pp. 52–59.
2. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kameshkov I.S., Klishin I.A., Solodyankin M.A., Figura E.V. The hidden potential of fiber-optic thermometry in monitoring the inflow profile in horizontal wells. *Oil industry*. 2014, no. 5, pp. 96–100.
3. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I.S., *et al.* Experience in the application of distributed fiber optic thermometry for monitoring wells in the company "Gazprom Neft". *PROneft*. 2017, no. 3 (5), pp. 55–64.
4. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Figura E.P., *et al.* Experience in effective monitoring of naturally flowing a horizontal oil well using distributed fiber-optic thermometry. *Logger*. 2017, no. 8 (278), pp. 34–50.
5. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Application of fiber-optic measuring systems in the surveillance of Gazprom Neft deposits development. *Collection of abstracts of the seminar "Problems and experience in the development of low-permeability oil and gas reservoirs"*. Rosneft, Ufa, 5–6.10.2018, pp.12.
6. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Efficiency of horizontal wells surveillance using distributed fiber-optic systems. The experience of Gazprom Neft. *Abstracts of the 47th Scientific and Technical conference "Modern information technologies in the oil and gas industry"*. Kislodvorsk, 23–25.10.2018.
7. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Monitoring of oil and gas field development by permanent downhole gauges*. A series of books "The Golden Fund of oil and gas science". Moscow–Izhevsk: IKI, 2018, 796 p.
8. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields: Part 2. The role of well testing and production logging in reservoir development*. Moscow–Izhevsk: IKI, 2020.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.И. Ипатов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**М.И. Кременецкий** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**И.С. Каешков** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**М.В. Колесников** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.А. Ридель** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**В.В. Милокумов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работ

**Р.М. Гилемзянов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работ

**Д.Н. Гуляев** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работ

**Andrey I. Ipatov** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Mikhail I. Kremenetsky** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Ilja S. Kaeshkov** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Mikhail V. Kolesnikov** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Alexandr A. Rydel** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Venjamin V. Milokumov** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Renat M. Gilemzyanov** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Danila N. Guliaev** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Андрей Иванович Ипатов\*** — доктор технических наук, ведущий эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная р. Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: ipatov.ai@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 5314-5591 AuthorID: 332216

**Михаил Израилевич Кременецкий** — доктор технических наук, эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная р. Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 4943-9249 AuthorID: 926837

**Илья Сергеевич Каешков** — кандидат технических наук, руководитель по развитию дисциплины «Разработка», ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная р. Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Kaeshkov.IS@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 4152-4422 AuthorID: 822112

**Михаил Викторович Колесников** — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан». e-mail: Kolesnikov.MV@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 5517 AuthorID: 867226

**Александр Александрович Ридель** — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан». e-mail: Ridel.aa@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 1580-0264 AuthorID: 1117684

**Венеамин Владимирович Милокумов** — главный инженер, ООО «Оптомониторинг» 129515, Россия, Москва, ул. Академика Королева, д. 6, к. 1. e-mail: Milokumov@optomonitoring.com SPIN-код: 2214 AuthorID: 776554

**Ренат Мордосович Гилимзянов** — руководитель программы по геологии Управления геологии, ООО «Газпромнефть-Ямал» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8б. e-mail: Gilemzyanov.RM@tmn.gazprom-neft.ru SPIN-код: 3316 AuthorID: 833465

**Данила Николаевич Гуляев** — заместитель начальника отдела ГДИС, ООО «Софойл» 143026, Москва, Инновационный центр Сколково, Большой бульвар, д. 42, стр. 1. e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com SPIN-код: 4272 AuthorID: 927332

**Andrey I. Ipatov\*** — Dr. of Sci. (Techn.), Leading expert, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: ipatov.ai@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 5314-5591 AuthorID: 332216

**Mikhail I. Kremenetsky** — Dr. of Sci. (Techn.), Expert, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 4943-9249 AuthorID: 926837

**Ilja S. Kaeshkov** — Cand. of Sci. (Geothysics), Task leader, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Kaeshkov.IS@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 4152-4422 AuthorID: 822112

**Mikhail V. Kolesnikov** — Expert, Gazpromneft NTC LLC 14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: Kolesnikov.MV@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 5517 AuthorID: 867226

**Alexander A. Rydel** — Expert, Gazpromneft NTC LLC 14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: Ridel.aa@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 1580-0264 AuthorID: 1117684

**Venjamin V. Milokumov** — Chief engineer, Optomonitoring LLC 6 Akademica Koroleva str., 129515, Moscow, Russia. e-mail: Milokumov@optomonitoring.com SPIN-code: 2214 AuthorID: 776554

**Renat M. Gilemzyanov** — Program manager, Gazpromneft-Yamal LLC 8b 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: Gilemzyanov.RM@tmn.gazprom-neft.ru SPIN-code: 3316 AuthorID: 833465

**Danila N. Guliaev** — Deputy Head of the department, Sofoil LLC 42 Bolshoj bulvar, Skolkovo Innovation Center, 143026, Russia. e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com SPIN-code: 4272 AuthorID: 927332

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# СНИЖЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТИ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ ПО НЕСТАБИЛЬНЫМ ТРЕЩИНАМ АВТО- ГРП В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКСНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

М.И. Кременецкий<sup>1,\*</sup>, А.И. Ипатов<sup>1</sup>, А.А. Ридель<sup>1</sup>, Х.З. Мусалеев<sup>2</sup>, А.Н. Никонорова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург, Тюмень

<sup>2</sup>ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», РФ, Москва

**Электронный адрес:** Kremenetskiymi@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** При формировании эффективной системы поддержания пластового давления в нагнетательных скважинах зачастую могут раскрываться нестабильные трещины авто-ГРП, что, в свою очередь, может как негативно, так и позитивно отразиться на добыче углеводородов. Раскрытие трещины способствует улучшению связанности пласта, что повышает эффективность закачки, однако неконтролируемые, нестабильные трещины могут стать причиной перетоков и непроизводительной закачки в нецелевые пласты.

**Цель.** Работа посвящена анализу информативности гидродинамических (ГДИС) и промыслово-геофизических (ПГИ) исследований при диагностике нестабильных трещин в нагнетательных скважинах.

**Материалы и методы.** В основе используемой авторами технологии исследований лежат непрерывные измерения давления и расхода при циклической смене давления на пласт и оценке эффективной гидропроводности пластовой системы при различной высоте нестабильной трещины.

Анализ полученных результатов основывается на результатах моделирования полей давлений и скоростей в пластовой системе, описывающей вскрытие коллекторов нестабильной трещиной неограниченной проводимости. Учитывается, что трещина может пересекать не только перфорированный пласт, но и толщины, не вскрытые перфорацией, и может расти при увеличении репрессии.

Результаты моделирования позволили не только оценить потенциальные информативные возможности гидродинамических исследований, но и обосновать рекомендации по практическому использованию полученных результатов.

**Заключение.** Предложенные подходы к технологии проведения ГДИС и ПГИ и совместной интерпретации их результатов позволяют оценить дополнительные толщины коллекторов, подключаемых трещиной авто-ГРП к закачке, доли нецелевой закачки в общем объеме скважины.

Роль ПГИ состоит в определении эффективной работающей толщины пластов. При оценке профиля приемистости при вскрытии объекта закачки трещиной ГРП ключевая роль принадлежит нестационарной термометрии. При этом необходимо учитывать связанные с ГРП специфические особенности релаксации температуры в стволе скважины, простаивающей после цикла нагнетания, в первую очередь увеличение темпа релаксации с ростом длины трещины.

**Ключевые слова:** нагнетательные скважины, трещины авто-ГРП, гидродинамические исследования скважин (ГДИС), промыслово-геофизические исследования скважин (ПГИ), система поддержания пластового давления, непроизводительная закачка, термометрия скважин

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Ридель А.А., Мусалеев Х.З., Никонорова А.Н. Снижение вероятности непроизводительной закачки по нестабильным трещинам авто-ГРП в нагнетательных скважинах с помощью комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2021;6(4):92–105. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-92-105>

Статья поступила в редакцию 28.07.2021

Принята к публикации 20.09.2021

Опубликована 24.12.2021

RISK DECREASING OF WATER WASTE THROUGH SPONTANEOUS FRACTURING IN INJECTORS BY  
INTEGRATED WELL-TESTING AND PRODUCTION LOGGING

Mikhail I. Kremenetsky<sup>1,\*</sup>, Andrey I. Ipatov<sup>1</sup>, Alexander A. Rydel<sup>1</sup>, Kharis A. Musaleev<sup>2</sup>,  
Anastasija N. Nikonorova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg, Tyumen

<sup>2</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas, RF, Moscow

**E-mail:** Kremenetskiymi@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** When creating an effective reservoir pressure maintenance system, unstable spontaneous hydraulic fractures can be created in injection wells. This can both negatively and positively affect hydrocarbon production. First, fracture improves reservoir connectivity, which increases injection efficiency. On the other hand, unstable fractures can cause behind-the-casing flows and unproductive injection into off-target layers or fingering.

**Goal.** The paper is devoted to the analysis of well testing (PTA) and production logging (PLT) improvement for the diagnosis of unstable fractures in injection wells.

**Materials and methods.** The analysis is based on the results of modeling the pressure in the reservoir system, describing the penetration reservoirs by an unrestricted conductivity unstable fracture. It is taken into account that the fracture can cross both the perforated formation and the thickness not penetrated by the perforation, and can grow with increasing overbalance.

The modeling results made it possible both to assess the potential informative capabilities of well testing and to substantiate recommendations for the practical use of the obtained results.

**Conclusions.** The proposed approaches to the technology of well testing and production logging and the interpretation of their results make it possible to estimate the additional thicknesses of the reservoirs connected by the spontaneous hydraulic fracturing to injection, the proportion of nonproductive injection in the total volume of the well. The research technology used by the authors is based on continuous measurements of pressure and flow rate during cyclic change of pressure and assessment of the effective transmissibility of the formation system at different heights of unstable fractures.

The role of the PLT is to determine the effective production thickness of the reservoirs. When assessing the injectivity profile when penetrating the injector with the spontaneous hydraulic fracturing, the key role belongs to non-stationary temperature logging. In this case, it is necessary to take into account the specific features of temperature relaxation in the wellbore after the injection cycle, related to hydraulic fracturing, primarily the increase in the relaxation rate with increasing fracture length.

**Keywords:** injection wells, spontaneous hydraulic fracturing, well testing, production logging, pressure reservoir maintenance system, nonproductive injection, temperature logging

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Rydel A.A., Musaleev Kh.A., Nikonorova A.N. Risk decreasing of water waste through spontaneous fracturing in injectors by integrated well-testing and production logging. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):92–105. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-92-105>

Manuscript received 28.07.2021

Accepted 20.09.2021

Published 24.12.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Во время работы нагнетательной скважины при повышенной репрессии существуют предпосылки образования трещин «авто»-гидроразрыва пласта (авто-ГРП). Условием образования подобной трещины является забойное давление, превышающее давление разрыва пласта. В связи с тем что трещины авто-ГРП не закреплены пропантом, их размеры изменяются синхронно с интенсивностью закачки, а крылья способны смыкаться при снижении забойного давления ниже давления разрыва пласта [1–5 и др.]. С точки зрения влияния на разработку возникает увеличение гидродинамической связи с пластом, а значит более эффективному поддержанию пластового давления. В практике компании «Газпром нефть» есть примеры, когда благодаря агрессивной закачке и созданию трещин авто-ГРП удавалось приобщить к вытеснению многочисленные низкопроницаемые толщины, в результате чего дебит по нефти у соседних скважин увеличился до 100 раз [4]. Однако же ее неконтро-

лируемый рост является одной из основных причин как кинжального обводнения соседних добывающих скважин, так и непроизводительной закачки. При увеличении высоты трещины авто-ГРП часть закачиваемой жидкости может попадать в не вскрытые перфорацией толщины. Это не только приводит к неоправданным потерям закачиваемой жидкости (и к потере энергии пласта), но и может нарушить режим разработки соседних объектов. Разумеется, весьма нежелателен и сильный рост длины крыльев трещины, особенно если она ориентирована в крест проектно-му направлению вытеснения углеводородов. В этом случае возрастает вероятность кинжального обводнения объекта разработки с существенной итоговой потерей коэффициента извлечения нефти. Причем практика показывает, что если по трещине авто-ГРП разово произошел прорыв воды в добывающую скважину, то снижение репрессии в нагнетательной скважине уже не может обеспечить полного прекращения обводнения. Таким образом, трещина авто-ГРП — это одновременно и эффективный инструмент повышения

нефтяветеснения (особенно при неоднородном коллекторе), и главный риск потери продуктивности скважин со снижением коэффициента извлечения нефти (КИН). В работе рассматриваются возможности и проблемы диагностики нестабильных трещин по результатам промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

## МЕТОДЫ

В основе публикации лежат результаты гидродинамических (ГДИС) и промыслово-геофизических (ПГИ) исследований эксплуатационных нагнетательных скважин. Среди методов ПГИ основное внимание уделено термометрии как базовому методу определения работающих толщин коллекторов. Анализ информативности ГДИС и ПГИ выполнен на основе секторного гидродинамического и гидродинамического и термического моделирования в программном комплексе Eclipse (Schlumberger). Интерпретация результатов ГДИС выполнена в программе Saphir (Kappa Engineering).

**ПРЕДЛАГАЕМАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГДИС ПОЗВОЛЯЕТ ОПРЕДЕЛЯТЬ НЕЦЕЛЕВОЙ ОБЪЕМ ЗАКАЧКИ В НЕВСКРЫТЫЕ ПЕРФОРАЦИЕЙ КОЛЛЕКТОРЫ, ПОДКЛЮЧАЕМЫЕ ТРЕЩИНОЙ АВТО-ГРП.**

## РЕЗУЛЬТАТЫ

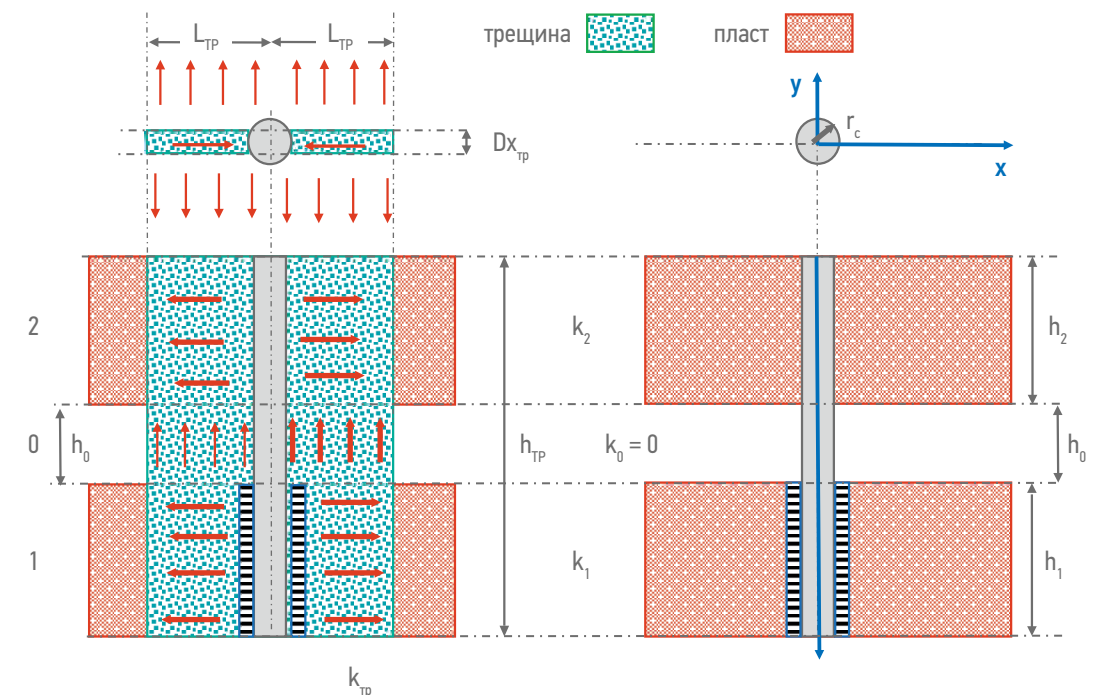
### ИНФОРМАТИВНОСТЬ СТАНДАРТНЫХ ГДИС ПРИ ДИАГНОСТИКЕ НЕСТАБИЛЬНЫХ ТРЕЩИН

Развитие нестабильных трещин наиболее типично для коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, где они характеризуются большой длиной и высокой проводимостью, оказывая тем самым интенсивное влияние на формирование поля давления вокруг скважины и на результаты гидродинамических исследований. Диагностика результатов нестационарных ГДИС в двойном логарифмическом масштабе позволяет выявить длительные интервалы линейного течения и поздний выход на псевдорadiaльный режим и тем самым оценить характер развития трещин авто-ГРП. В связи с тем что трещина авто-ГРП — явление динамическое, изучать его также необходимо в динамике, отслеживая изменение геометрических размеров в зависимости от изменения режима работы скважины (остановка закачки, изменение репрессии). Основным диагностическим призна-

ком нестабильной трещины по результатам ГДИС является зависимость интегрального скин-фактора и полудлины трещины от репрессии на пласт. Если рост трещины происходит в высоту и сопровождается подключением к перфорации дополнительных работающих толщин, то это можно диагностировать по результатам ГДИС на основе аномально высокой гидропроводности пластовой системы. В таком случае трещина выполняет роль канала межпластового перетока. Для анализа характера влияния перечисленных факторов на результаты ГДИС рассмотрим пластовую систему, в основе которой лежит модель ГДИС, описывающая вскрытие однородного изотропного пласта трещиной неограниченной проводимости (рис. 1). Данная модель отличается от стандартной тем, что трещина пересекает не только перфорированный пласт (1), но и коллектор, расположенный выше, не вскрытый перфорацией (2). В начальный момент времени  $Dt = 0$  давление в скважине и в пласте соответствует первоначальному пластовому  $P(Dt = 0) = P_{пл} = const$ . Технология исследования скважины включает в себя чередование циклов закачки со стабильным расходом  $Q = const$  (КСД — кривая стабилизация давления) и остановки (КПД — кривая падения давления). Трещина существует только в период нагнетания. В остановленной скважине она смыкается и сохраняется гидродинамическая связь лишь с перфорацией пласта 1. Результаты расчетов позволяют не только оценить потенциальные информативные возможности ГДИС, но и обосновать рекомендации по практическому использованию полученных результатов. Если рост трещины происходит в пределах непроницаемых отложений, то есть не приводит к подключению к закачке дополнительных толщин, величины проводимости, оцененные по результатам ГДИС, как в циклах запуска КСД (когда трещина открыта), так и остановки скважины (когда трещина смыкается) не отличаются друг от друга. Их значения определяются исключительно работающей толщиной и проницаемостью перфорированного пласта и не зависят от размеров трещины. Изменение длины трещины диагностируется по росту абсолютной величины интегрального скин-фактора (и соответствующему увеличению продолжительности линейного режима течения). Увеличение высоты трещины за счет ее распространения в пределы непроницаемой вмещающей толщи не отражается на результатах log-log-диагностики. Результаты ГДИС в цикле закачки и остановки скважины будут также идентичны

в ситуации, когда трещина авто-ГРП, распространяясь по высоте, подключает к перфорации пласт, близкий к перфорированному по энергетическим и фильтрационным свойствам. На первый взгляд данный результат противоречит физике протекающих в пласте процессов. Действительно, в цикле КСД трещина открыта, а закачка идет как в нижний (вскрытый перфорацией), так и в верхний (неперфорированный) пласты. После остановки скважины (цикл КПД) трещина закрывается, а с перфорацией связан только нижний пласт. На самом деле противоречия нет. Обычно цикл КПД формально интерпретируется при допущении, что закачка происходит в оба пласта, хотя трещина на самом деле закрыта и гидродинамическая связь существует только с перфорированной толщей. При этом если пласты имеют одинаковую проницаемость, а их пластовые давления отличаются на величину гидростатического, то определяемая по ГДИС гидропроводность завышается ровно настолько, насколько снижается расход закачки в перфорированный пласт, и поэтому не отличается от определенной в цикле КСД. Тогда обна-

ружить факт перетока по трещине и оценить проницаемость подключаемого трещиной к закачке пласта по результатам ГДИС можно только при наличии дополнительной априорной информации о работающей толщине коллектора. Источником подобной информации обычно являются промыслово-геофизические исследования ПГИ (прежде всего нестационарная термометрия и пассивная акустика). Роль этих методов при диагностике нестабильных трещин и оценке непроизводительной закачки, связанной с их влиянием, очень велика. Однако если проницаемости перфорированного и неперфорированного пластов не одинаковы, проводимости, оцениваемые по ГДИС в циклах КСД и КПД, существенно отличаются друг от друга. Это основа информативного потенциала гидродинамических исследований по оценке параметров не вскрытых перфорацией коллекторов, подключаемых к закачке нестабильной трещиной [6, 7]. Диагностическим признаком динамических трещин в этом случае является аномальная (не соответствующая истинной) проводимость, оцененная по результатам ГДИС в одном из названных циклов.



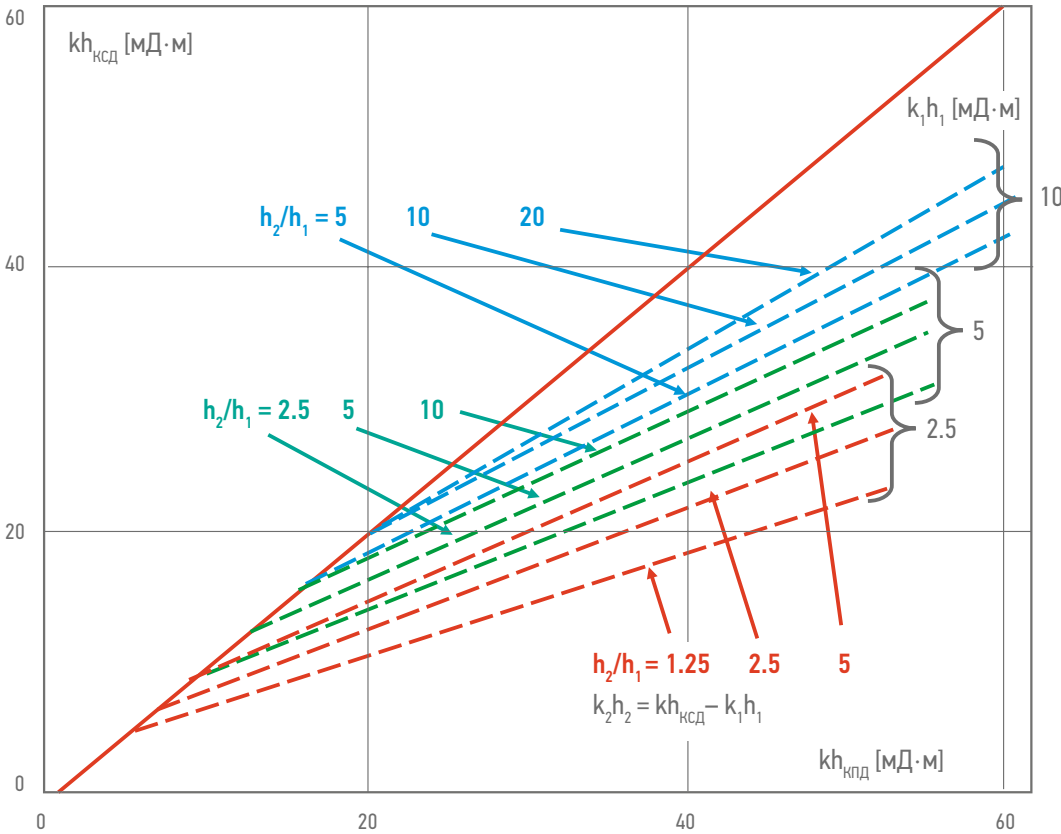
**Рис. 1. Модель вскрытия двухпластовой системы нестабильной трещиной неограниченной проводимости:**  $k_1$  и  $k_2$  — проницаемости пластов;  $h_1$  и  $h_2$  — толщины;  $h_0$  — толщина непроницаемого прослоя ( $k_0 = 0$ ) между ними;  $L_{fr}$ ,  $h_{fr}$ ,  $Dx_{fr}$  — полудлина, высота и ширина трещины соответственно. Нагнетаемый флюид через перфорацию поступает в пласт 1 и по трещине в пласт 2 (фрагмент слева). После остановки скважины трещина смыкается, и на результаты ГДИС влияет только релаксация поля давления в пласте 1 (фрагмент справа). Составлено авторами

**Fig. 1. Model of penetrating a two-layer system with an unstable fracture of unrestricted conductivity:**  $k_1$  and  $k_2$  — formation permeability;  $h_1$  and  $h_2$  — thickness;  $h_0$  — is the thickness of the impermeable interlayer ( $k_0 = 0$ ) between them;  $L_{fr}$ ,  $h_{fr}$ ,  $Dx_{fr}$  — half-length, height and width of the fracture, accordingly. The injected fluid flows through the perforations into layer 1 and along the fracture into layer 2 (fragment on the left). After the well shut-down, the fracture closes and the well testing results are affected only by the relaxation of the pressure field in reservoir 1 (fragment on the right). Made by the authors



Обнаружить аномалию можно только при наличии априорной информации (прежде всего результатов ПГИ, свидетельствующих о работе не вскрытых перфорацией толщин). Результаты ПГИ тем более необходимы, если стоит задача не просто диагностировать факт подключения к перфорации дополнительной толщины, но и оценить связанный с этим масштаб непроизводительной закачки. Отсутствие априорной информации о соотношении толщин перфорированного и неперфорированного пластов приводит к появлению неопределенности при оценке их проводимостей по результатам ГДИС. Результаты моделирования применительно к данному случаю иллюстрирует **рис. 2**, где оценки интегральной проводимости пластов в циклах КСД ( $kh_{КСД}$ ) и КПД ( $kh_{КПД}$ ) сопоставлены с индивидуальными проводимостями и соотношением толщин пластов. На величину проводимости, определяемую в цикле КПД, существенно влияет также длина трещины авто-ГРП. На практике учет данного параметра является сложной задачей, поскольку трещина способна менять

геометрические размеры в процессе закачки, тем самым затрудняя оценку истинных фильтрационных свойств работающих пластов. Сам факт подобного влияния с точки зрения методологии стандартных ГДИС нетривиален и указывает на сложные закономерности формирования значения эффективной проводимости пластовой системы. Определяющую роль при этом, как и в предыдущих случаях, играет характер распределения дебита между перфорированным и неперфорированным пластом в режиме закачки (при открытой нестабильной трещине). Отсутствие информации о длине трещины может не только снизить точность определения проводимости неперфорированного пласта, но и полностью его исключить. До сих пор рассматривался случай, когда текущее пластовое давление  $P_{пл}$  в перфорированном пласте и давление в пределах толщи, подключаемой к перфорации трещиной, отличаются только за счет гидростатики. Но и эта ситуация далека от реальности — в штатных условиях нагнетательной



**Рис. 2.** Связь оцениваемых по результатам ГДИС в циклах КСД и КПД интегральных проводимостей с индивидуальными характеристиками пластов, вскрытых нестабильной трещиной, при произвольно меняющихся толщинах и проницаемостях пластов. Составлено авторами

**Fig. 2.** Dependence between the integral conductivities, assessed by the results of well testing in pressure drawdown and build up curves, and the efficiency of the integral conductivity with the individual characteristics of the formations opened by an unstable fracture, at arbitrarily varying thicknesses and permeabilities of the formations. Made by the authors

**Таблица 1.** Связь интегральных проводимостей пластовой системы в циклах КСД ( $kh_{КСД}$ ) и КПД ( $kh_{КПД}$ ) с проводимостями перфорированного ( $k_1h_1$ ) и неперфорированного ( $k_2h_2$ ) пластов при различных пластовых давлениях ( $P_{пл1}$ ,  $P_{пл2}$ )

**Table 1.** Relationship between the integral conductivity of the reservoir system in the cycles of drawdown ( $kh_{КСД}$ ) and build up ( $kh_{КПД}$ ) with the conductivities of perforated ( $k_1h_1$ ) and non-perforated ( $k_2h_2$ ) layers at different reservoir pressures ( $P_{пл1}$ ,  $P_{пл2}$ )

| № | $k_1 h_1$ , мД·м | $k_2 h_2$ , мД·м | $P_{пл1}$ , бар | $P_{пл2}$ , бар | $kh_{КСД}$ , мД·м | $kh_{КПД}$ , мД·м | Примечание             |
|---|------------------|------------------|-----------------|-----------------|-------------------|-------------------|------------------------|
| 1 | 2,5              | 2,5              | 225             | 250             | 5                 | 5                 | $P_{пл1} = 0,9P_{пл2}$ |
| 2 | 2,5              | 2,5              | 175             | 250             | 5                 | 5                 | $P_{пл1} = 0,7P_{пл2}$ |
| 3 | 10               | 10               | 225             | 250             | 20                | 20                | $P_{пл1} = 0,9P_{пл2}$ |
| 4 | 10               | 10               | 175             | 250             | 20                | 20                | $P_{пл1} = 0,7P_{пл2}$ |
| 5 | 2,5              | 2,5              | 250             | 225             | 5                 | 4,5               | $P_{пл2} = 0,9P_{пл1}$ |
| 6 | 2,5              | 2,5              | 250             | 175             | 5                 | 3,5               | $P_{пл2} = 0,7P_{пл1}$ |
| 7 | 10               | 10               | 250             | 225             | 20                | 16                | $P_{пл2} = 0,9P_{пл1}$ |
| 8 | 10               | 10               | 205             | 175             | 20                | 11                | $P_{пл2} = 0,7P_{пл1}$ |

скважины более естественно предположить, что объект закачки обладает аномально высоким  $P_{пл}$ . Рассмотрим поведение поля давления в циклах КСД и КПД в ситуации, когда трещина вскрывает пласты с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами и толщинами, но разными пластовыми давлениями. Варианты расчетов, учитывающих влияние данного фактора, приведены в **табл. 1**. Как можно видеть из таблицы, если давление в перфорированном пласте аномально высоко (что наиболее типично для нагнетательной скважины), то даже при отсутствии разницы в проницаемостях и толщинах работающих интервалов проводимости определяемые при закачке (КСД) и остановке (КПД) существенно отличаются друг от друга. Различный уровень проводимостей, оцениваемых по результатам ГДИС, в данном случае никак не связан с фильтрационными свойствами коллекторов. Разница в величинах  $P_{пл}$  существенно меняет распределение закачки в эти пласты. Данный факт закладывает неопределенность в понимании, какое же количество жидкости было закачено в каждый из пластов, тем самым влияя на значение оцениваемой по результатам ГДИС проводимости. Таким образом, разница в пластовых давлениях становится самым значимым фактором, который, наряду с неопределенностью в длине трещины, существенно затрудняет возможность оценки по результатам ГДИС индивидуальных проводимостей пласта, вскрытого перфорацией, и коллекторов, подключаемых к закачке по нестабильной трещине.

### РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ СОВМЕСТНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Итак, сопоставление результатов ГДИС в циклах закачки и отбора позволяет диагностировать и оценить эффект непроизводительной закачки, связанной с подключением к перфорации дополнительных работающих толщин нестабильной трещиной авто-ГРП. Однако задача может быть решена корректно только с привлечением априорной информации, в первую очередь результатов ПГИ, геофизических исследований скважины (ГИС) в открытом стволе, промысловых данных. В ее отсутствие формальное сопоставление проводимости пластов, оцененных в циклах КСД и КПД, способно лишь диагностировать факт непроизводительных потерь закачиваемой жидкости без их количественной оценки. В ряде случаев даже обнаружить непроизводительную закачку по результатам ГДИС (без количественной оценки эффекта) в отсутствие априорных данных о пластовой системе не удастся. Априорная информация особенно необходима, если трещина подключает к закачке пласт, близкий по проницаемости и энергетическому состоянию к перфорированному пласту. Тогда значения проводимостей для циклов КСД и КПД не будут отличаться, и понять, что неперфорированная толщина работает, можно только на основе аномальной проводимости пластовой системы или по результатам комплекса ПГИ. При существенных отличиях фильтрационных свойств перфорированного и неперфорированного пластов для оценки их доли

в закачке необходимо знать соотношение работающих толщин. Оно может быть получено при совместной интерпретации результатов ГДИС и ПГИ. Однако отсутствие этой информации все же допускает приближенную оценку перечисленных параметров (с точностью до первых десятков процентов). Наконец, к числу параметров, отсутствие значений которых полностью исключает количественную интерпретацию ГДИС, относится длина трещины, а в ситуации, когда давление в перфорированном пласте аномально высоко (а именно это чаще всего и характерно для периода закачки), — еще и пластовые давления работающих интервалов. Независимые данные о длине трещины возможно получить по тем же результатам ГДИС или на основе дизайна ГРП. Но следует помнить, что речь идет о нестабильных трещинах, которые могут интенсивно и неравномерно развиваться как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении, следовательно, иметь очень изменчивые размеры и форму как по одной, так и по другой координате. Актуальны также результатов независимых определений пластового давления, т.к. речь идет об областях пластов, находящихся под интенсивной закачкой. Источником подобной информации является анализ динамики энергетического состояния пласта, в первую очередь результаты ГДИС по отдельным объектам, а также геолого-промысловые данные и результаты анализа разработки. Алгоритм интерпретации результатов ГДИС с использованием дополнительной априорной информации включает следующие этапы.

1. Определение по ГДИС проводимости  $kh_{КСД}$  в цикле КСД, когда трещина подключает к работе верхний неперфорированный пласт;  $kh_{КПД}$  в цикле КПД, когда трещина отсутствует и существует гидродинамическая связь с перфорацией только нижнего пласта.
2. Сопоставление проводимостей  $kh_{КСД}$  и  $kh_{КПД}$ , определенных в циклах КСД и КПД с заключением о подключении к перфорации дополнительной толщины (в случае существенного отличия друг от друга значений  $kh_{КСД}$  и  $kh_{КПД}$ ).
3. Определение по известным значениям  $kh_{КСД}$  и  $kh_{КПД}$  проводимости перфорированного пласта  $k_1h_1$  (рис. 2).
4. Расчет проводимости подключаемой толщины  $k_2h_2 = kh_{КСД} - k_1h_1$  с использованием дополнительной априорной информации:
  - о соотношении работающих толщин перфорированного и неперфорированного пластов  $h_1$  и  $h_2$ , а также об отсутствии перетоков между ними (результаты ПГИ);
  - о значении работающей толщины неперфорированного пласта (результаты ПГИ);

- о соотношении проницаемостей пластов и длине трещины (результаты ГДИС);
  - о текущих пластовых давлениях (результаты анализа динамики текущего энергетического состояния объектов разработки).
- Равенству проводимостей в циклах КСД и КПД соответствуют две ситуации:
- трещина не подключает к перфорации дополнительные толщины;
  - трещина подключает пласт, имеющий такую же проницаемость и пластовое давление, что и перфорированный пласт.
- Для того чтобы исключить эту неопределенность, необходимо, как и в предшествующем случае, привлечь априорную информацию, полученную с помощью методов ПГИ в обсаженной работающей скважине и методов ГИС в бурящейся скважине. Рассмотренный подход эффективен не всегда. Большое количество дополнительной информации, которую необходимо использовать в расчетах, существенно снижает качество определения искомых параметров. Выходом из ситуации является поиск дополнительных технологических решений, позволяющих снизить неоднозначность интерпретации.
- Блок-схема с алгоритмом решения данной задачи представлена на рис. 3.

### ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ИНФОРМАТИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ РАСШИРЕННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Рассмотренный выше алгоритм имеет существенный недостаток — требование большого количества дополнительной информации о резервуаре. Для устранения этого недостатка предложена расширенная технология проведения и анализа ГДИС в нагнетательных скважинах, позволяющая определять не только проводимости пластов, но и нецелевой объем закачки в нескрытые перфорацией коллекторы, подключаемые трещиной авто-ГРП. Технология предполагает проведение циклических гидродинамических исследований в следующей последовательности:

- закачка с высоким расходом с регистрацией КСД — при наличии трещины авто-ГРП и дополнительно подключенных нецелевых пластов;
- остановка скважины с регистрацией КПД, обеспечивающая закрытие трещины и связь только с перфорированным интервалом (предварительно по ПГИ во время остановки фиксируется отсутствие законных перетоков);



Рис. 3. Алгоритм совместной интерпретации гидродинамических и промыслово-геофизических исследований для оценки дополнительных толщин коллекторов, подключаемых к закачке нестабильной трещиной авто-ГРП. КСД — цикл стабилизации давления, КПД — цикл падения давления. Составлено авторами  
Fig. 3. Algorithm for the complex interpretation of well testing and production logging studies to assess additional thicknesses of reservoirs connected to the injection of an unstable spontaneous hydraulic fracturing. KSD — pressure of draw-down test, KPD — pressure of fall of test. Made by the authors

- закачка с уменьшенным расходом и регистрацией КСД\* (цикл, отличный от введенного выше) (при давлении закачки ниже давления раскрытия трещины авто-ГРП), обеспечивающая отсутствие образования трещины и закачку жидкости только в перфорированный пласт.
- По результатам ГДИС в цикле с увеличенным расходом определяются интегральные значения проводимости  $kh_{КСД} = \sum kh$  и скин-фактора  $s_{\sum}$  пластов (наличие трещины дополнительно диагностируется по значительному отрицательному значению этого параметра). В последующем цикле КПД трещина смыкается, скважина остается гидродинамически связанной только с перфорированным пластом. В этом случае проводимость перфорированного пласта  $kh_{КПД}$  определяется следующей формулой:

$$tg(\alpha) = \frac{\mu Q_1}{4\pi kh_{КПД}} \Rightarrow kh_{КПД} = \frac{\mu Q_1}{4\pi tg(\alpha)}, \quad (1)$$

где:  $Q_1$  — расход жидкости, поступающей в перфорированный пласт в предшествующем КПД цикле закачки;  $tg(\alpha)$  — тангенс угла наклона асимптоты в цикле КПД в полулогарифмическом масштабе в интервале радиального течения;  $\mu$  — динамическая вязкость пластового флюида. Однако практическое использование формулы (1) затруднено тем, что распределение

жидкости между перфорированным и неперфорированным пластами неизвестно и, следовательно, величина  $Q_1$  не определена. Если выполнить интерпретацию ГДИС формально, считая, что вся закачиваемая жидкость поступает в перфорированный пласт, то полученная в цикле КПД величина  $kh'_{КПД}$  будет «накающейся», поскольку неправильный учет дебита закачки приводит к неверной оценке истинной проводимости пласта  $kh_{КПД}$ .

$$tg(\alpha) = \frac{\mu Q_{\Sigma}}{4\pi kh'_{КПД}} \Rightarrow kh'_{КПД} = \frac{\mu Q_{\Sigma}}{4\pi tg(\alpha)}. \quad (2)$$

Из (1) и (2) следует:

$$\frac{kh'_{КПД}}{kh_{КПД}} = \frac{Q_{\Sigma}}{Q_1}. \quad (3)$$

Соотношение (3) содержит две неизвестные: проводимость перфорированного пласта  $kh_{КПД}$  и расход закачки в перфорированный пласт в цикле КСД  $Q_1$ . Для определения значения  $kh_{КПД}$  воспользуемся результатами ГДИС в цикле КСД\*. При этом будем руководствоваться очевидным фактом, что в циклах КПД и КСД\* на результаты ГДИС воздействует только перфорированный пласт, то есть проводимости пласта, определяемые по ГДИС в этих циклах, совпадают ( $kh_{КСД*} = kh_{КПД}$ ).



Следовательно,

$$\frac{kh'_{\text{КПД}}}{kh_{\text{КСД}^*}} = \frac{Q_{\Sigma}}{Q_1} \text{ или } Q_1 = Q_{\Sigma} \cdot \frac{kh_{\text{КСД}^*}}{kh'_{\text{КПД}}} \quad (4)$$

Итак, на основе определенных по результатам ГДИС в циклах КПД и КСД\* проводимостей пласта  $kh'_{\text{КПД}}$ ,  $kh_{\text{КСД}^*}$  и общего расхода закачки  $Q_{\Sigma}$  (в цикле КСД) возможна оценка расхода жидкости, поступающей в перфорированный пласт в данном цикле  $Q_1$ , а значит и вытекающего из этих оценок расхода непроизводительной закачки  $Q_2 = Q_{\Sigma} - Q_1$ .

Таким образом, дополнение технологии ГДИС циклом КСД\* с уменьшенной репрессией дает возможность определить объем нецелевой закачки. В основе количественной интерпретации лежит совместный анализ результатов измерений в циклах КПД и КСД\*, а дополнительный учет результатов измерений в цикле технологической закачки КСД позволяет определить проводимости как перфорированного, так и неперфорированного пластов.

Также следует отметить, что наличие информации о целевой закачке  $Q_1$  и проводимости  $kh_1$  дают возможность оценить скин-фактор  $S_1$  перфорированного пласта в режиме технологической закачки КСД. Оценка произво-

дится на основе уравнения Дююи для перфорированного пласта в цикле КСД:

$$Q_1 = \frac{2kh_1 \Delta P_1}{\mu (\ln \frac{R_{\text{кп}}}{r_c} + S_1)} \Rightarrow S_1 = \frac{2kh_1 (P_c - P_{\text{пл1}})}{\mu Q_1} - \ln \frac{R_{\text{кп}}}{r_c}, \quad (5)$$

где  $P_c$  — забойное давление в цикле КСД;  $P_{\text{пл1}}$  — пластовое давление, определяемое в цикле КПД;  $R_{\text{кп}}$  — радиус контура питания;  $r_c$  — радиус скважины;  $\mu$  — динамическая вязкость флюида (воды).

Изложенный выше алгоритм интерпретации результатов ГДИС представлен ниже (рис. 4) в виде блок-схемы.

Таким образом, для диагностики трещины авто-ГРП и экспрессной оценки доли непроизводительной закачки с минимальным привлечением дополнительной априорной информации необходима модернизированная технология исследования, включающая циклы работы на высокой репрессии (при которой трещина открыта), при остановке скважины (трещина смыкается) и на низкой репрессии (трещина закрыта).

Сравнивая величины проводимости пласта, определенные по результатам ГДИС в переносных циклах, можно:

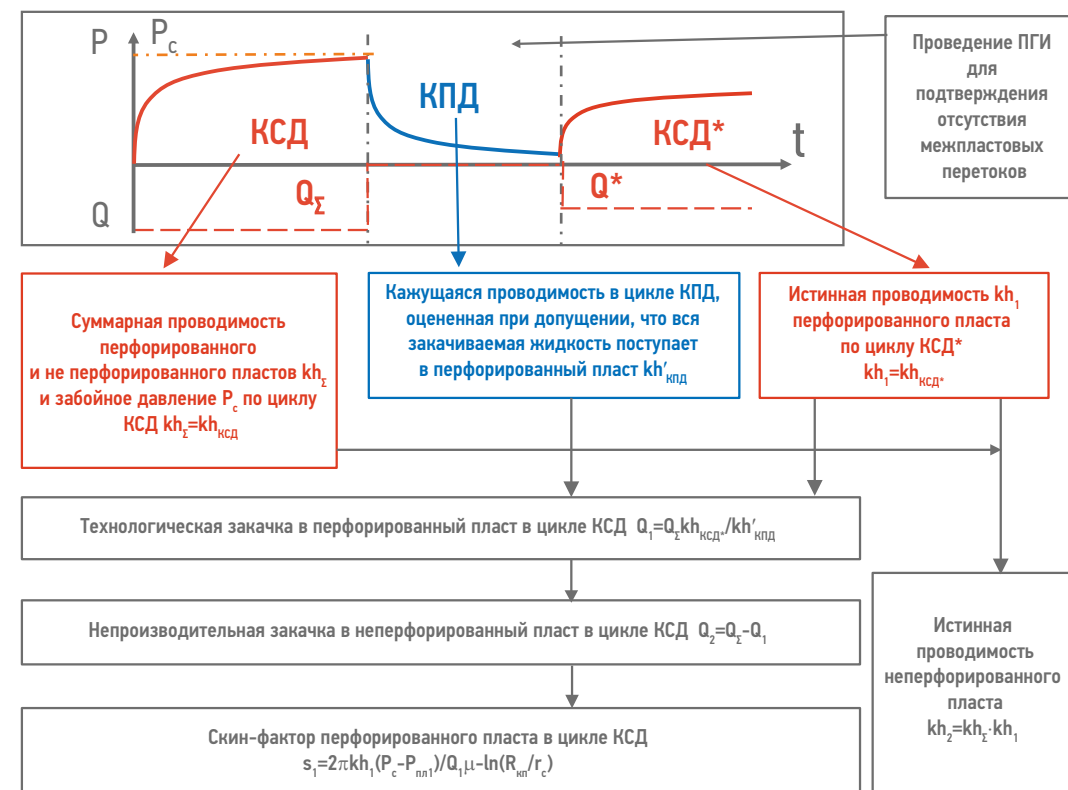
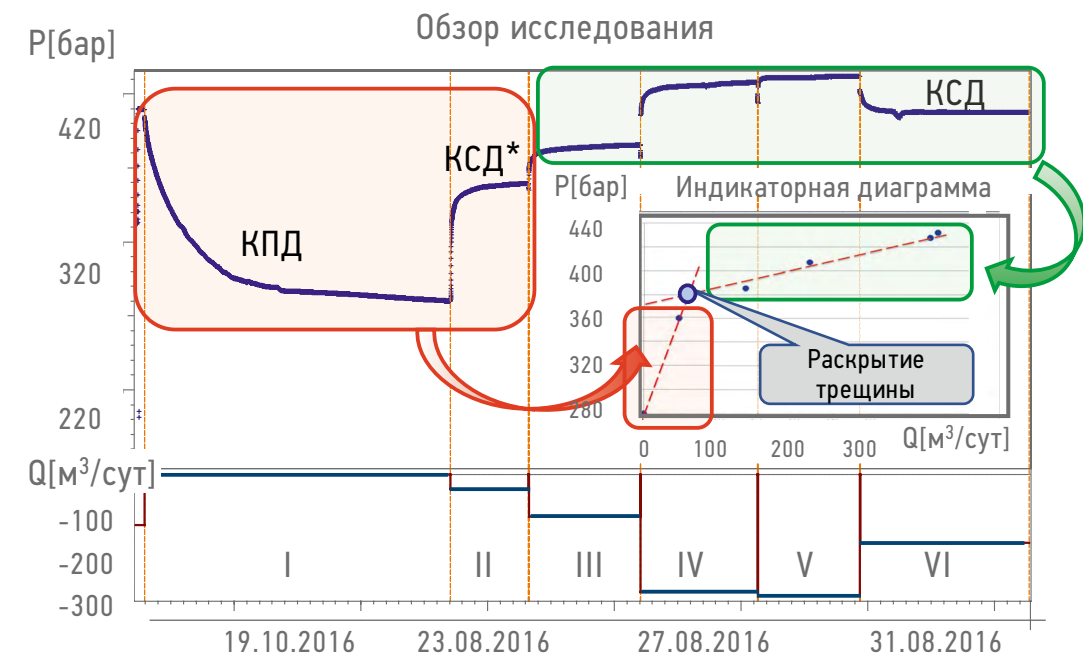


Рис. 4. Алгоритм интерпретации гидродинамических исследований для оценки объемов непроизводительной закачки. КСД, КСД\* — циклы стабилизации давления, КПД — цикл падения давления. Составлено авторами  
Fig. 4. Algorithm for interpretation of well testing studies to assess the volume of non-productive injection. KSD, KSD\* — pressure of draw-down tests, KPD — pressure of fall of test. Made by the authors



- диагностировать факт подключения к закачке неперфорированных толщин с высокой проницаемостью (случай наиболее негативный с точки зрения точности определения критериев непроизводительной закачки);
- оценить свойства нескрытого перфорацией пласта; определить объем непроизводительной закачки.

При невозможности проведения дополнительного технологического цикла КСД\* проводимость перфорированного пласта можно ориентировочно оценить по результатам комплекса ГИС в открытом стволе (при наличии надежных петрофизических связей), но достоверность итогового результата существенно уменьшится.

Обратим внимание, что при рассмотренной выше расширенной технологии исследований различие в пластовых давлениях перфорированного пласта и коллектора, подключаемого к перфорации трещиной, никак не отражается на информативности ГДИС. Все дело в том, что при подобной технологии перераспределение между пластами расхода закачки под воздействием нестабильной трещины как раз и является одним из независимо определяемых количественных параметров. Что было причиной перераспределения: различие в фильтрационных свойствах, разница в толщинах перфорированного и не-

перфорированного пластов либо же изменение их энергетического состояния, — уже не имеет значения.

Этот факт серьезно повышает роль и престиж циклических гидродинамических исследований (основанных на управлении поведением нестабильной трещиной) при диагностике и оценке непроизводительной закачки. На рис. 5, 6 приведен пример реализации описанного алгоритма.

В нагнетательной скважине «\*3» были произведены исследования, состоящие из нескольких циклов: остановка скважины на КПД с продолжительностью 115 часов; запуск скважины на режим с уменьшенным расходом закачки 46 м³/сут продолжительностью 29,5 часа (цикл КСД\*); смена режима с увеличением расхода до 135 м³/сут (цикл КСД) (рис. 7).

Увеличение расхода закачки с 46 до 135 м³/сут привело к раскрытию трещины авто-ГРП и, как следствие, к подключению дополнительно работающей толщины, о чем свидетельствует увеличение оцениваемого по результатам ГДИС гидропроводности.

Факт влияния трещины на результаты ГДИС при режиме закачки с расходом 135 м³/сут дает возможность предположить, что трещина уже существовала до периода остановки скважины на КПД. Таким образом, в данном

исследовании имеется вся необходимая информация для определения непроизводительной закачки через трещину авто-ГРП. По результатам интерпретации ГДИС расходы производительной и непроизводительной закачки на технологическом режиме работы скважины составили соответственно 53,7 и 81,3 м³/сут.

### ИНФОРМАТИВНОСТЬ ТЕРМОМЕТРИИ ПРИ ДИАГНОСТИКЕ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ

В практике термометрии при оценке профиля приемистости широко используется технология, предусматривающая остановку закачки. Ее информативной основой является зависимость темпа восстановления первоначальной температуры в остановленной скважине от количества ранее поглощенной пластом нагнетаемой жидкости. Результаты моделирования свидетельствуют, что при наличии трещины классические закономерности изменения температуры во времени после прекращения закачки существенно усложняются. При одной и той же приемистости коллектора и продолжительности закачки интенсивность релаксации первоначальной температуры дополнительно зависит от длины трещины: чем длиннее трещина, тем больше темп релаксации (рис. 7).

Данный эффект связан с преобладающим влиянием на темп релаксации распределения температуры в окоскважинной области, непосредственно примыкающей к стволу скважины. Наличие трещины перераспределяет закачиваемую жидкость по простиранию пласта, уменьшая тепловое воздействие на коллектор в непосредственной близости от ствола скважины и увеличивая его в удаленной от ствола скважины области. Вследствие этого тепловое воздействие закачки на ближнюю зону ослабевает, и температура в стволе скважины восстанавливается быстрее. Этот процесс нуждается в дополнительном изучении, что должно способствовать усовершенствованию технологии проведения термических исследований и экспрессной интерпретации результатов при определении профиля приемистости в скважинах с ГРП.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Циклические ГДИС в комплексе с промыслово-геофизическими исследованиями являются эффективным инструментом диагностики нестабильных трещин в скважинах с авто-ГРП. Дополнение технологии исследований циклами измерений давления и расхода при закрытой трещине существенно повышает информативность ГДИС, обеспечивая

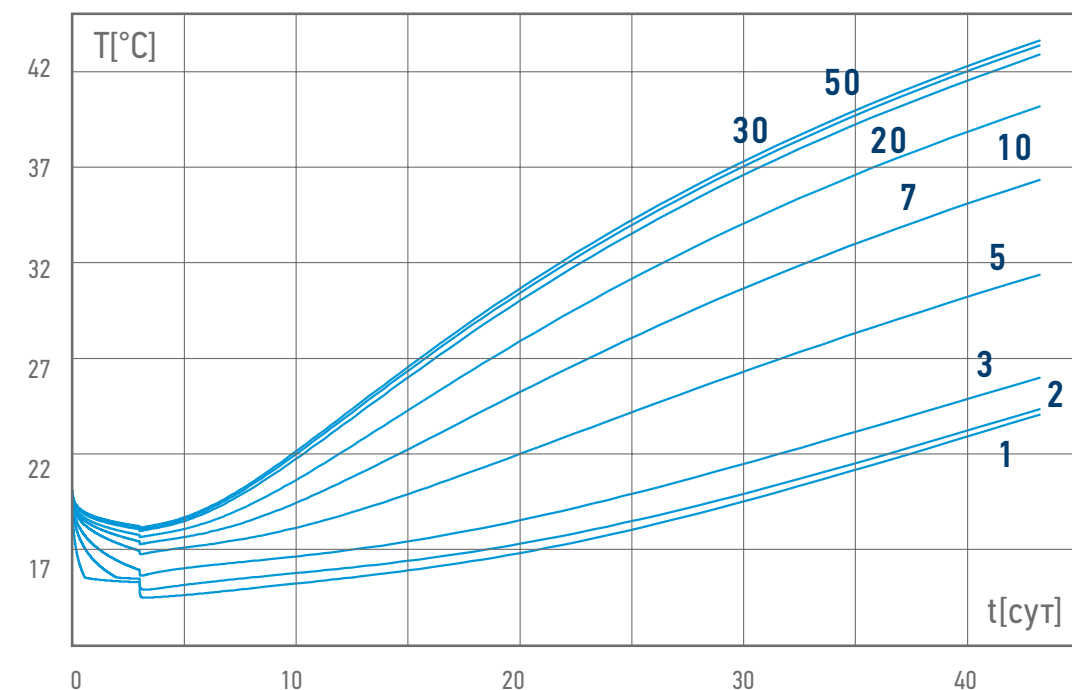


Рис. 7. Изменение температуры  $T$  в нагнетательной скважине:  $t$  — время, значение  $t = 0$  соответствует началу нагнетания; шифр кривых — длина трещины. Расчеты выполнены при длительности цикла закачки 3 сут, расходе закачиваемой жидкости 10 м³/сут на 1 м толщины пласта, проницаемости пласта 10мД. Составлено авторами

Fig. 7. Change in temperature  $T$  of the injection well:  $t$  — is the time, the value  $t = 0$  corresponds to the start of injection; the code of the curves — is the fracture length. The calculations were performed with an injection cycle duration of 3 days, the injection fluid flow rate of 10 m³/day per 1 m of the formation thickness, formation permeability 10mD. Made by the authors

количественную оценку доли непроизводительной закачки по нестабильной трещине в общем расходе скважины. Информативный потенциал ГДИС связан с более широким применением нестационарной

термометрии скважин, однако для его реализации необходим детальный анализ закономерностей формирования теплового поля в пределах пласта, вскрытого нестабильной трещиной.

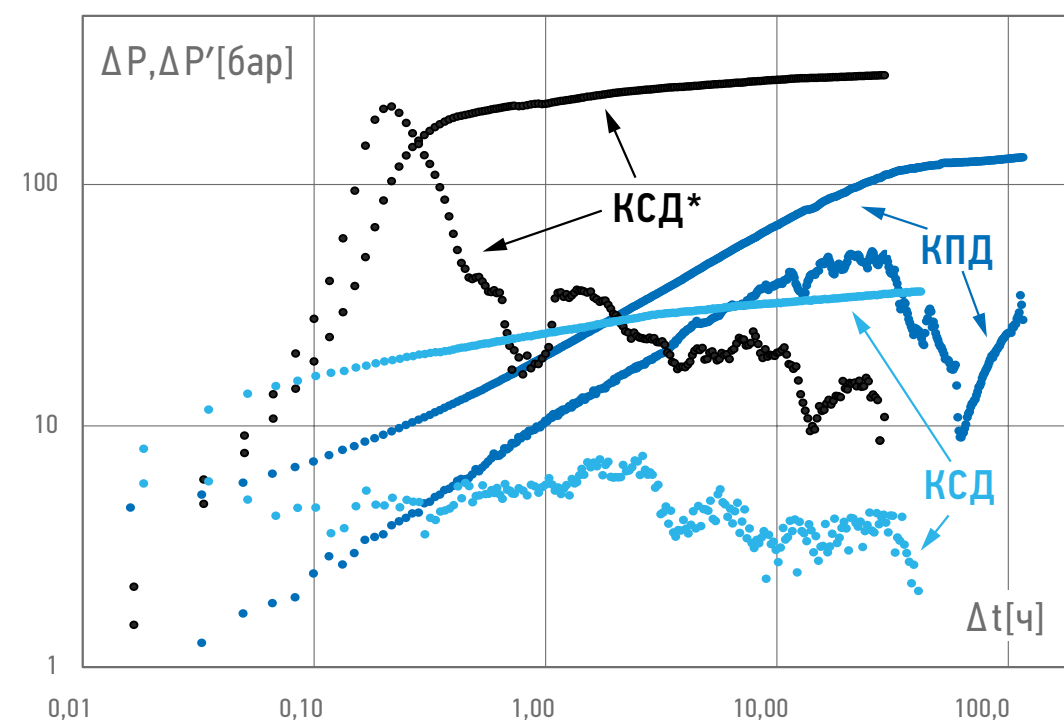


Рис. 6. Результаты log-log-диагностики в циклах КСД, КСД\* и КПД. Составлено авторами  
Fig. 6. Results of log-log diagnostics in cycles of drawdown, drawdown\* and buildup.  
Made by the authors

### Список литературы

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 5. — С. 52–57.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. — М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая гидродинамика», 2010. — 780 с.
3. Асмидияров А.Н., Давлетбаев А.Я., Мальцев В.В. и др. Исследование развития трещин авто-ГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 5. — С. 70–73.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Том II. Роль гидродинамики-геофизического мониторинга в управлении разработкой. — М.: Институт компьютерных исследований, Ижевск, 2020. — 756 с.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамики-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. — М.: Институт компьютерных исследований, Ижевск, 2018. — 795 с.
6. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. — М.: Институт компьютерных исследований, Ижевск, 2012. — 894 с.
7. Кременецкий М.И., Кокорина В.В., Мельников С.И. Технология контроля совместно разрабатываемых низкопроницаемых пластов в условиях гидроразрыва // SPE № 161970. — 2014.
8. Халиуллин Ф.Ф., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мусалеев Х.З. Способ диагностики и количественной оценки непроизводительной закачки в нагнетательных скважинах с нестабильными трещинами авто-ГРП, Патент на изобретение № 2728032 с приоритетом от 12.02.2019 г.

### References

1. Ipatov A.I., Kremensky M.I., Gulyaev D.N. Modern well-test technologies and rise of their importance for field development. *Oil Industry*, 2009, vol. 5, p. 52–57. (In Russ.)
2. Ipatov A.I., Kremensky M.I. *Geophysical and Hydrodynamic Control of the Development of Hydrocarbon Deposits, Regular and Chaotic Dynamics*, Ijevsk, 2010, 780 p. (In Russ.)
3. Malsev V.V., Asmandyarov R.N., Baikov V.A., Usmanov T.S. Testing of auto hydraulic-fracturing growth of the linear oilfield development system of Priobskoye oil field. *Oil Industry*, 2012, vol. 5, p. 70–73. (In Russ.)
4. Kremensky M.I., Ipatov A.I. Application of Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields. Vol II. *The Role of Hydrodynamic and Geophysical Monitoring in the Development Management. Regular and Chaotic Dynamics*, Ijevsk, 2020, 756 p. (In Russ.)



**5.** Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Stationary Hydrodynamic and Geophysical Monitoring of Oil and Gas Field Development*. — Regular and Chaotic Dynamics, Ijevsk, 2018, 795 p. (In Russ.)  
**6.** Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulaev D.N. *Information Support and Technologies of Hydrodynamic Modeling of Oil and Gas Deposits*. — Regular and Chaotic Dynamics, Ijevsk, 2012, 894 p. (In Russ.)  
**7.** Kremenetsky M.I., Kokurina V.V., Melnikov S.I. Monitoring Technology of Co-Mingled Tight Play Development with Hydraulic Fractures. *SPE № 161970*. 2014. (In Russ.)  
**8.** Khaliullin F.F., Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Musaleev K.Z. Method of diagnostics and quantitative estimation of non-productive injection in injections wells with unstable cracks of auto-hf, Patent RU 2728032, effective date for property rights: 02.12.2019 (In Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**М.И. Кременецкий** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.И. Ипатов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.А. Ридель** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Х.З. Мусалеев** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.Н. Никонорова** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работ.

**Mikhail I. Kremenetsky** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Andrey I. Ipatov** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Alexander A. Rydel** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Kharis Z. Musaleev** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Anasatasija N. Nikonorova** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Харис Закариевич Мусалеев** — кандидат технических наук, главный специалист РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина  
119296, Россия, Москва, Ленинский проспект, д. 65.  
e-mail: Kharismusaleev@rambler.ru  
SPIN-код: 5938-9615  
AuthorID: 926710

**Анастасия Николаевна Никонорова** — аспирант РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина  
119296, Россия, Москва, Ленинский проспект, д. 65.  
e-mail: Anastasia.nikonorova@list.ru  
SPIN-код: 3757-4646  
AuthorID: 1116579

**Kharis Z. Musaleev** — Ph.D of Sci. (Techn.), Chief specialist, Gubkin Russian State University of Oil and Gas  
65 Leninsky prospect, 119991, Moscow, Russia.  
e-mail: Kharismusaleev@rambler.ru  
SPIN-code: 5938-9615  
AuthorID: 926710

**Anastasija N. Mikonorova** — Graduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas  
65 Leninsky prospect, 119991, Moscow, Russia.  
e-mail: Anastasia.nikonorova@list.ru  
SPIN-code: 3757-4646  
AuthorID: 1116579

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Михаил Израилевич Кременецкий\*** — доктор технических наук, эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 4943-9249  
AuthorID: 926837

**Андрей Иванович Ипатов** — доктор технических наук, ведущий эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Ipatov.ai@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 5314-5591  
AuthorID: 332216

**Александр Александрович Ридель** 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».  
e mail: Ridel.aa@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 1580-0264  
AuthorID: 1117684

**Mikhail I. Kremenetsky\*** — Dr. of Sci. (Techn), Expert, Gazpromneft STC LLC.  
75–79-liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 4943-9249  
AuthorID: 926837

**Andrey I. Ipatov** — Dr. of Sci. (Techn), Leading expert, Gazpromneft STC LLC  
75–79-liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Ipatov.ai@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 5314-5591  
AuthorID: 332216

**Alexander A. Rydel** — Expert, Gazpromneft STC LLC  
14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia.  
e-mail: Ridel.aa@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 1580-0264  
AuthorID: 1117684

# ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ СКВАЖИН БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННОЙ МОДЕЛИ ДИНАМИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

И.В. Байков<sup>1</sup>, О.Ю. Кашников<sup>1,\*</sup>, Р.И. Гатин<sup>1</sup>, А.В. Ханов<sup>1</sup>, М.Ю. Данько<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства», РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>ООО «Тюменский институт нефти и газа», РФ, Тюмень

**Электронный адрес:** kashnikov.oyu@gazprom-neft.ru

**Введение.** Прогнозирование динамики работы скважин баженовской свиты является важной задачей. Традиционно оно осуществляется с использованием геолого-гидродинамического моделирования, т. е. решением прямой задачи гидродинамики. Однако для сланцевых коллекторов этот подход невозможен, поскольку добыча нефти является производной геологии в меньшей степени, чем технологии. Промышленные дебиты нефти получают из «неколлекторов» в обычном понимании. Система техногенных трещин образует коллектор, связанный с нефтенасыщенной породой, и свойства такой системы описываются слишком большим числом параметров с высокой неопределенностью и рядом допущений [3–7]. С другой стороны, существуют методы прогнозирования, основанные на решении обратной задачи гидродинамики. Обладая достаточным количеством данных по разработке, можно прогнозировать динамику работы, основываясь на статистических зависимостях [9] или прокси-моделях материального баланса.

**Цель.** Целью настоящей работы являлось создание методики расчета добычи нефти из коллекторов баженовской свиты.

**Методика.** В работе предложена и апробирована методика прогноза динамики добычи нефти, жидкости и газа на основе модификации модели динамического материального баланса CRM (Capacitance-Resistive Models — объемно-резистивная модель) в многофазном приближении, что важно для изучаемого объекта.

**Результаты.** Методика была использована при расчете технологических показателей разработок для объекта ЮЮ0/01 одного из месторождений, расположенного в ХМАО, и показала свою работоспособность, что позволяет рекомендовать ее как основу для составления проектных документов в качестве альтернативы построению гидродинамической модели (ГДМ).

**Ключевые слова:** уравнение материального баланса, баженовская свита, подсчет запасов нефти, гидродинамическая модель, объемно-резистивная модель

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Байков И.В., Кашников О.Ю., Гатин Р.И., Ханов А.В., Данько М.Ю. Прогнозирование работы скважин баженовской свиты на основе модифицированной модели динамического материального баланса. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):106–115. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-106-115>

Статья поступила в редакцию 06.09.2021

Принята к публикации 20.10.2021

Опубликована 24.12.2021

FORECASTING THE OPERATION OF WELLS IN THE BAZHENOV FORMATION  
BASED ON A MODIFIED DYNAMIC MATERIAL BALANCE MODEL

Iskander V. Baykov<sup>1</sup>, Oleg Yu. Kashnikov<sup>1,\*</sup>, Rustam Ir. Gatin<sup>1</sup>, Alexander V. Khanov<sup>1</sup>,  
Michael Yu. Danko<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Gazpromneft — Technological Partnerships, LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Tumen Oil and Gas Institute, LLC, RF, Tumen

**E-mail:** Kashnikov.OYu@gazprom-neft.ru

**Background.** Predicting the dynamics of the Bazhenov formation is an important task. Traditionally, it is carried out using geological and hydrodynamic modeling, i. e., solving the direct problem of hydrodynamics.

However, for shale reservoirs, this approach is not possible, oil production is a derivative of geology to a lesser extent than technology. Industrial net production rates can be obtained from non-reservoirs in the usual sense. The system of technogenic fractures forms a reservoir associated with oil-saturated rock and the properties of such a system are described by too many parameters with high uncertainty and a number of assumptions [3–7]. On the other hand, there are forecasting methods based on solving the inverse problem of hydrodynamics. Having a sufficient amount of development data, it is possible to predict the dynamics of work based on statistical dependencies [9] or proxy material balance models.

**The purpose of this work.** The purpose of this work was to create a convenient methodology for calculating oil production from the reservoirs of the Bazhenov formation.

**Methodology.** The paper proposes and tests a method for predicting the dynamics of oil, liquid and gas production for wells in the Bazhenov formation based on a modification of the CRM dynamic material balance model (Capacity-Resistive Models — volume-resistive model).

**Results.** The method was tested when calculating the technological indicators of development for the object of one of the fields located in the KhMAO and showed its efficiency, which allows us to recommend it as a basis for drawing up project documents as an alternative to building a hydrodynamic model (GDM).

**Keywords:** material balance equation, Shale formations, Bazhenov formation, the calculation of oil reserves, CRM, capacitance-resistive models

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Baykov I.V., Kashnikov O.Yu., Gatin R.I., Khanov A.V., Danko M.Yu. Forecasting the operation of wells in the Bazhenov formation based on a modified dynamic material balance model. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):106–115. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-106-115>

Manuscript received 06.09.2021

Accepted 20.10.2021

Published 24.12.2021

## МОДИФИКАЦИЯ МЕТОДА CRM ДЛЯ РАСЧЕТА ДИНАМИКИ РАБОТЫ СКВАЖИН С ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ, ПРЕВЫШАЮЩИМ НАЧАЛЬНОЕ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ (CRMmf)

Общая модель материального баланса CRM для единичной скважины с учетом изменения забойного давления может быть записана следующим образом [1]:

$$q(t_n) = \sum_{k=1}^n \left\{ e_w^k + \sum_{i=1}^{N_i} \left( f_{ij} I_i - J \tau_j \frac{\Delta p_j^k}{\Delta t} \right) \right\} \cdot \left( 1 - e^{-\left( \frac{\Delta t_k}{\tau} \right)} \right) e^{-\left( \frac{t_n - t_k}{\tau} \right)} + q(t_0) e^{-\left( \frac{t_n - t_0}{\tau} \right)}, \quad (1)$$

где:  $q(t_n)$  — дебит флюида в момент времени  $t_n$  (м<sup>3</sup>/сут);  $t_0$  — момент начала расчета (дни);  $e_w^k$  — приток воды из законтурной области (м<sup>3</sup>);  $I_i$  — приемистость  $i$ -й добывающей скважины (м<sup>3</sup>/сут);  $f_{ij}$  — коэффициент взаимовлияния дебита жидкости и закачки (д.ед);  $J$  — продуктивность (м<sup>3</sup>/атм);  $t_k$  — момент изменения забойного давления (дни);  $\Delta p_j^k$  — изменение забойного давления за момент времени  $\Delta t$  (атм);  $\tau$  — характерное время затухания (дни).

Параметр  $\tau$  связан с продуктивностью ( $J$ ), сжимаемостью ( $c_v$ ) и дренируемым поровым объемом системы ( $V_p$ ) следующим соотношением:

$$\tau = \frac{c_v V_p}{J}. \quad (2)$$

При отсутствии системы поддержания пластового давления и притока из законтурной области, постоянном шаге расчета и изменении забойного давления формулу (1) можно существенно упростить и привести к виду:

$$q(t_n) = q(t_{n-1}) e^{-\left( \frac{t_n - t_{n-1}}{\tau} \right)} - J \tau \frac{p_n - p_{n-1}}{\Delta t} \left( 1 - e^{-\left( \frac{t_n - t_{n-1}}{\tau} \right)} \right). \quad (3)$$

По сути, это упрощенная гидродинамическая модель, в которой параметр  $\tau$  может служить для настройки модельных и фактических значений. Если определены сжимаемость и продуктивность, то при сходимости расчетной и фактической динамики можно говорить о том, что найден дренируемый поровый объем.

Впервые использовать модель CRM для прогнозирования динамики работы скважин баженовских и ачимовских коллекторов было предложено в работе [8], но задача заключается в том, что необходима настройка модели CRM не на дебит жидкости, а на дебит многофазного флюида на забое  $Qmf(t_n)$ , который складывается из дебита жидкости и объемного дебита газа, приведенного к термобарическим условиям на забое:

$$Qmf(t_n) = ql(t_n) + qg(t_n), \quad (4)$$

где:  $Qmf(t_n)$  — дебит многофазного флюида в момент времени  $t_n$  (м<sup>3</sup>);  $ql(t_n)$  — дебит жидкости в момент времени  $t_n$  (м<sup>3</sup>);  $qg(t_n)$  — дебит газа в забойных условиях в момент времени  $t_n$  (м<sup>3</sup>).

Дебит газа на забое можно рассчитать по упрощенной формуле для идеального газа через дебит газа  $Q_g$  в момент времени  $t_n$ , газосодержание  $RS$  (которое рассчитывается как функция забойного давления  $p_n$ ) и дебит нефти  $q_{oil}(tn)$ :

$$qg(t_n) = \frac{Qg(tn) - RS(pn) \times q_{oil}(tn)}{pn}. \quad (5)$$

В формуле (5) значения не могут быть отрицательными.



Итоговая формула модели CRM с учетом газа будет выглядеть следующим образом:

$$ql(t_n) + \frac{Qg(tn)-RS(pn) \times q_{oil}(tn)}{pn} = q(t_{n-1})e^{-\left(\frac{tn-t_{n-1}}{\tau}\right)} - J\tau \frac{p_n - p_{n-1}}{\Delta t} \times \left(1 - e^{-\left(\frac{tn-t_{n-1}}{\tau}\right)}\right) \quad (6)$$

Применение формулы (6) для реальной динамики работы скважин дает высокую сходимость модельных и фактических значений дебита мультифлюида на всех интервалах динамики (рис. 1).

ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЯВЛЯЕТСЯ АЛЬТЕРНАТИВОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ МОДЕЛЯМ, ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИВАТЬ ПРОГНОЗНУЮ ДИНАМИКУ РАБОТЫ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО КАЖДОЙ СКВАЖИНЕ В МНОГОФАЗНОМ ПРИБЛИЖЕНИИ.

Ниже приведены несколько примеров настройки модели на дебит мультифлюида по скважинам № 2 и 3 (рис. 2, 3). Хорошая сходимость расчетов с фактом позволяет сделать вывод о работоспособности методики в условиях баженовской свиты, где, по всей видимости, процесс разгазирования не оказывает существенного влияния на снижение продуктивности скважины.

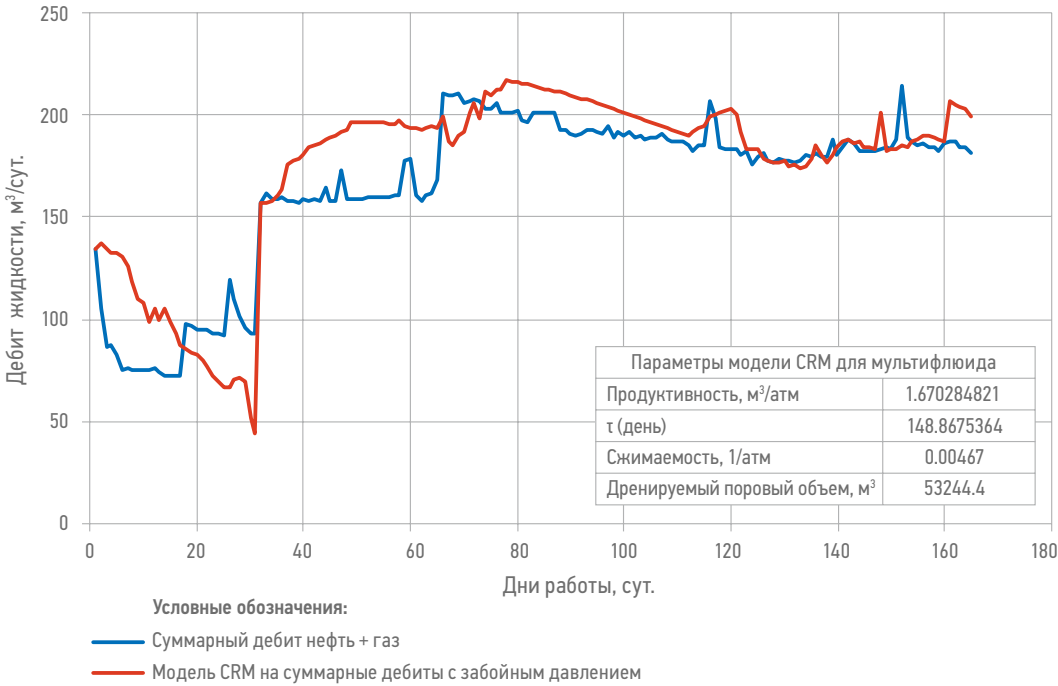


Рис. 1. Настройка модели CRM (mf) для суммарного дебита нефти + газ. Скважина № 1. Составлено авторами  
Fig. 1. Setting up the CRM (mf) model for the total oil + gas flow rate. Well No. 1. Made by the authors

АЛГОРИТМ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ CRM (MF) ДЛЯ ВСЕХ СКВАЖИН ПОЛИГОНА

Адаптация модели материального баланса к истории разработки проводилась согласно суточным замерам работы скважин. Это сделано для повышения точности расчетов, так как важны изменения забойного давления в привязке к конкретным дебитам жидкости, а не их трендовая составляющая. Также стоит отметить, что адаптация осуществляется при настройке на суммарный дебит (нефть + вода + газ), забойные давления являются управляющим параметром, а дебиты нефти газа и воды — вторичными. В таких условиях по аналогии с ГДМ точность настройки на забойные давления абсолютна, а для дебита жидкости не должно быть таких же жестких параметров настройки, как в ГДМ, поскольку жидкость не является управляющим параметром. Также в модели CRM важна не адаптация как таковая, а предсказательная способность, поэтому настройка осуществляется на наиболее характерные интервалы, тяготеющие к концу динамики. Это можно увидеть на рис. 3, где первые интервалы в адаптации не участвовали. В модели CRM учтены требования по адаптации для ГДМ, утвержденные в РД (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 7160 от 21.12.2017 г.). Посуточная настройка модели на дебит нефти жидкости и газа приведена на рис. 4 (а, б, в).

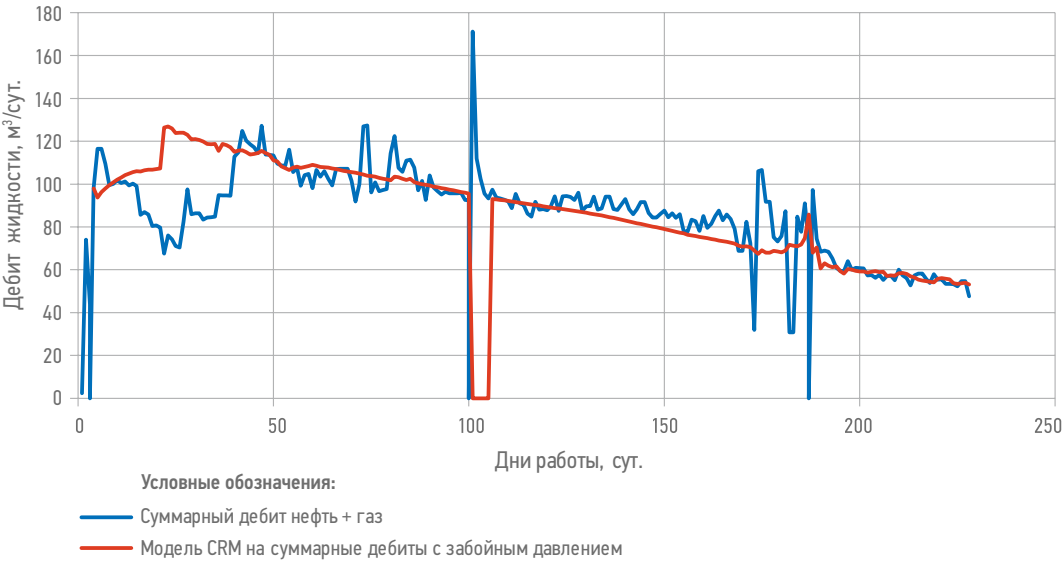


Рис. 2. Настройка модели CRM для суммарного дебита нефти + газ. Скважина № 2. Составлено авторами  
Fig. 2. Setting up the CRM (mf) model for the total oil + gas flow rate. Well No. 2. Made by the authors

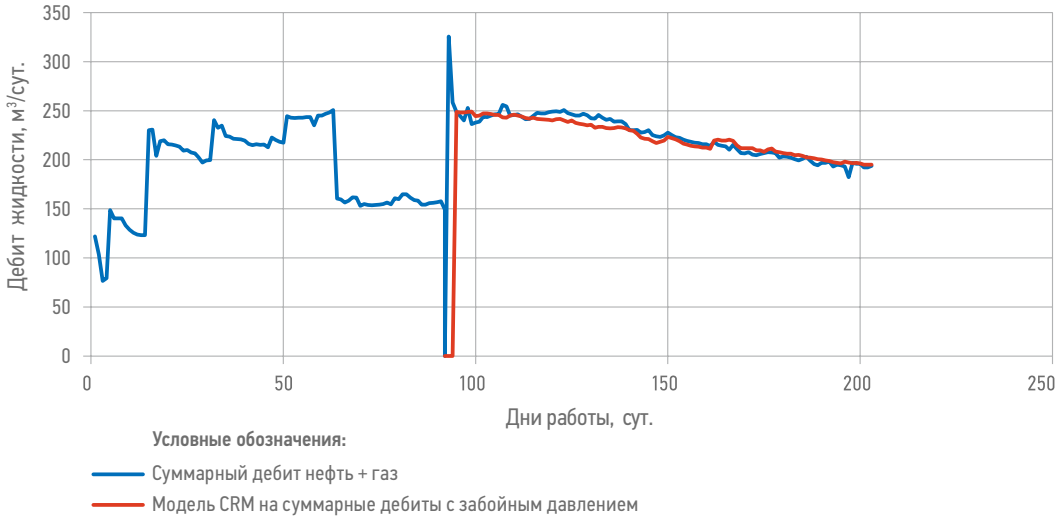


Рис. 3. Настройка модели CRM для суммарного дебита нефти + газ. Скважина № 3. Составлено авторами  
Fig. 3. Setting up the CRM (mf) model for the total oil + gas flow rate. Well No. 3. Made by the authors

На рис. 5 приведена поскважинная настройка модели на накопленную добычу нефти, скважины, на которые приходится 80 % добычи находятся в 20%-ном коридоре расхождения между фактической и расчетной добычей. Таким образом, модифицированная модель многофазного динамического материального баланса на основе прокси-модели CRM характеризуется высокой предсказательной способностью и может использоваться для расчета прогнозного варианта.

давление по аналогии с ГДМ, нефть пересчитывается через дебит мультифлюида и газовый фактор. На рис. 6 приведен прогноз дебита нефти и мультифлюида по скважине № 1 при расчете по предлагаемой методике. Для скважин баженовской свиты характерна слабая зависимость дебитов нефти и накопленной добычи от геологических параметров: эффективной толщины, фациального состава, расчлененности и пр. [9], поэтому прогнозирование предлагается осуществлять методом «усредненной» скважины. Параметры работы проектной скважины будут зависеть от ряда технологических параметров: длины горизонтального участка, количества портов ГРП, объема и скорости закачки пропанта.

МЕТОДИКА ПРОГНОЗНЫХ РАСЧЕТОВ

Расчет ведется по каждой скважине с параметрами J и τ, определенными в ходе адаптации. Можно менять прогнозные забойные

ОБОСНОВАНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ  
ДЛЯ ПРОЕКТНОЙ СКВАЖИНЫ

На рис. 7 приведена иллюстрация характерного поведения обводненности для скважины баженовской свиты на примере скважины № 1. В начальный момент работы скважины обводненность достигает 80–100 %, снижаясь до 10–30 % за первый месяц работы. Подобная зависимость объясняется отбором жидкости разрыва, закачка которой достигает нескольких тысяч тонн при скорости закачки 5–15 м³/мин. Зависимость можно описать логарифмическим уравнением или двумя точками: накопленный отбор

жидкости до выхода на «плато» по обводненности (В) и величина «плато» обводненности (С). В среднем обводненность выходит на значение 18,7 %, а объем отобранной жидкости для достижения «плато» составляет 3 тыс. м³. Логарифмическая зависимость может быть построена для двенадцати скважин из двадцати восьми. Для шести скважин среднеквадратичное отклонение тренда превышает 0,5. На рис. 8 приводится обоснование уравнения для воспроизведения обводненности для проектной скважины. Поскольку исторические скважины работали разное вре-

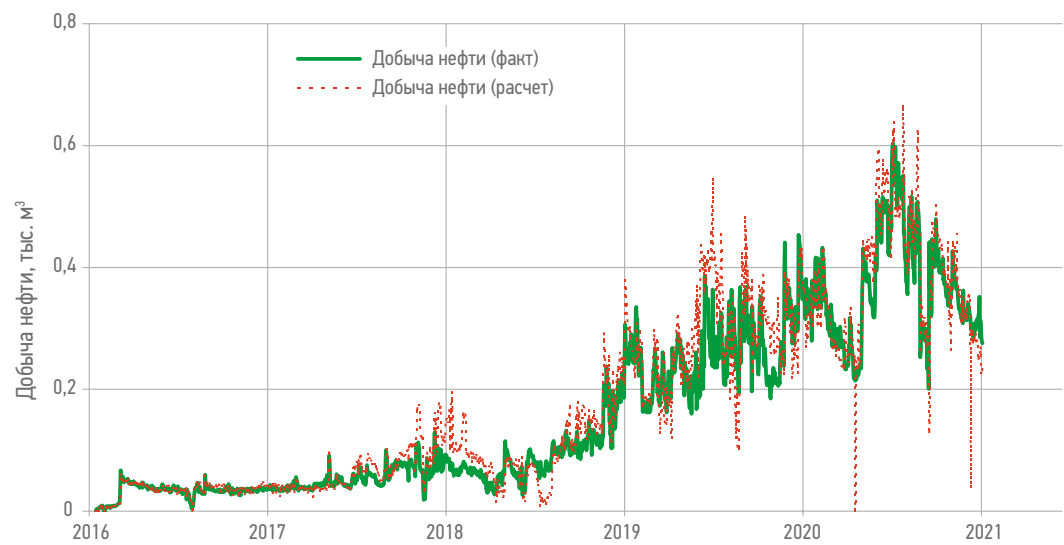


Рис. 4. а) Посуточная настройка модели на дебит нефти. Составлено авторами  
Fig. 4. а) Daily adjustment of the model for oil production. Made by the authors

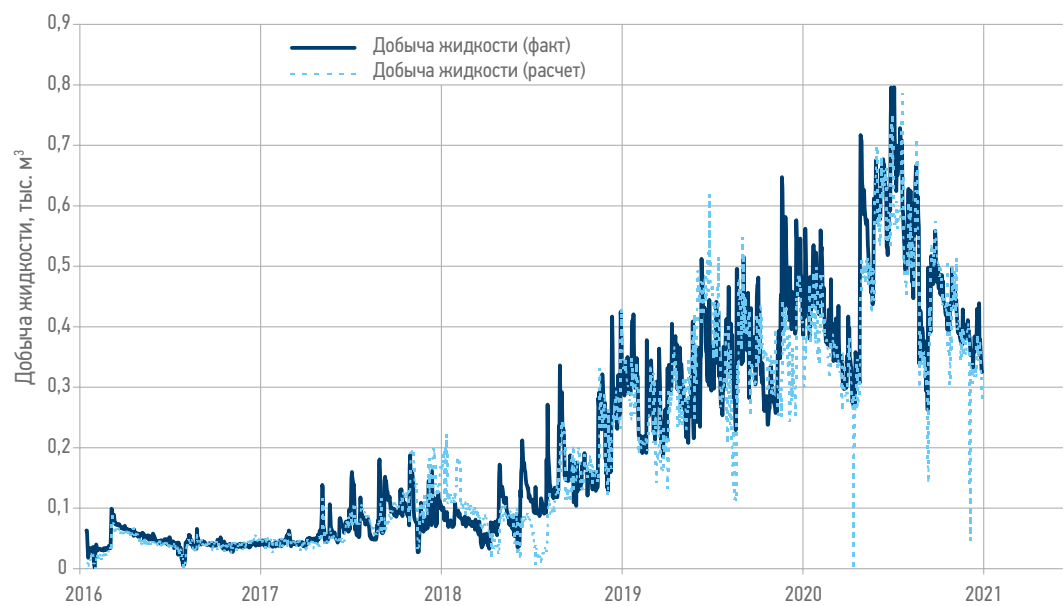


Рис. 4. б) Посуточная настройка модели на дебит жидкости. Составлено авторами  
Fig. 4. б) Daily adjustment of the model to the flow rate of the liquid. Made by the authors

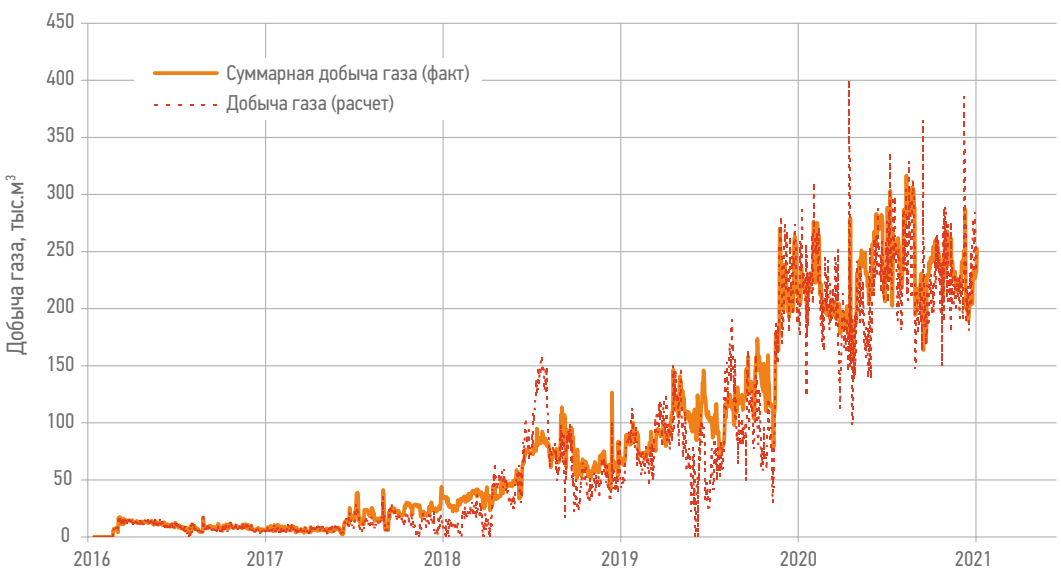


Рис. 4. в) Посуточная настройка модели на дебит газа. Составлено авторами  
Fig. 4. в) Daily adjustment of the model for gas flow rate. Made by the authors

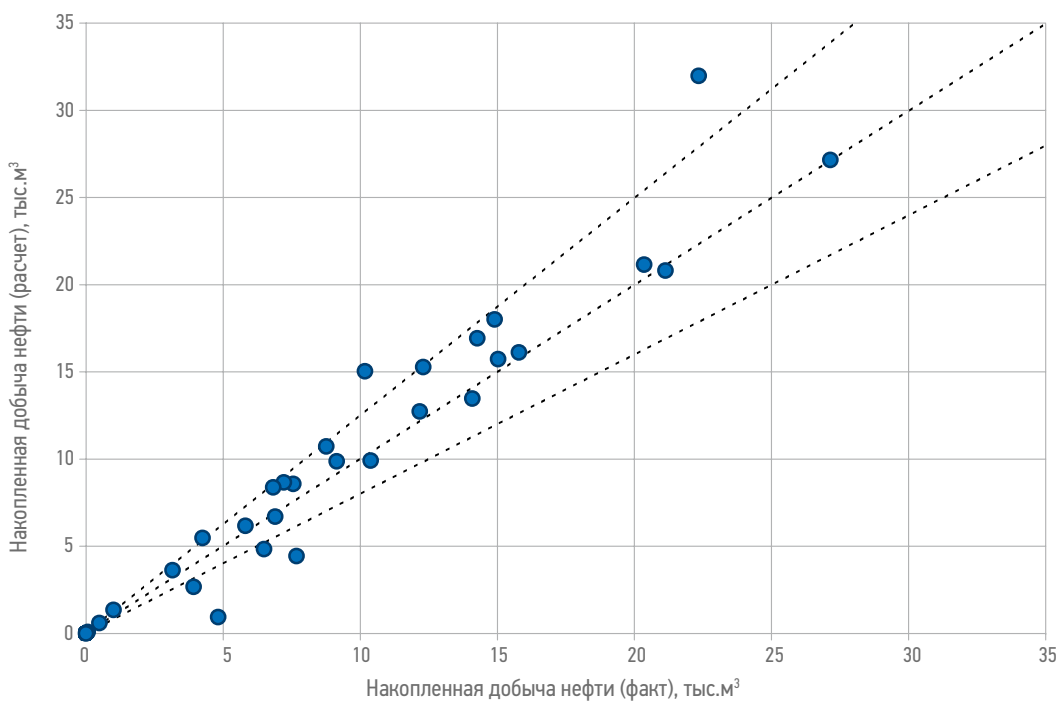


Рис. 5. Поскважинная настройка модели на накопленную добычу нефти. Составлено авторами  
Fig. 5. Downhole adjustment of the model for accumulated oil production. Made by the authors

мя, корректно усреднить обводненность не представляется возможным, поэтому усреднялись сами тренды, имеющие  $R^2 > 0,5$ . Итоговое уравнение для воспроизведения обводненности в прогнозной скважине:

$$f(V) = -0.135 \cdot \ln(V) + 1.4033, \quad (7)$$

где  $f(V)$  — обводненность для текущего накопленного отбора жидкости;  $V$  — накопленный отбор жидкости.

ОБОСНОВАНИЕ НАЧАЛЬНОГО ДЕБИТА  
ПО МУЛЬТИФЛЮИДУ ДЛЯ ПРОЕКТНОЙ  
СКВАЖИНЫ

Установлена зависимость осредненного дебита мультифлюида (средние дебиты после запусков) от массы закаченного пропан-та (произведение количества стадий ГРП на массу пропан-та на одну стадию). Преимуществом разработанного метода прокси-моделирования на основе моделей



CRM является возможность оценки прогнозной динамики работы по каждой фактической и проектной скважине с учетом изменения дизайна ГРП, длины горизонтального участка скважины и др. Можно изменять динамику ввода, ограничения по минимальному дебиту нефти, газовому фактору. Поскольку описанный во «Временных методических рекомендациях...» [2] метод этого сделать не позволяет, предлагается принимать КИН по описанной методике не как средневзвешенный по площади дренирования, а непосредственно по прогнозным расчетам.

На основе данного метода был выполнен прогноз динамики технологических показателей разработки по объекту ЮКО/01 в рамках составления проектно-технологического документа.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для прогноза технологических показателей разработки баженновской свиты одного из месторождений была предложена модификация модели многофазного дина-

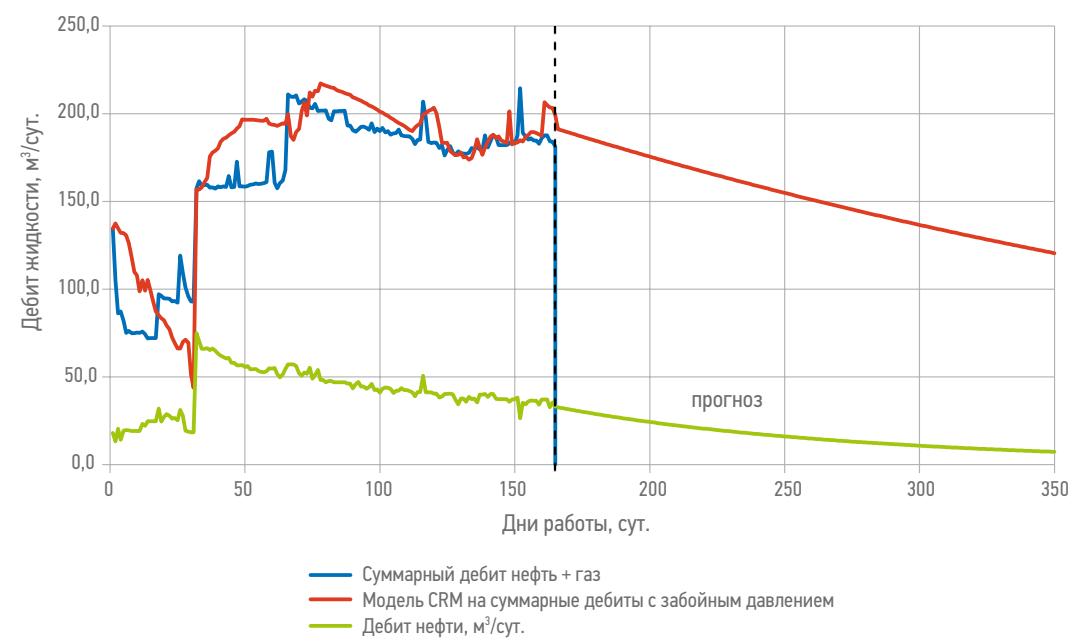


Рис. 6. Прогнозная динамика по модели CRM (забойное постоянно) для скважины № 1.  
Составлено авторами  
Fig. 6. Forecast dynamics according to the CRM model (downhole constant) for well No. 1.  
Made by the authors

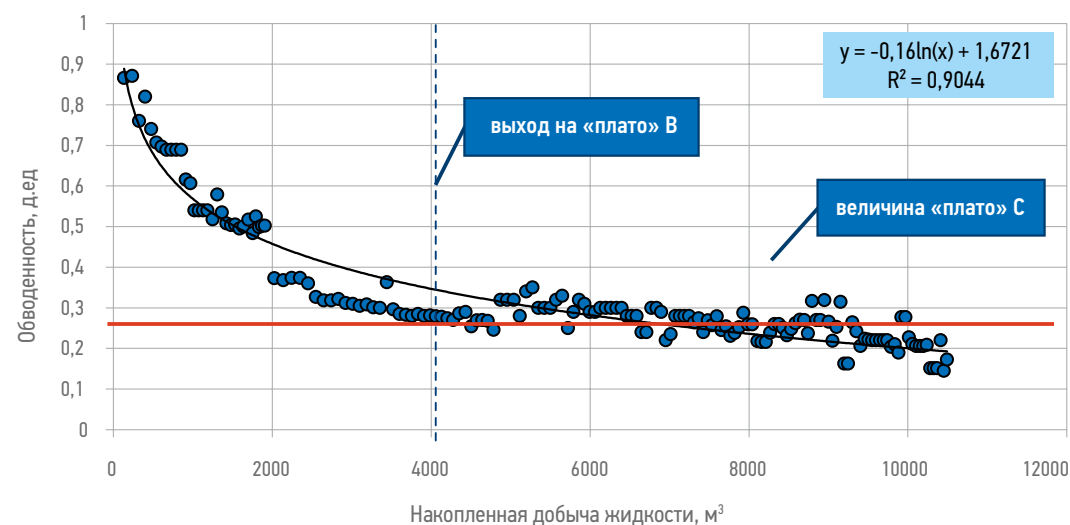


Рис. 7. Характерное поведение обводненности на примере скважины № 1.  
Составлено авторами  
Fig. 7. Characteristic behavior of waterlogging on the example of well No. 1.  
Made by the authors

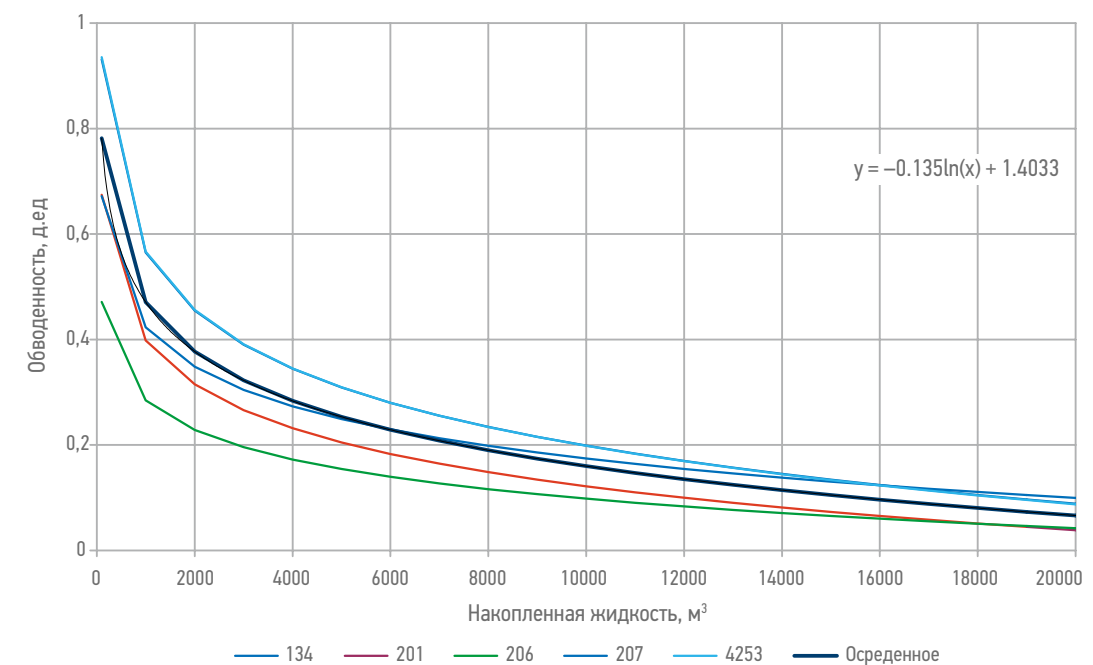


Рис. 8. Обоснование уравнения для воспроизведения обводненности для проектной скважины.  
Составлено авторами  
Fig. 8. Justification of the equation for reproducing the water content for the project well.  
Made by the authors

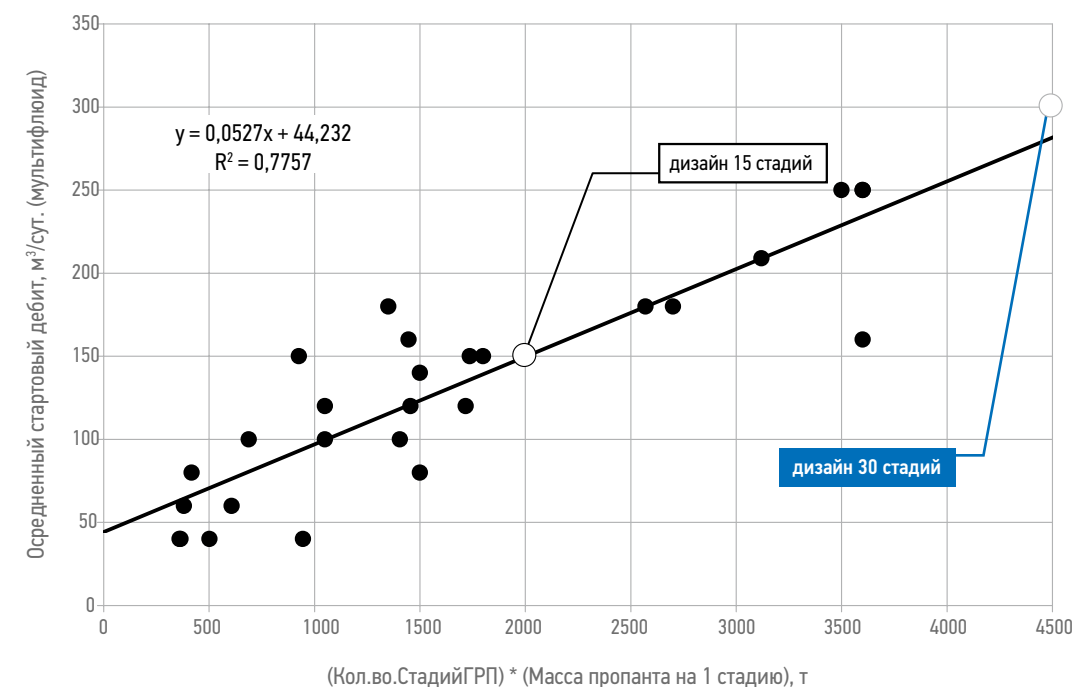


Рис. 9. Зависимость осредненного стартового дебита мультифлюида от массы пропанга. Составлено авторами  
Fig. 9. Dependence of the averaged starting flow rate of the multifluid on the mass of the propane.  
Made by the authors

мического материального баланса на основе прокси-модели CRM. Было показано что предложенный способ прогнозирования характеризуется высокой предсказательной способностью и может использоваться для расчета прогнозного варианта как по скважине, так и по месторождению

в целом, являясь альтернативой расчетам с использованием ГДМ. Получаемые в ходе расчетов значения дренируемых объемов могут быть переведены в радиусы дренирования, что помогает при выборе оптимальной геометрии системы разработки.

#### Список литературы

1. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO<sub>2</sub> Floods. Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, 2008.
2. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование 21 век. — 2017. — № 4. — С. 68–101.
3. Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В., Степанов А.В., Корытов А.В., Авсянюк И.Н. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2018. Т. 4. — № 4. — С. 148–168.
4. Agarwal R., Gardner D., Kleinstein S., Fussel D. Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, № SPE 49222.
5. Independent Statistics & Analysis U.S. Department of Energy. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, 2013.
6. Albertoni A., Lake L.W. Inferring Interwell Connectivity Only from Well-Rate Fluctuations in Waterfloods // SPEREE. — 2003. — № 6 (1). — P. 6–16.
7. De Vicente J., Lanchares J., Hermida R. Placement by thermodynamic simulated annealing // Physics Letters A. — 2003. Vol. 317. № 5–6. — P. 415–423.
8. Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С. Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (capacitance-resistive model) к подсчету запасов ачимовских и баженовских коллекторов // Недропользование XXI век. — 2019. — № 4. — С. 76–85.
9. Шевчук Т.Н., Кашников О.Ю., Мезентева М.А., Байков И.В., Каримов Т.С., Гатин Р.И., Ломовицкий П.В., Коробицын Д.А. Прогноз показателей добычи из пластов баженовской свиты на основе статистических зависимостей и методов машинного обучения // ПроНефть. — 2020. — № 4. — С. 63–68.

#### References

1. Sayarpour M. *Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO<sub>2</sub> Floods*. Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, USA, 2008.
2. Temporary methodological guide for the calculation of oil reserves in fractured and fractured-pore reservoirs in the sediments of the Bazhenov strata of the West Siberian oil and gas province. *Subsoil use of the 21st century*. 2017, no. 4, pp. 68–101. (In Russ.)
3. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsyanko I.N. Investigation of the features of assessing the mutual influence of wells on the example of the CRM model. *Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy*. 2018, vol. 4, no. 4, pp. 148–168. (In Russ.)
4. Agarwal R., Gardner D., Kleinstein S., Fussel D. Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, № SPE 49222.
5. *Independent Statistics & Analysis U.S. Department of Energy. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. Washington, 2013.
6. Albertoni A., Lake L.W., Inferring Interwell Connectivity Only from Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. *SPEREE*. 2003, no. 6 (1), pp. 6–16.
7. De Vicente J., Lanchares J., Hermida R. Placement by thermodynamic simulated annealing. *Physics Letters A*. 2003, vol. 317, no. 5–6, pp. 415–423.
8. Danko M.Yu., Brilliant L.S., Zavyalov A.S. Application of the dynamic material balance method and CRM method (capacity-resistive model) to the calculation of reserves of Achimov and Bazhenov reservoirs. *Subsoil use of the XXI century*. 2019, no. 4, pp. 76–85. (In Russ.)
9. Shevchuk T.N., Kashnikov O.Yu., Mezentseva M.A., Baykov I.V., Karimov T.S., Gatin R.I., Lomovitsky P.V., Korobitsyn D.A. Forecast of production indicators from the Bazhenov formation on the basis of statistical dependencies and machine learning methods. *RGONEFT*. 2020, no. 4, pp. 63–68. (In Russ.)

### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**И.В. Байков** — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы

**О.Ю. Кашников** — разработал концепцию статьи, разработал методику расчетов, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Р.И. Гатин** — разработал методику расчетов, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.В. Ханов** — подготовил технические расчеты, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**М.Ю. Данько** — разработал методику расчетов, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Iskander V. Baykov** — combined rocks material for investigations, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Oleg Yu. Kashnikov** — developed the article concept, developed a calculation methodology, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Rustam I. Gatin** — developed the article concept, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Aleksander V. Khanov** — prepared technical calculations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Michael Yu. Danko** — developed a calculation methodology, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Искандер Витальевич Байков** — руководитель лаборатории моделирования пластовых процессов и проектирования разработки, ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства» 121205, Россия, Москва, ул. Сикорского, д. 11. e-mail: Baykov.IV@gazprom-neft.ru

**Олег Юрьевич Кашников\*** — кандидат технических наук, руководитель программ по геологии и разработке, ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства» 190000, Россия, Санкт-Петербург, ул. Якубовича, д. 24. e-mail: Kashnikov.OYu@gazprom-neft.ru

**Рустам Ирекович Гатин** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства» 121205, Россия, Москва, ул. Сикорского, д. 11. e-mail: Gatin.RIr@gazprom-neft.ru

**Александр Викторович Ханов** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства» 190000, Россия, Санкт-Петербург, ул. Якубовича, д. 24. e-mail: Khanov.Av@gazprom-neft.ru

**Михаил Юрьевич Данько** — заместитель директора по науке, ООО «Тюменский институт нефти и газа» 625048, Россия, Тюмень, ул. Герцена, д. 64. e-mail: danko@togi.ru AuthorID: 587786

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Iskander V. Baykov** — Head of the Laboratory of Reservoir Process Modeling and Development Design, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC 11 Sikorskogo str., 121205, Moscow, Russia. e-mail: Baykov.IV@gazprom-neft.ru

**Oleg Yu. Kashnikov\*** — Cand. of Sci. (Techn.), Head of Geology and Development Programs, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC 24 Yakubovich str., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Kashnikov.OYu@gazprom-neft.ru

**Rustam I. Gatin** — Head of the direction, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC 11 Sikorskogo str., 121205, Moscow, Russia. e-mail: Gatin.RIr@gazprom-neft.ru

**Aleksander V. Khanov** — Head of the direction, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC 24 Yakubovich str., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Khanov.Av@gazprom-neft.ru

**Michael Yu. Danko** — Deputy Director for Science, Tumen Oil and Gas Institute LLC 64 Herzen str., 625048, Tumen, Russia. e-mail: danko@togi.ru AuthorID: 587786





© Т.И. Синицына,  
А.Н. Горбунов, 2021

# АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ РАНЖИРОВАНИЯ СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА КРАСНОЛЕНИНСКОМ НГКМ

Т.И. Синицына<sup>1,\*</sup>, А.Н. Горбунов<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup>АО «РН-Няганьнефтегаз», РФ, Нягань

**Электронный адрес:** [tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru](mailto:tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru)

**Введение.** Главным инструментом повышения нефтеотдачи объектов эксплуатации Краснотенинского месторождения являются геолого-технические мероприятия (ГТМ), поэтому на сегодня актуален вопрос повышения надежности прогноза технологической и экономической эффективности при их планировании. Это обусловлено сложностью подбора скважин-кандидатов, отсутствием комплексной методики оценки потенциала скважин на краткосрочную и долгосрочную перспективу, большим объемом планируемых мероприятий, а также снижением рентабельности мероприятий, связанным с сокращением запасов, ухудшением энергетического состояния пластов, продвижением фронта нагнетаемых вод (ФНВ).

**Цель** работы заключается в создании математических инструментов, позволяющих сократить время подбора скважин-кандидатов на различные виды ГТМ и повысить качество мероприятий по месторождению в целом.

**Материалы и методы.** В работе описаны методы автоматического поиска скважин-кандидатов, успешно примененные на практике в условиях рассматриваемого месторождения, а именно двух инструментов: графического и математического. Математический инструмент создан на основе корреляционно-регрессионного анализа фактических реализаций методов воздействия в различных геолого-промысловых условиях на базе Microsoft Excel 2010 с использованием Visual Basic for Applications (VBA). Графический инструмент создан на основе выверенных и обработанных методами первичного статистического анализа всех исторических данных по месторождению на базе программного обеспечения «РН-КИН».

**По результатам** проведенной работы подобрана методика и апробирована в условиях лицензионных участков Краснотенинского НГКМ. В процессе внедрения описанных подходов к поиску скважин-кандидатов для различных видов ГТМ в условиях месторождения велись процессы уточнения, анализа результатов и циклического обучения системы. Разработан методический подход, включающий комбинирование нескольких способов прогнозирования скважин-кандидатов под различные виды ГТМ.

**Заключение.** Комбинация статистического и графического способов прогноза позволила значительно повысить надежность выбора скважин-кандидатов и вследствие этого снизить долю некупавемых мероприятий на 12 % за период 2017–2020 гг. В рамках проведенного исследования разработан скрипт, позволяющий в автоматическом режиме рассчитать ранг скважины-кандидата, что значительно сокращает временные затраты и позволяет в оперативном порядке определить лучшие скважины для ГТМ.

**Ключевые слова:** геолого-технические мероприятия (ГТМ), автоматизация процесса подбора скважин-кандидатов, критерии выбора скважин для ГТМ

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Синицына Т.И., Горбунов А.Н. Автоматизация процессов ранжирования скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий на Краснотенинском НГКМ. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):116–122. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-116-122>

*Статья поступила в редакцию 14.09.2021*

*Принята к публикации 11.10.2021*

*Опубликована 24.12.2021*

AUTOMATION OF WORKOVER CANDIDATE RANKING PROCESSES AT KRSNOLENINSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Tatyana I. Sinitsyna<sup>1,\*</sup>, Andrey N. Gorbunov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tyumen Petroleum Research Center, RF, Tyumen

<sup>2</sup>RN-Nyaganneftegaz, RF, Nyagan

**E-mail:** [tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru](mailto:tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru)

**Background.** Workovers (WO) are the main EOR tool at Krsnoleninskoye reservoirs. Therefore, the issue of increasing the reliability of technological and economic performance when planning various types of workovers is urgent. This is due to the complexity of selecting well candidates, the lack of a comprehensive methodology

for assessing the short-term and long-term potential of wells, large WO scopes, as well as declining WO performance associated with the reduction of reserves, deterioration of the energy state of the reservoirs, and advancement of the injected water front.

The **purpose** of the study is to create mathematical tools that will reduce the time of well-candidates selection for various types of workovers and to improve the WO quality for entire field.

The paper describes **methods** of automated selection of well candidates that were successfully applied in the conditions of the field of interest, namely graphical and mathematical tools. The mathematical one has been created based on the correlation-regression analysis of the actual implementation of stimulation methods in various geological-field conditions in Microsoft Excel 2010 with Visual Basic for Applications (VBA). The graphical tool has been generated on the basis of all historical field data verified and processed using methods of primary statistical analysis in RN-KIN software.

The study **resulted** in a technique that was selected and tested in the conditions of Krsnoleninskoye oil and gas condensate field. The process of introducing the developed approaches to the search for well candidates for various types of workovers in the field was accompanied by updating, analysis of results, and cyclic training of the system. A methodological approach has been developed, including the combination of several methods for selecting well candidates for various types of workovers. A combination of statistical and graphical methods made it possible to significantly improve the reliability of WO candidates selection and therefore to reduce the share of uneconomic workovers by 12 % in the period from 2017 to 2020. As part of the study, a script has been developed that automatically computes the rank of a well-candidate which significantly reduces time costs and allows to quickly evaluate the “best” workover candidates.

**Keywords:** workover (WO), automation of well-candidate selection process, criteria for selecting wells for workovers

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Sinitsyna T.I., Gorbunov A.N. Automation of workover candidate ranking processes at Krsnoleninskoye oil and gas condensate field. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):116–122. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-116-122>

*Manuscript received 14.09.2021*

*Accepted for publication 11.10.2021*

*Published 24.12.2021*

## ВВЕДЕНИЕ

Для восстановления и получения дополнительной добычи на Краснотенинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) ежегодно проводится порядка четырехсот различных геолого-технических мероприятий (ГТМ). Проведение ГТМ на месторождении, находящемся на последней стадии разработки, позволяет замедлить темпы падения добычи нефти, повысить нефтеотдачу пластов и, как следствие, достигнуть проектный коэффициент извлечения нефти. На сегодня актуальной проблемой является повышение надежности прогноза технологической и экономической эффективности при планировании различных видов ГТМ. Это обусловлено сложностью подбора скважин-кандидатов, отсутствием комплексной методики оценки потенциала скважин на краткосрочную и долгосрочную перспективу, большим объемом планируемых мероприятий, а также снижением рентабельности мероприятий, связанным с сокращением запасов, ухудшением энергетического состояния пластов, продвижением фронта нагнетаемых вод (ФНВ). Учитывая особенности Краснотенинского НГКМ, такие как уникальность месторождения по запасам нефти с фондом скважин более 10 тыс. ед., сложные геологические

условия и зональная/очаговая разработка, для поиска скважин-кандидатов необходимы значительные временные и трудовые затраты, при этом подбор будет субъективным. В данных обстоятельствах высокую актуальность приобретают методы автоматического поиска скважин-кандидатов, позволяющие сократить время на первичный отбор скважин и переориентировать его на экспертизу, включающую детальный анализ данных по отдельной скважине, построение дизайна ГТМ, расчет плановой технологической эффективности. Применение возможностей компьютерных технологий в этих условиях является естественным и очевидным направлением повышения обоснованности принятия решений при планировании ГТМ и повышения их эффективности.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

При наличии достаточного объема статистической информации об исследуемых объектах разработки для повышения обоснованности принятия решений при планировании ГТМ и увеличения эффективности мероприятий предлагается использование двух инструментов: графического и математического. Математический инструмент создан на основе корреляционно-регрессионного



анализа фактических реализаций методов воздействия в различных геолого-промысловых условиях на базе Microsoft Excel 2010 с использованием Visual Basic for Applications (VBA). В его основе лежат базовые алгоритмы и задаваемые критерии по обработке массива цифровых данных, подбору и расчету ГТМ, включая экономическую эффективность, ранжирование кандидатов и выдачу прогнозного результата — потенциального числа ГТМ и их рейтинга [1]. Графический инструмент создан на основе выверенных и обработанных методами первичного статистического анализа всех исторических данных по месторождению на базе программного обеспечения «РН-КИН», позволяет визуально оценивать успешные/неуспешные зоны для проведения ГТМ.

### АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПОИСК СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ГТМ НА ОСНОВЕ НЕСКОЛЬКИХ СПОСОБОВ КОМБИНИРОВАНИЯ ПОВЫШАЕТ НАДЕЖНОСТЬ ВЫБОРА И СНИЖАЕТ ДОЛЮ НЕОКУПАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ.

Комплексирование двух инструментов используется для повышения надежности прогнозирования ГТМ. Полный цикл подбора и обоснования скважин-кандидатов для ГТМ в таком методе состоит из нескольких этапов.

- Создание базы данных по ГТМ и соответствующим им геолого-физическим параметрам [2].
- Выявление геологических и технологических параметров, оказывающих наибольшее влияние на потенциал дополнительной добычи для каждого ГТМ путем использования методов математической статистики. Определение критериев для обучения системы [2].
- Ранжирование скважин-кандидатов на основе первого комплексного параметра, являющегося функцией нескольких геологических и технологических критериев. В качестве такого параметра применяется произведение частных критериев, имеющих определенный множитель  $k$ , который отражает вес критерия. Вес критериев определяется по результатам анализа ГТМ прошлых лет. Функция задается в виде  $K = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \dots k_n$  [1].
- Построение графического материала «Карт успешности ГТМ», в основе которых лежит второй комплексный параметр, рассчитанный по методике, описанной выше. В комплексный параметр входят фактические показатели эффективности по запущенным скважинам по аналогичным эксплуатационным объектам и видам ГТМ,

такие как: запускной и медианный приросты дебита нефти, годовые темпы падения жидкости и нефти, экономический показатель чистой приведенной стоимости.

- Экспертная оценка ранга скважин-кандидатов путем сопоставления рассчитанного рейтинга скважин и «Карт успешности ГТМ» прошлых лет.

На первом этапе создана сводная база данных по всем пересечениям скважина-пласт с проведенными ГТМ за период с 2000 по 2020 г. на Красноленинском НГКМ и соответствующим им параметрам. В базу вошли геолого-физические характеристики (ГФХ) пласта, принятые на месторождениях при подсчете запасов, результаты гидродинамических исследований (ГДИ) скважин, результаты интерпретации геофизических исследований по скважинам (РИГИС), исторические данные по добыче скважины, данные по интервалам перфорации, данные о ранее проведенных мероприятиях на скважинах, техническое состояние скважин и пр. Далее выполнен первичный статистический анализ исходных данных. Рассчитаны дополнительные параметры, такие как: фронт нагнетания воды (ФНВ) окружающих скважин, интерференция запасов, расстояние до водонефтяного контакта (ВНК), средние медианные приросты дебитов нефти и жидкости, среднее пластовое и забойное давления по окружающим скважинам в заданном радиусе, приросты от ГТМ в заданном радиусе, текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) и пр.

В итоге для оценки эффективности мероприятий по ГТМ в анализе учтены данные по 30 тысячам пересечений скважина — пласт по 200 параметрам.

На втором этапе выполнена оценка влияния геолого-физических и технических параметров объекта и скважины на показатели эффективности ГТМ. Для оценки эффективности ГТМ выбраны следующие зависимости:

- прирост дебита нефти и жидкости от величины ТИЗ, значения интерференции, кратности ГТМ и пластового давления;
- дополнительная добыча нефти за расчетный период от величины ТИЗ и пластового давления;
- обводненность продукции после ГТМ от значения продвижения ФНВ по окружающим нагнетательным скважинам, расстояния до ВНК, глубины залегания продуктивного пласта по абсолютной отметке, кратности перфорации и ГТМ по гидро-разрывам пласта (ГРП);
- темпы падения дебитов нефти и жидкости от пластового давления и плотности сетки добывающих скважин.

Влияние параметров на показатели эффективности оценивались с помощью вычисления коэффициента детерминации ( $R^2$ ). Для вычисления комплексного параметра приняты только те критерии, чья корреляция очень высокая (составляет 0,75–1,00) и высокая (0,50–0,74). В качестве примера ниже показаны приросты дебита нефти в зависимости от энергетического состояния пласта (рис. 1) или запускной обводненности после ГТМ по ГРП в зависимости от продвижения ФНВ, где отрицательные значения соответствуют достижению ФНВ до скважины, положительные — недостижению ФНВ до забоя добывающей скважины (рис. 2). Также приведен пример низкой корреляции зависимости прироста дебита нефти от значения ТИЗ (рис. 3).

После оценки всех диагностических критериев на третьем этапе работы подготовлен математический инструмент, с помощью которого все систематизированные данные как по текущей, так и ретроспективной информации, учитываются в расчете первого комплексного параметра. На основе данного параметра выдаются заключения о необходимости и возможности проведения ГТМ в каждой скважине, место скважины в общем рейтинге, список критичных/некритичных геологических и технологических рисков, вид воздействия и оценка ожидаемой успешности. Помимо расчетного модуля пользователю инструмента представлен интерфейс с возможностью привлечения графиков, таблиц, каротажных диаграмм и других материалов для визуальной оценки скважины-кандидата. Данный инструмент гибок и позволяет провести адаптацию базы знаний для выявления критериев применения ГТМ в условиях любых конкретных месторождений, а также включить в рассмотрение новые технологии и виды мероприятий. Для примера рассмотрим критерии и их множители для расчета первого комплексного параметра и дальнейшего подбора скважин-кандидатов для ГРП по пласту ЮК10-11 Талинского лицензионного участка Красноленинского НГКМ (табл. 1). На следующем этапе работы выполняется подготовка графического инструмента отбора скважин-кандидатов «Карт успешности ГТМ». Построение карт осуществляется методом интерполяции обычного кригинга (ordinary kriging). Допускается построение карт с помощью других инструментов интерполяции, таких, как метод обратно-взвешенных расстояний (IDW) или Сплайн (Spline). Математической основой карт являются значения второго комплексного параметра, который зависит от следующих критериев:

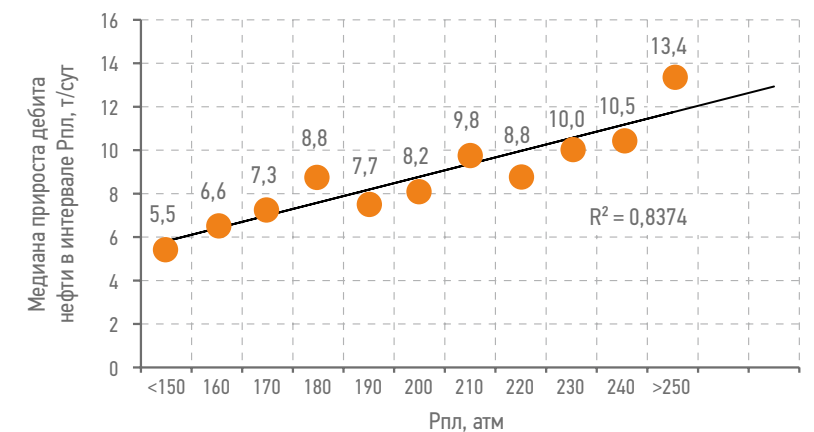


Рис. 1. Зависимость прироста дебита нефти после заданного вида ГТМ от энергетического состояния пласта.

Составлено авторами  
Fig. 1. Dependence of the increase in oil flow rate after a given type of WO on the energy state of the formation.  
Made by the authors

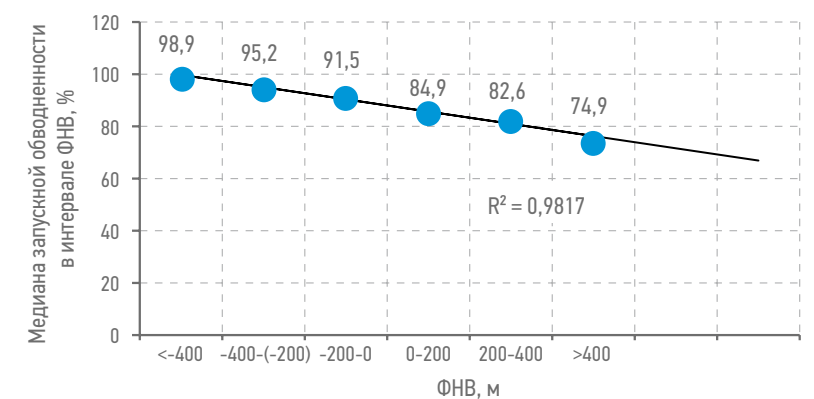


Рис. 2. Зависимость запускных параметров обводненности после заданного вида ГТМ от продвижения ФНВ.

Составлено авторами  
Fig. 2. Dependence of the starting parameters of watering after a given type of WO on the advancement of the injected water front.  
Made by the authors

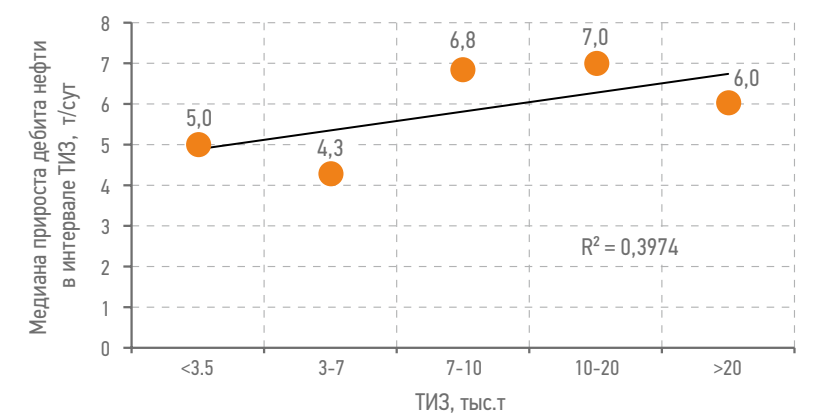


Рис. 3. Зависимость прироста дебита нефти после заданного вида ГТМ от значения текущих извлекаемых запасов в зоне дренирования скважины.

Составлено авторами  
Fig. 3. Dependence of the increase in oil flow rate after a given type of WO on the value of the current recoverable oil reserves in the well drainage zone.  
Made by the authors



k1 — медиана приростов дебита нефти, k2 — годовые темпы падения жидкости, k3 — экономический показатель чистой приведенной стоимости. Примеры вычисления второго комплексного параметра и построения карты успешности представлены в **табл. 2**. И наконец, на последнем пятом этапе работы выполняется комбинирование полученных результатов. Анализ наложений производится методом привязки слоя карты и растров числовых значений рейтинга скважины. С помощью данного инструмента специалист,

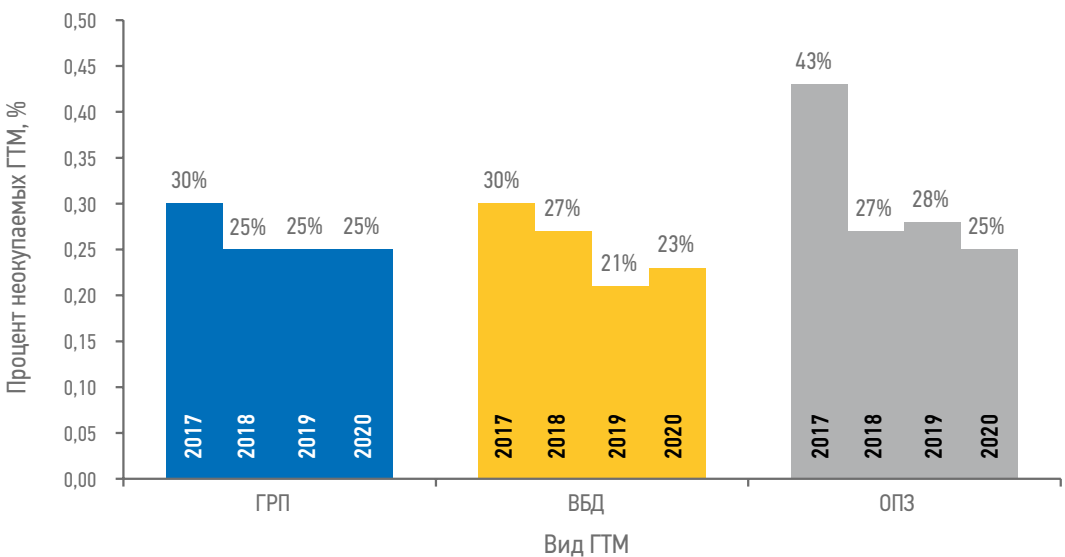
выполняющий подбор скважин-кандидатов, опирается не только на свое субъективное мнение, но и на экспертную систему, в которой аккумулирован широкий спектр критериев и параметров [3]. Выбор скважин-кандидатов таким способом позволил повысить производительность процесса формирования программ ГТМ, качество и объективность выбора скважин-кандидатов, увеличить устойчивость прогноза технологической эффективности, обеспечить готовность обработки большого массива накопленных данных.

**Таблица 1.** Карта критериев для подбора скважин-кандидатов для ГТМ по Талинскому ЛУ Краснolenинского НГКМ  
**Table 1.** Map of criteria for the selection of candidate wells for WO. Talinsky LU of Krasnoleninskoye oil and gas condensate field.

| Критерий                                                                 | Множитель |         |         |         |         |       |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------|---------|---------|---------|---------|-------|
| Пластовое давление текущее, атм                                          | ≤160      | 160–170 | 170–180 | 180–190 | 190–200 | > 200 |
| множитель k1                                                             | 0,0       | 0,1     | 0,5     | 0,9     | 1,0     | 1,0   |
| Кратность ГРП, ед                                                        | 0         | 1       | 2       | 3       | 4       |       |
| множитель k2                                                             | 1         | 0,9     | 0,7     | 0,2     | 0       |       |
| Дата последнего ГРП (полных лет)                                         | 0         | 1       | 2       | 3       | 4       | 5     |
| Множитель k3                                                             | 0         | 0,1     | 0,7     | 0,8     | 0,9     | 1     |
| Разность накопленной добычи нефти относительно окружения, тыс, т         | ≤0        | 0–10    | 10–20   | 20–30   | 30–40   | > 40  |
| Множитель k4                                                             | 0,5       | 0,6     | 0,7     | 0,8     | 0,9     | 1     |
| Средняя текущая обводненность по окружающим скважинам, %                 | ≤80       | 80–90   | 90–95   | > 95    |         |       |
| Множитель k5                                                             | 1         | 0,9     | 0,7     | 0       |         |       |
| Отношение радиуса закачки к расстоянию до нагнетательной скважины, д.ед. | ≤0,5      | 0,5–0,7 | 0,7–0,8 | 0,8–1   | > 1     |       |
| Множитель k6                                                             | 1         | 0,9     | 0,8     | 0,5     | 0       |       |
| Удельная масса пропанта предшествующего ГРП, т/м                         | ≤1        | 1–2     | 2–3     | > 3     |         |       |
| Множитель k7                                                             | 0,9       | 0,5     | 0,1     | 0       |         |       |
| Расстояние до приведенного фронта добычи нефти окр. добывающих скв, м    | –100      | –100–50 | 50–100  | 100–200 | > 200   |       |
| Множитель k8                                                             | 0         | 0,3     | 0,7     | 0,9     | 1       |       |

**Таблица 2.** Вычисление поскважинного комплексного параметра для построения карты успешности ГТМ заданного типа  
**Table 2.** Calculation of the complex parameter for constructing a map of the success of the WO of a given type

| Критерий                                   | Вес  |       |       |      |     |
|--------------------------------------------|------|-------|-------|------|-----|
| Медиана дебитов нефти после ГРП, т/сут     | ≤ 3  | 3–4   | 4–5   | 5–7  | > 7 |
| Множитель k1                               | 0    | 0,5   | 0,7   | 0,9  | 1   |
| Годовой темп падения жидкости после ГРП, % | ≤ 30 | 30–50 | 50–70 | > 70 |     |
| Множитель k2                               | 1    | 0,7   | 0,3   | 0    |     |
| NPV (расчетный период), млн руб.           | ≤ 0  | > 1   |       |      |     |
| Множитель k3                               | 0    | 1     |       |      |     |



**Рис. 4.** Снижение доли некупаемых скважин по видам ГТМ за период 2017–2020 гг. Составлено авторами  
**Fig. 4.** Decrease in the share of non-recoupable wells by types of WO for the period 2017–2020. Made by the authors

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

Описанная методика была апробирована в условиях лицензионных участков Краснolenинского НГКМ. В процессе внедрения данных подходов к поиску скважин-кандидатов для различных видов ГТМ в условиях месторождения велись процессы уточнения, анализа результатов и циклического обучения системы. Ежемесячно по факту проведения подобранных с помощью предложенного инструмента ГТМ проводилось дополнение, расширение и углубление теоретических положений, что позволило расширить/сузить спектр критериев и их рамки. Критерии являются динамичными. С течением времени меняется набор критериев и их границы в зависимости от видов выполняемых на объекте ГТМ, состояния разработки месторождения и текущих технико-экономических показателей. Данный подход к подбору скважин-кандидатов за время его применения фактически позволил сократить долю экономически-неэффективных мероприятий в среднем по всем видам на 12 %, что значительно улучшило показатели доходности по направлению

ГТМ. Снижение доли некупаемых скважин по таким видам ГТМ, как гидроразрыв пласта (ГРП), вывод их бездействия (ВБД) и обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта, детально приведено на **рис. 4**.

## ВЫВОДЫ

- Разработан методический подход, включающий комбинирование нескольких способов прогнозирования скважин-кандидатов под различные виды ГТМ. Комбинация статистического и графического способов прогноза позволила значительно повысить прогнозную надежность выбора скважин-кандидатов для ГТМ и, вследствие этого, снизить долю некупаемых мероприятий на 12% за период 2017–2020 гг.
- В рамках проведенного исследования разработан скрипт, позволяющий в автоматическом режиме рассчитать ранг скважины-кандидата, что значительно сокращает временные затраты и позволяет в оперативном порядке оценить «лучшие» скважины для ГТМ.

### Список литературы

1. Машканцева Т.И., Князев А.В., Олюнина А.Г., Канайкин С.П. Комплексный подход к выбору скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий (на примере Талинского лицензионного участка Краснolenинского нефтегазоконденсатного месторождения) // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2016. — № 1. — С. 34–37.
2. Кочнев А.А., Козырев Н.Д., Кочнева О.Е., Галкин С.В. Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения // Георесурсы. — 2020. — № 22 (3). — С. 79–86.
3. Ахметзянов Р.Р., Екимцов С.А., Карамов И.И., Заниров Р.Х., Набиев А.Р., Муратов Р.Р., Кондратьев В.Г. Экспертно-информационная система оптимального планирования геолого-технологических мероприятий «ГТМ.Эксперт» // Экспозиция Нефть Газ. — 2018. — № 4 (64). — С. 83–85.
4. Мхитарян В.С., Трошин Л.И., Адамова Е.В., Шевченко К.К., Бамбаева Н.Я. Теория вероятностей и математическая статистика. — М.: Московский международный институт эконометрики, информатики, финансов и права, 2003. — 130 с.

References

1. Mashkantseva T.I., Knyazev A.V., Olyunina A.G., Kanaykin S.P. An integrated approach to selecting well-candidates for workovers (a case study of Krasnoleninsky oil and gas condensate field within Talinsky license block). *Scientific and technical bulletin of Rosneft*. 2016, no. 1, p. 34–37.
2. Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Kochneva O.E., Galkin S.V. Development of an integrated methodology based on machine learning algorithms. *Georesources Journal*. 2020, no. 22 (3), p. 79–86.
3. Akhmetzyanov R.R., Ekimtsov S.A., Karamov I.I., Zakirov R.Kh., Nabiev A.R., Muratov R.R., Kondratiev V.G. Expert information system for optimal workover planning "GTM.Expert". *Oil Gas Exposition*. 2018, no. 4 (64), p. 83–85.
4. Mkhitaryan V.S., Troshin L.I., Adamova E.V., Shevchenko K.K., Bambaeva N.Ya. *Probability theory and mathematical statistics*. Moscow, Moscow International Institute of Econometrics, Informatics, Finance, and Law, 2003, 130 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Т.И. Синицына** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, соавтор инструментов для автоматизированного подбора скважин-кандидатов.

**А.Н. Горбунов** — соавтор инструментов для автоматизированного подбора скважин-кандидатов.

**Tatyana I. Sinitsyna** — developed the paper concept, compiled the text part; is a co-author of tools for automated well-candidate selection.

**Andrey N. Gorbunov** — a co-author of tools for automated well-candidate selection.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Татьяна Ивановна Синицына\*** — главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
625000, Россия, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.  
e-mail: tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

**Андрей Николаевич Горбунов** — начальник управления ППР и ГТМ, АО «РН-Няганьнефтегаз»  
628183, Россия, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Нягань, улица Сибирская, д. 10/1.  
e-mail: angorbunov@nng.rosneft.ru

**Tatyana I. Sinitsyna\*** — Chief project engineer, Tyumen Petroleum Research Center  
79/1 Osipenko str., 625000, Tyumen, Russia.  
e-mail: tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

**Andrey N. Gorbunov** — Head of Preventive Maintenance and Workover Department, RN-Nyaganneftegaz  
10/1 Sibirskaya str., 628183, Nyagan, Khanty-Mansi Autonomous District — Yugra, Russia.  
e-mail: angorbunov@nng.rosneft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОДХОДЫ К РАСЧЕТУ  
ПРОГНОЗНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО КУСТАМ  
СКВАЖИН И АПРОБАЦИЯ  
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ  
АО «РН-НЯГАНЬНЕФТЕГАЗ»  
(ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»)

**А.В. Корытов<sup>1,\*</sup>, О.А. Боткин<sup>1</sup>, А.В. Князев<sup>1</sup>, П.В. Зимин<sup>1</sup>, Д.П. Патраков<sup>1</sup>,  
И.Н. Авсянко<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ»), РФ, Тюмень

<sup>2</sup>АО «РН-Няганьнефтегаз», РФ, Нягань

**Электронный адрес:** AVKorytov2@tnnc.rosneft.ru

Результаты работ сотрудников ПАО «НК «Роснефть», приведенные в данной статье, демонстрируют авторский подход расчета добычи нефти на уровне минимальных инфраструктурных объектов. Областью применения данного подхода является выполнение долгосрочного прогнозирования разрабатываемых месторождений для заблаговременного выявления записания инфраструктуры. Часть этапов описанного подхода авторами была автоматизирована, что позволило выполнить апробацию на уникальном по запасам Краснolenинском месторождении.

**Цель.** Разработка и апробация подхода для расчета добычи крупных месторождений с высокой степенью детальности.

**Материалы и методы.** В работе использованы распространенные методы анализа темпов падения и кривых обводнения для анализа предпосылок прогноза добычи. Главной особенностью подхода является анализ предпосылок на уровне крупных блоков разработки и перенос их на уровень скважин. Для апробации подхода на крупном месторождении часть действий автоматизирована с помощью 2 разработанных программ, которые интегрированы с корпоративной базой данных.

**Результаты.** Разработан авторский подход, позволяющий выполнять расчет добычи на уровне инфраструктурных объектов с использованием аналитических методов. На основании предложенных подходов и разработанных программ выполнены расчеты добычи нефти крупного месторождения с высокой степенью детальности.

**Заключение.** Полученные результаты показали, что данные подходы и ПО могут использоваться для выполнения средне- и долгосрочного прогнозирования уровней добычи введенных в разработку месторождений в условиях имеющих внешних и инфраструктурных ограничений.

**Ключевые слова:** прогноз добычи по кустам и скважинам, автоматизация процессов, характеристики вытеснения, крупное зрелое месторождение, Краснolenинское месторождение

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Корытов А.В., Боткин О.А., Князев А.В., Зимин П.В., Патраков Д.П., Авсянко И.Н. Подходы к расчету прогнозных технологических показателей нефтяных месторождений по кустам скважин и апробация на месторождениях АО «РН-Няганьнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть»). *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. 2021;6(4):123–130. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-123-130>

Статья поступила в редакцию 06.10.2021

Принята к публикации 10.11.2021

Опубликована 24.12.2021

APPROACHES TO FORECAST OIL FIELD PERFORMANCE AT THE WELL PADS LEVEL AND BETA TESTING ON OILFIELDS OF RN-NYAGANNEFTEGAZ (ROSNEFT)

**Aleksandr V. Korytov<sup>1,\*</sup>, Oleg A. Botkin<sup>1</sup>, Aleksandr V. Knyazev<sup>1</sup>, Petr V. Zimin<sup>1</sup>, Dmitriy P. Patrakov<sup>1</sup>,  
Igor N. Avsyanko<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>TPRC, RF, Tyumen

<sup>2</sup>RN-Nyaganneftegaz, RF, Nyagan

**E-mail:** AVKorytov2@tnnc.rosneft.ru

**Background.** The study performed by Rosneft employees shown in this paper demonstrates approach and analytical methods that allows to forecast oil production at the level of minimal infrastructure units.



© Коллектив авторов,  
2021



These approaches are used to forecast long-term oil production and predict infrastructure blockage. The approach was partially automated by the authors. This made it possible to testing at giant Krasnoleninskoye oilfield.

**Aim.** The study was performed in order to develop and test an approaches to forecast oil production of large oil fields with high detail levels.

**Materials and methods.** Common methods of decline curve analysis and water-into-oil curve analysis were used in this work to analyze the precondition. The main feature of the approach is the analysis of precondition at the level of large well clusters and transfer it to the level of wells. Some of the actions were automated by new proprietary software and were tested at the giant brown field. The software was integrated with the corporate database.

**Results.** An author's approach has been developed. The approach allows to forecast oil production at the level of infrastructure units using analytical methods. Oil production of the giant brown field with high detail levels were forecasted using the proposed approaches and developed software.

**Conclusions.** The results show that the developed approaches and software can be used to forecast medium- and long-term performance of producing oil fields in the conditions of existing external and infrastructural constraints.

**Keywords:** forecast of oil production by well pads and wells, automation of processes, water-into-oil curve analysis, giant brown field, Krasnoleninskoye oilfield

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Korytov A.V., Botkin O.A., Knyazev A.V., Zimin P.V., Patrakov D.P., Avsyanko I.N. Approaches to forecast oil field performance at the well pads level and beta testing on oilfields of RN-Nyaganneftegaz (ROSNEFT). PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):123–130. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-123-130>

*Manuscript received 06.10.2021*

*Accepted 10.11.2021*

*Published 24.12.2021*

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных целей ПАО «НК «Роснефть» является повышение эффективности деятельности в направлении оптимизации затрат на поддержание и развитие инфраструктуры. На Краснolenинском месторождении, разрабатываемом АО «РН-НЯГАНЬ-НЕФТЕГАЗ» (ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»), вопрос содержания и реинжиниринга инфраструктуры особенно актуален в связи с крупными размерами месторождения и постепенным изменением объемов добычи по площади месторождения в результате выполнения обширной программы ГТМ.

При этом, учитывая значительную продолжительность процессов проектно-изыскательских и строительно-монтажных работ, решение о реинжиниринге инфраструктуры должно быть принято с запасом 2–3 года. В связи с этим возникает необходимость в прогнозе добычи на уровне инфраструктурных объектов и заблаговременном выявлении перегруженных участков. Важными требованиями к прогнозу являются детальность и обоснованность расчета на уровне минимальных объектов сбора нефти — кустов.

В данной статье рассматривается авторский подход и реализованные программы, позволяющие автоматизировано выполнять расчет добычи на уровне кустов с использованием оперативных аналитических методик и подходов.

## ОБЗОР ДОСТУПНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ

Рассмотрим распространенные в инжиниринге разработки нефтяных месторождений инструменты для прогноза добычи:

- постоянно действующие геолого-технологические модели (ПДГТМ);
- аналитические методы с использованием характеристик вытеснения.

**Постоянно действующие геолого-технологические модели (ПДГТМ).** Выполнение расчетов добычи с использованием ПДГТМ является распространенным методом в проектировании разработки месторождений. Результаты модельных расчетов детализированы на уровне скважин, следовательно, могут быть легко суммированы на уровень кустов. Однако на практике ряд недостатков не позволяют использовать ПДГТМ в качестве основного инструмента для детальных расчетов на крупных зрелых месторождениях.

В первую очередь это связано с временными затратами, необходимыми на актуализацию, расчет и обработку результатов моделей с фондом в несколько тысяч скважин и площадью месторождения в несколько тысяч квадратных километров. Даже с применением укрупнения шага сетки актуализация таких моделей является весьма трудоемким процессом.

Второй аспект связан с высокими требованиями к качеству моделей для использования при прогнозе на уровне скважин и кустов. Для обеспечения желаемой точности про-

гнозных расчетов требуется удовлетворительная адаптация на историю разработки не только в целом по объекту, но и отдельно по скважинам для накопленных и текущих показателей. Для крупных зрелых месторождений это осложняется неопределенностью и противоречивостью в исходных данных ранних периодов, крайне сложной геологией, длительной историей разработки. На сегодня качественная поскважинная адаптация моделей крупных и уникальных месторождений остается актуальной, но нерешенной проблемой.

В результате ПДГТМ зачастую не используются в качестве инструмента для оперативного и детального прогноза добычи.

**Аналитические методы с использованием характеристик вытеснения.** В классическом исполнении расчет добычи с использованием характеристик вытеснения осуществляется в целом по месторождению или по объекту разработки. В практике принято использовать комбинацию характеристик вытеснения: прогноз дебитов жидкости выполняется по сложившимся историческим темпам падения, а расчет дебитов нефти пересчитывается через прогноз обводненности по кривым обводнения. Расчет с применением данного подхода на уровне крупных объектов (месторождения, лицензионного участка или блока разработки) отличается высокой прогностической точностью.

Однако применение характеристик вытеснения на уровне скважин или небольших кустов ограничено. Нестабильная работа насосного оборудования, аварии на скважинах, проведение ремонтов и ГТМ вносят существенные погрешности в исходные данные и делают невозможным определение исторических тенденций и расчетов на единичных скважинах или группах с небольшим количеством скважин.

Поэтому на практике для расчета добычи по кустам часто применяется следующая последовательность действий (рис. 1):

- расчет темпов падения жидкости в целом по месторождению/объекту;
- оценка остаточных извлекаемых запасов по кривым обводнения по месторождению/объекту;
- расчет добычи нефти по месторождению/объекту;
- деление добычи по кустам пропорционально текущим показателям разработки на дату, предшествующую прогнозу.

В данном подходе кроется ошибка: тенденции общей выборки могут не соответствовать тенденциям частей этой выборки (парадокс Симпсона). Например, на крупном месторождении могут быть участки с систе-

мами ППД разной интенсивности или вовсе без ППД, а значит темпы падения жидкости на них могут сильно отличаться, или иметь разнонаправленные тенденции. Динамика обводнения также может значительно изменяться от участка к участку. При прогнозе на несколько месяцев разница может быть незначительна, но чем дольше прогноз, тем больше накопленная ошибка.

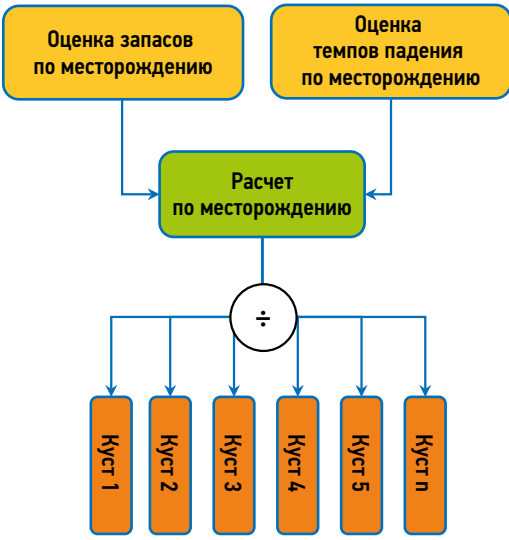
**ПО «РН-ПРОФИЛЬ» ОТЛИЧАЕТСЯ ОПЕРАТИВНЫМ РАСЧЕТОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ ДОСТАТОЧНОЙ ДЕТАЛЬНОСТИ НА УРОВНЕ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОБЪЕКТОВ, ИМЕЕТ ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН.**

В результате данный подход на крупных месторождениях применим для прогноза только на краткосрочную перспективу до 1–2 лет, но имеет большую погрешность при прогнозе на более длительный срок, а в случае оценки нагрузки на инфраструктурные объекты значение имеет как раз прогноз на средне- и долгосрочную перспективу.

## РАЗРАБОТКА АВТОРСКОГО ПОДХОДА И ИНСТРУМЕНТА ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ НА УРОВНЕ КУСТОВ

Для решения этой задачи был предложен авторский подход, предполагающий следующую последовательность действий (рис. 2):

- выделение на месторождении/объекте разработки крупных блоков разработки



**Рис. 1** Стандартный подход к прогнозу добычи нефти.  
Составлено авторами  
**Fig. 1.** Standard approach to oil production forecast.  
Made by the authors

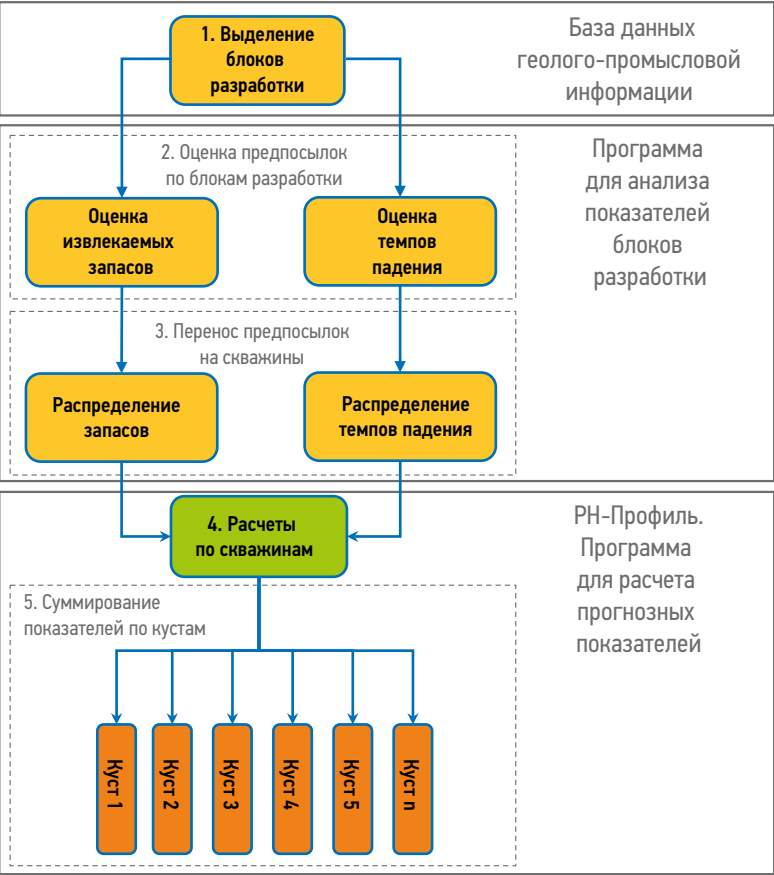


Рис. 2. Авторский подход к прогнозу добычи нефти. Составлено авторами  
Fig. 2. The author's approach to oil production forecast. Made by the authors

(более 20 скважин) со схожей динамикой темпов падения и обводнения;

- оценка предпосылок (темпов падения жидкости, кривых обводнения и прогноз извлекаемых запасов) для каждого блока разработки;
- перенос предпосылок с блоков разработки на скважины на основании их текущих показателей;
- расчет прогнозной добычи на уровне скважин с использованием предпосылок, определенных по блокам разработки;
- суммирование показателей скважин в разрезе инфраструктурных объектов.

В связи с тем что количество блоков разработки для крупных месторождений может превышать сотни единиц, а количество скважин — тысячи, то выполнить анализ и расчет оперативно без применения автоматизации невозможно. Для автоматизации были разработаны две взаимосвязанные программы, способные выполнять поставленные задачи. Рассмотрим, как автоматизация перечисленных ранее действий реализована внутри программ.

На первом этапе работы выполняются вручную, но однократно. Границы блоков разработки определяются специалистами-

ми-разработчиками в процессе мониторинга разработки и загружаются в базу данных. Границы блоков выбираются так, чтобы в пределах одного блока была реализована единая система разработки, геолого-геофизические характеристики пластов (наличие контакта с газом или водой, тип коллектора, тип залежи) не различались, а области блоков были ограничены границами залежей или рядами нагнетательных скважин [1].

На втором этапе выполняется анализ и определение предпосылок по блокам разработки. Данный этап автоматизирован в первой разработанной программе. В программе реализована выгрузка информации из корпоративной базы данных ПО «РН-КИН». На основании predetermined границ программой автоматически выгружаются и рассчитываются показатели по блокам разработки и скважинам, а также выполняется привязка скважин к блокам разработки. Для каждого блока автоматически вычисляются прогнозные извлекаемые запасы, вычисляются темпы падения жидкости/нефти, компенсация закачкой. Оценка потенциальных начальных извлекаемых запасов (НИЗ) по блокам разработки производится на основе характеристик вытеснения [2]. Предложено использование трех характеристик вытеснения, позволяющих сформировать пессимистичный, реалистичный и оптимистичный сценарии прогноза (рис. 3).

Для расчета применяются характеристики вытеснения, предложенные Г.С. Камбаровым, А.М. Пирвердяном и Б.Ф. Сазоновым:

$$Q_H = A + \frac{B}{Q_{ж}}, \quad (1)$$

$$Q_H = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{ж}}}, \quad (2)$$

$$Q_H = A + B \ln Q_{ж}, \quad (3),$$

где  $Q_H$  — накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. т;  $Q_{ж}$  — накопленная добыча жидкости с начала разработки, тыс. т;  $A, B$  — коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных. Практика применения показала, что в условиях рассмотренного месторождения характеристика Г.С. Камбарова демонстрирует часто пессимистичную оценку, а характеристика вытеснения Б.Ф. Сазонова — оптимистичную.

Для принятия решения о выборе сценария прогноза объемным методом определяются НИЗ.

Возможен выбор периода исторической работы, используемый для оценки темпов

падения и характеристики вытеснения (от 3 до 18 месяцев). Также существует и ручная настройка, которая позволяет поадресно варьировать перечисленные параметры для определенного блока разработки и экспертно задавать предпосылки (темпы падения жидкости/нефти, компенсация, извлекаемые запасы).

На третьем этапе предпосылки по блокам разработки автоматически переносятся на уровень скважин. В качестве стартовой точки используются фактические дебиты и накопленные показатели добычи скважин на дату, предшествующую дате начала расчета. Также реализована возможность использования осредненных дебитов за последние 3, 6 и 12 месяцев.

Потенциальные НИЗ распределяются на каждую добывающую скважину пропорционально дебиту нефти и обратно пропорционально обводненности скважины по формуле [3]:

$$Q_{oi} = \frac{(Q - \sum_i Q_{ni}) q_{ni} (1 - w_i)}{\sum_i (q_{ni} (1 - w_i))}, \quad (4)$$

где  $Q_{oi}$  — остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ), приходящиеся на  $i$ -ю добывающую скважину, тыс. т;  $Q$  — потенциальные НИЗ по залежи, тыс. т;  $Q_{ni}$  — накопленная добыча нефти по  $i$ -й скважине, тыс. т;  $q_{ni}$  — фактический дебит нефти  $i$ -й добывающей скважины на последний месяц работы, т/сут;  $w_i$  —

обводненность  $i$ -й добывающей скважины на последний месяц работы, доли ед. Потенциальные НИЗ могут быть распределены между скважинами пропорционально дебиту нефти или равномерно, а также скорректированы пользователем индивидуально для каждой скважины.

Для всех скважин, входящих в блок заводнения, используется темп падения жидкости, определенный на историческом периоде для блока разработки в виде экспоненциальной функции [4]:

$$q(t) = q_0 \cdot e^{-\alpha t}, \quad (5)$$

где  $q_0$  — стартовый дебит;  $t$  — время в месяцах/сутках;  $\alpha$  — показатель функции (коэффициент падения).

Перенос в программу определенных темпов падения и характеристик вытеснения осуществляется в виде табличных функций:

- зависимости нормированного дебита от времени в месяцах/сутках;
- зависимости обводненности от начальных извлекаемых запасов.

На четвертом этапе предпосылки расчета на уровне скважин передаются во вторую разработанную авторами программу — расчетный модуль «РН-Профиль», в котором выполняется расчет добычи.

На основании определенных на предыдущих этапах исходных данных «РН-Профиль» обеспечивает [5]:

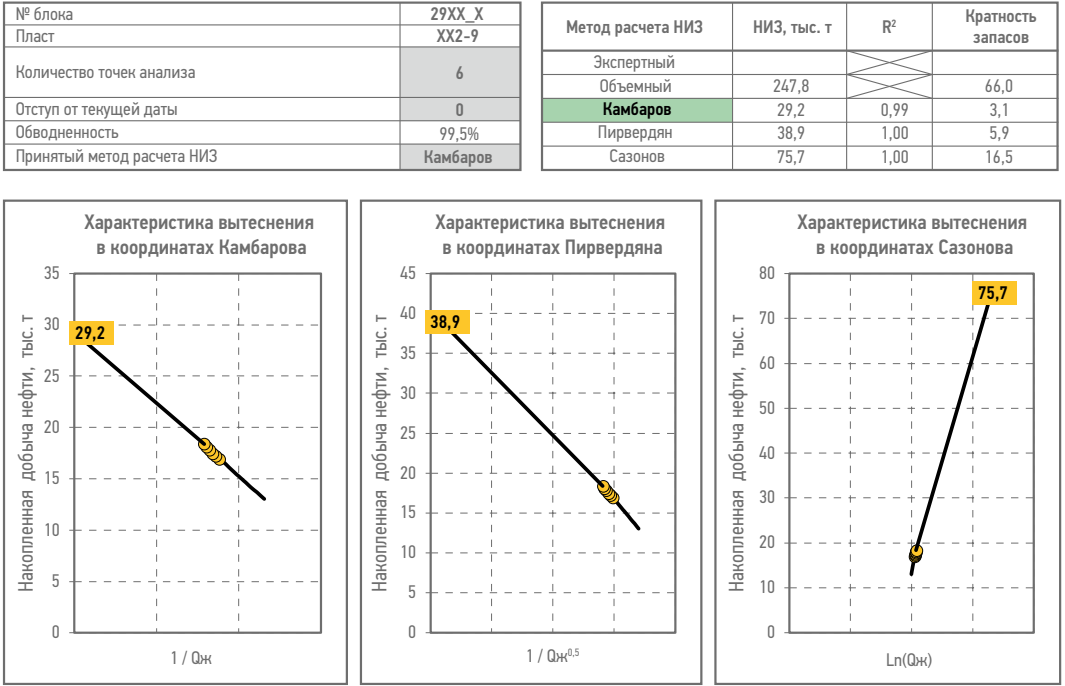


Рис. 3. Оценка начальных извлекаемых запасов (НИЗ) на основе анализа характеристик вытеснения. Составлено авторами  
Fig. 3. Estimation of initial recoverable oil reserves by water-into-oil curve analysis. Made by the authors



- расчет добычи от переходящих и от новых скважин;
- расчет дополнительной добычи от ГТМ, на основании ожидаемых запусковых дебитов и приростов;
- расчет добычи попутного газа через газовый фактор и добычу нефти;
- расчет закачки по скважинам от целевой компенсации отборов в целом по объекту или по группам скважин;
- выполнение многовариантных расчетов и сравнение результатов нескольких вариантов расчета;
- представление результатов расчета в необходимом формате.

На заключительном пятом этапе при помощи «РН-Профиль» происходит автоматическая выгрузка показателей по кустам. Дополнительно предусмотрена возможность группировки технологических показателей по более крупным объектам инфраструктуры — дожимная насосная станция (ДНС), центральный пункт сбора (ЦПС). Отчеты формируются в специальных форматах, готовых к дальнейшему использованию для оценки экономики или проведения гидравлических расчетов в специализированном ПО. Таким образом, программный модуль «РН-Профиль» обладает оперативностью, присущей аналитическим инструментам, с одной стороны, и достаточной детальностью расчетов, сравнимой с расчетами на фильтрационной модели — с другой. Потенциалом развития «РН-Профиль» является расчет показателей работы скважин с учетом упрощенной физики пласта: уравнения материального баланса, коэффициентов взаимовлияния и/или модели CRM.

### РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «РН-НЯГАНЬНЕФТЕГАЗ»

Описанный подход был апробирован на уникальном по запасам Краснотинском месторождении. Промышленное освоение его запасов началось в 1980-х годах, и на текущий момент на месторождении действуют тысячи скважин. Рассмотрим применение подхода на примере одного из лицензионных участков Краснотинского месторождения. Размеры участка составляют 150 × 80 км с общим фондом скважин более 5000 ед. Промышленная эксплуатация месторождения требует сложной системы обустройства, которая насчитывает порядка тысячи метров трубопроводов, сотни кустов и десятки ДНС, КНС и УПСВ. Прогноз показателей на уровне узла инфраструктуры и его анализ в таком масштабе требует применения автоматических инструментов, чтобы сократить временные издержки и ошибки, вызванные человеческим фактором. Оценка предпосылок выполнена по 437 блокам основных объектов разработки. Для второстепенных объектов разработки с единичными скважинами оценка выполнена в целом по объекту. На примере куста Х1 показано сравнение оценок динамики добычи с учетом показателей работы конкретных скважин данного куста (РН-Профиль) и без учета, с применением интегральных показателей (рис. 4). Расчет с применением авторского подхода по скважинам куста Х1 предполагает увеличение добычи жидкости с 300 до 600 тыс. т. к 2025 г.

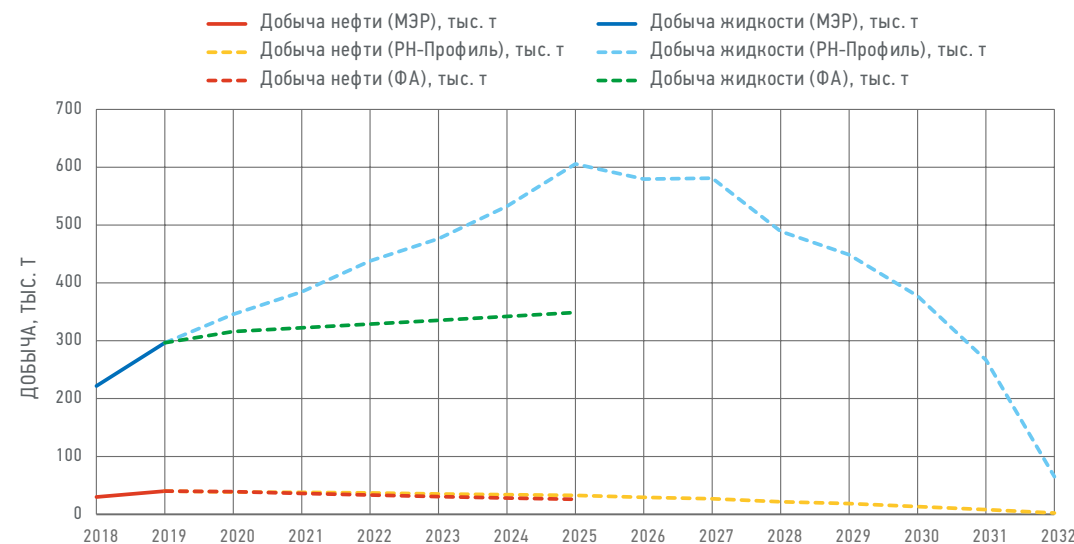


Рис. 4. Сопоставление прогнозных расчетов куста Х1. Составлено авторами  
Fig. 4. Comparison of forecast calculations of the well pad X1.  
Made by the authors

в результате интенсивных мер по восстановлению пластового давления, что может потребовать инфраструктурных совершенствований. В то время как пропорциональное деление интегрального прогноза не отражает настолько интенсивного роста. На примере данного лицензионного участка высоко оценены главные преимущества разработанных программ — скорость и детальность, одновременно. Для инициализации первого расчета месторождения с несколькими тысячами скважин и сотнями кустов потребовалось 2–3 рабочих дня, а на проведение корректирующих итераций расчета — менее 1 рабочего дня. Данные расчеты в дальнейшем были использованы для планирования реинжиниринга инфраструктуры для исключения узких мест.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Разработан авторский подход, позволяющий выполнять расчет добычи на уровне инфраструктурных объектов (кустов и ДНС) с использованием аналитических методов.
- Часть действий автоматизирована в двух разработанных программах. Автоматизация повысила оперативность расчетов, что позволило выполнить расчеты добычи крупного месторождения с высокой степенью детальности.
- Областью применения разработанного инструмента является выполнение средне- и долгосрочного прогнозирования уровней добычи введенных в разработку месторождений в условиях имеющихся внешних и инфраструктурных ограничений.

#### Список литературы

1. Методические указания ПАО «НК «Роснефть». Планирование и мониторинг мероприятий по оптимизации заводнения элементов разработки месторождений на суше. — 2020.
2. Амелин И.Д. Определение извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения с учетом эксплуатации залежей до предела рентабельности // Нефтепромысловое дело. — 1982. — № 5. — С. 7.
3. Гусева Д.Н., Зимин П.В., Аржиловский А.В. Способ оценки выработки запасов зрелых нефтяных месторождений мероприятий // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 12. — С. 6–10.
4. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // SPE Journal. — 1945. — С. 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
5. Степанов А.В., Поспелова Т.А., Зимин П.В. Разработка аналитических алгоритмов для оценки показателей разработки и оптимизации программы бурения с учетом целевых уровней добычи и геолого-технических мероприятий // Нефтепромысловое дело. — 2020. — № 2 (614). — С. 25–31.

#### References

1. Metodicheskie ukazaniya PJSC "NK "Rosneft". Planirovanie i monitoring meropriyatij po optimizacii zavodneniya elementov razrabotki mestorozhdenij na sushe. 2020. (In Russ.)
2. Amelin I.D. Opredelenie izvlekaemykh zapasov nefi po kharakteristikam vytesneniya s uchetom ekspluatatsii zalezhey do predela rentabelnosti. *Neftpromyslovoe delo*. 1982, no. 5, p. 7. (In Russ.)
3. Guseva D.N., Zimin P.V., Arzhilovsky A.V. Some technique of assessing reserves recovery from mature oil fields. *Neftpromyslovoe delo*. 2016, no. 12, pp. 6–10. (In Russ.)
4. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. *SPE Journal*. 1945, pp. 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
5. Stepanov A.V., Pospelova T.A., Zimin P.V. Development of analytical algorithms for evaluating indicators of development and optimization of a drilling program taking into account target levels of production and geological technical measures. *Neftpromyslovoe delo*. 2020, no. 2 (614), pp. 25–31. (In Russ.)

### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.В. Корытов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, организовал апробацию предложенных подходов на реальном месторождении  
**О.А. Боткин** — подготовил текст статьи, принял активное участие в апробации предложенных подходов на реальном месторождении.  
**А.В. Князев** — принял активное участие в разработке предложенных подходов.  
**П.В. Зимин** — подготовил текст статьи, принял активное участие в разработке ПО.  
**Д.П. Патраков** — оказал экспертную поддержку в вопросах разработки нефтяных месторождений, принял активное участие в организации и координации работы в целом.  
**И.Н. Авсянко** — обеспечил учет результатов расчета при долгосрочном планировании добычи нефти на реальном месторождении.

**Aleksandr V. Korytov** — developed the article concept, prepared the text, organized testing of the proposed approaches at a real oil field.

**Oleg A. Botkin** — prepared the text, took an active part in testing of the proposed approaches at a real oil field.  
**Aleksandr V. Knyazev** — took an active part in development of the proposed approaches.  
**Petr V. Zimin** — prepared the text, took an active part in software development.  
**Dmitriy P. Patrakov** — provided expert support in the development of oil fields, took an active part in the organization and coordination of the work.

**Igor N. Avsyanko** — provided application of the calculation results in the long-term planning of oil production at the real oilfield.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Александр Васильевич Корытов\*** — начальник отдела сопровождения разработки, ООО «ТННЦ»  
625000, Россия, Тюменская область, Тюмень,  
ул. Максима Горького, д. 42.  
e-mail: AVKorytov2@tnnc.rosneft.ru  
SPIN-код: 9273-9477

**Олег Анатольевич Боткин** — ведущий специалист, ООО «ТННЦ»  
625000, Россия, Тюменская область, Тюмень,  
ул. Максима Горького, д. 42.  
e-mail: OABotkin@tnnc.rosneft.ru

**Александр Владимирович Князев** — зам. начальника управления по геологии и разработке месторождений Няганьнефтегаз, ООО «ТННЦ»  
625000, Россия, Тюменская область, Тюмень,  
ул. Максима Горького, д. 42.  
e-mail: AVKnyazev@tnnc.rosneft.ru

**Петр Валерьевич Зимин** — главный инженер проекта, ООО «ТННЦ»  
625000, Россия, Тюменская область, Тюмень,  
ул. Максима Горького, д. 42.  
e-mail: PVZimin@tnnc.rosneft.ru

**Дмитрий Павлович Патраков** — начальник управления по геологии и разработке месторождений Няганьнефтегаз, ООО «ТННЦ»  
625000, Россия, Тюменская область, Тюмень,  
ул. Максима Горького, д. 42.  
e-mail: DPPatrakov@tnnc.rosneft.ru

**Игорь Николаевич Авсянко** — начальник управления разработки месторождений, АО «РН-Няганьнефтегаз»  
628183, Россия, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Нягань, ул. Сибирская, д. 10.  
e-mail: INAvsyanko@nng.rosneft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Aleksandr V. Korytov\*** — Head of the Department of Oil Field Development Support, TPRC LLC  
42 Maksima Gorkogo str., 625000, Tyumen, Russia.  
e-mail: AVKorytov2@tnnc.rosneft.ru  
SPIN-code: 9273-9477

**Oleg A. Botkin** — Leading specialist, TPRC LLC  
42 Maksima Gorkogo str., 625000, Tyumen, Russia.  
e-mail: OABotkin@tnnc.rosneft.ru

**Aleksandr V. Knyazev** — Deputy head of the Department of Geology and Field Development of Nyaganneftegaz, TPRC LLC  
42 Maksima Gorkogo str., 625000, Tyumen, Russia.  
e-mail: AVKnyazev@tnnc.rosneft.ru

**Petr V. Zimin** — Chief project engineer, TPRC LLC  
42 Maksima Gorkogo str., 625000, Tyumen, Russia.  
e-mail: PVZimin@tnnc.rosneft.ru

**Dmitriy P. Patrakov** — Head of the Department of Geology and Oil Field Development of Nyaganneftegaz, TPRC LLC  
42 Maksima Gorkogo str., 625000, Tyumen, Russia.  
e-mail: DPPatrakov@tnnc.rosneft.ru

**Igor N. Avsyanko** — Head of the Field Development Department, «RN-Nyaganneftegaz» JSC  
10 Sibirsкая str., 628183, Nyagan, KhMAO-Yugra region, Russia.  
e-mail: INAvsyanko@nng.rosneft.ru

# ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОФИЦИТА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА

**А.А. Бандалетова, А.С. Димитриев\***

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Тюмень

**Электронный адрес:** Dimitriev.AS@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Данная работа посвящена одному из ключевых направлений исследовательской деятельности современного нефтегазового научного мира: декарбонизация и повышение эффективности использования природного и попутного газа. Одним из экологических способов переработки природного и попутного газа является выработка из него технического углерода (сажи). Также данный метод включен в перечень наилучших доступных технологий (НДТ).

В настоящее время сажа является сырьем для крупнотоннажного производства резинотехнических изделий, большая доля которых приходится на изготовление шин, также сажа является ценным компонентом в лакокрасочной и нефтехимической промышленности (чернила, пластмассы и многое другое).

**Целью** проекта является оценка применимости технологий переработки профицита попутного нефтяного газа (ПНГ) в технический углерод (ТУ).

**Материалы и методы.** В основе технологии лежит пиролиз углеводородов под действием высокой температуры при недостатке воздуха.

В ходе работы были выполнены следующие задачи: изучен рынок спроса на ТУ, выполнен анализ и выбор оптимального способа получения сажи из ПНГ для месторождения N, произведены технологический расчет, подбор оборудования и экономическая оценка технологии.

**Результаты.** Расчеты показали, что применение такого способа утилизации ПНГ является экономически эффективным. PI проекта более 2.

**Заключение.** Основными достоинствами данной технологии являются: относительно низкие капитальные затраты, эффективная утилизация газа, уменьшение выбросов углекислого газа в атмосферу, дополнительный доход от реализации нового продукта, обладающего высоким спросом.

Главный недостаток такого способа утилизации газа — это отсутствие у нефтяных компаний опыта и практики в возможностях и методах получения ТУ из ПНГ.

**Ключевые слова:** технический углерод, профицит ПНГ, утилизация газа, декарбонизация

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Бандалетова А.А., Димитриев А.С. Эффективное использование профицита попутного нефтяного газа для нефтегазовых месторождений на примере технологии получения технического углерода. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):131–136. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-131-136>

Статья поступила в редакцию 03.09.2021

Принята к публикации 05.10.2021

Опубликована 24.12.2021

## THE EFFECTIVE USAGE OF APG SURPLUS FOR OIL-GAS FIELD ON THE EXAMPLE OF CARBON BLACK PRODUCTION TECHNOLOGY

**Alexandra A. Bandaletova, Anton S. Dimitriev\***

Gazpromneft STC LLC, RF, Tyumen

**E-mail:** Dimitriev.AS@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The present work is devoted to one of the key areas of research activity of the modern oil and gas scientific world: decarbonization and increasing the efficiency of the natural and associated gas usage. One of the eco-friendly ways of processing natural and associated gas is the production of carbon black (soot) from it. This method is also included in the list of best available technology (BAT).

Nowadays, soot is a raw material for massive scale production of rubber products, which accounts for a large share of the manufacture of tyres, besides, carbon black is a valuable component in the paint-and-varnish and petrochemical industry (inks, plastics and many other things).

**The aim** of the project is to assess the applicability of technologies for processing the surplus of associated petroleum gas (APG) into carbon black (CB).

**Materials and methods.** The technology is based on the pyrolysis of hydrocarbons under the influence of high temperature with a lack of air.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ  
ОБУСТРОЙСТВА  
НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© А.А. Бандалетова,  
А.С. Димитриев, 2021



In the work, the following tasks were performed: CB market was studied; the analysis and choice of the optimal method for obtaining soot from APG for the N field, technological calculation, and selection of equipment and economic evaluation of the technology were performed.

**Results.** Calculations have shown that the use of this method of APG utilization is cost-effective. The PI of the project is more than 2.

**Conclusion.** The main advantages of this technology are: relatively low capital outlays, efficient gas utilization, reduction of carbon dioxide emissions into the atmosphere, additional income from the sale of a new product in high demand. The main disadvantage of this method of gas utilization is the lack of experience and practice of oil companies in the possibilities and methods of carbon black from APG.

**Keywords:** carbon black, APG surplus, gas utilization, decarbonization

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Bandaletova A.A., Dimitriev A.S. The effective usage of APG surplus for oil-gas field on the example of carbon black production technology. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):131–136. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-131-136>

Manuscript received 03.09.2021  
Accepted 05.10.2021  
Published 24.12.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Перед нефтедобывающими компаниями появляются новые вызовы, связанные с утилизацией газа. Эффективному использованию попутного нефтяного газа (ПНГ) зачастую препятствуют различные факторы: удаленность месторождений от пунктов сдачи газа (потребителям), высокие капитальные затраты на строительство объектов подготовки и транспорта газа, отсутствие практик и неопределенность в использовании новых подходов и технологий утилизации. Одним из способов эффективного экологичного использования ПНГ является его переработка в технический углерод (сажу). Сажа является сырьем для крупнотоннажного производства резинотехнических изделий, большая доля которых приходится на изготовление шин (около 67 %), кроме того, технический углерод (ТУ) — ценный компонент в лакокрасочной и нефтехимической промышленности (чернила, пластмассы и многое другое) (рис. 1). Преимуществами метода использования газа для получения технической сажи являются сравнительно небольшие капитальные затраты относительно объектов подготовки и транспорта газа, возможность вывоза сырья автомобильным и железнодорожным транспортом, снижение парникового эффекта, высокий спрос на ТУ. Однако у нефтяных компаний отсутствует широкий опыт по применению данного метода. Кроме того, проведено сравнительно небольшое количество специализированных исследований о возможностях и способах получения технического углерода из ПНГ. Также из-за потенциальной взрывоопасности, обусловленной высоким содержанием в дисперсионной среде аэрозолей  $H_2$  и  $CO$ , повышаются требования к аэродинамическим

условиям ведения процесса. Помимо этого, необходим постоянный контроль за содержанием  $O_2$  в дисперсионной среде аэрозольного потока для обеспечения качества продукта.

## ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРОЕКТА

Целью проекта является оценка применимости технологий переработки ПНГ в технический углерод (сажу) на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях.

Основными задачами проекта являются:

- изучение и выбор оптимального способа получения сажи из ПНГ;
- экономическая оценка технологии выработки технического углерода для месторождения N.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

### ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ И ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ РЫНКИ СБЫТА ПРОДУКЦИИ

Технический углерод — высокодисперсный продукт термического или термоокислительного разложения углеводородов, получается из природных и промышленных газов, а также из нефтяных и каменноугольных масел. Плотность вещества составляет  $1,76\text{--}1,95\text{ г/см}^3$ . Согласно химическому составу, продукт состоит главным образом из углерода, доля которого составляет не менее 90 %, а также содержит до 5 % хемосорбированного кислорода, до 1,1 % серы, до 0,8 % водорода и до 0,45 % минеральных примесей. При этом кислород находится преимущественно на поверхности частиц, входя в состав функциональных групп ( $COOH$ ,  $C=O$  и др.), связанных с углеродным скелетом сажи.

Прочие примеси равномерно распределены в объеме частиц ТУ. Свойства ТУ определяются параметрами процесса и характеристиками исходного сырья. С увеличением ароматизованности (числа ароматических колец и содержания углерода в циклических структурах) возрастает выход и повышается качество сажи. Дисперсность ТУ является функцией температуры, с повышением которой увеличивается дисперсность и снижается выход. ТУ с повышенной дисперсностью (до определенного предела) обладает большим усиливающим действием, что используется при производстве резин. Рынок технического углерода в нашей стране представлен тремя производителями активных марок (Омский, Нижнекамский, Ярославский заводы) и тремя производителями малоактивных марок (Туймазинский, Ивановский и Сосногорский заводы). А рынок сбыта технической сажи представлен шинными заводами, например «Омскшина», «Уралшина», «Волтар-Пром» и другие. Потребление технического углерода в России в 2019 году составило 242 тыс. тонн, а общий экспорт из России в этом же году составил 718 тыс. тонн [1]. Технический углерод пользуется высоким спросом в Канаде, США, Турции, Китае, Вьетнаме и Индонезии.

### МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ САЖИ ИЗ ПНГ

Существует несколько методов получения сажи: печной, пиролизный, или термический, и канальный. Техническому углероду присваивается марка в зависимости от способа его получения. Термический способ основан на разложении газообразного сырья без доступа воздуха

в каналах огнеупорной насадки генератора. Сырье вместе с воздухом подается в нижнюю часть генераторов и сжигается, пока температура не достигнет  $1500\text{--}1600\text{ }^{\circ}C$ , далее прекращается подача воздуха и сырья, закрывается выхлопная труба и осуществляется подача сырья в верхнюю часть генераторов, в которых при заданной температуре происходит синтез ТУ. Поскольку процесс циклический, обычно устанавливают два генератора, после которых аэрозоль, содержащий полученный ТУ,

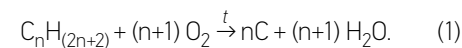
**ПРЕДЛАГАЕМЫЙ МЕТОД ПЕРЕРАБОТКИ ПНГ В САЖУ ОТЛИЧАЕТСЯ НИЗКИМИ КАПИТАЛЬНЫМИ ЗАТРАТАМИ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И ИМЕЕТ ВЫСОКИЙ СПРОС НА ИТОГОВУЮ ПРОДУКЦИЮ.**

охлаждают в холодильниках, максимально полно отделяют ТУ, а очищенный отходящий газ выбрасывается в атмосферу либо добавляется к сырьевому газу и вновь осуществляют синтез ТУ. Часть полученного ТУ задерживается насадкой (50 %) и сгорает в новом цикле, несмотря на это, выход ТУ, полученного термическим способом, достаточно высок и может достигать 30 %. Однако полученный продукт имеет крупные первичные частицы и высокую степень их неоднородности по размерам [2]. В канальном способе синтез осуществляли из газообразного сырья в горелочных камерах при осаждении ТУ на осадительной поверхности, расположенной над газовыми горелками, в пламени которых образуется ТУ. Этот ТУ обладает самой сильной степенью окисленности поверхности, однако его выход очень мал (около 2,5 %) и, в отличие от других, этот способ синтеза предполагает огромное

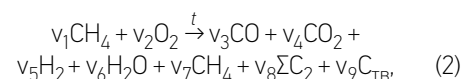


Рис. 1. Основные сферы использования технического углерода. Составлено авторами  
Fig. 1. The CB consumption pie chart. Made by the authors

количество выбросов в атмосферу с отходящими газами — около 30 % от всего полученного целевого продукта [2]. В данной работе рассмотрен печной способ как наиболее экологически чистый. В основе технологии лежит пиролиз углеводородов под действием высокой температуры при недостатке воздуха:



Однако на практике одновременно происходят процессы горения ПНГ с получением тепла, окисление продуктов, образующихся при неполном сгорании, пиролиз углеводородов с образованием ТУ, а также реакции взаимодействия ТУ с газообразными продуктами. Специфика процессов горения и газификации углеводородов и сажи такова, что реакции не достигают термодинамического равновесия. Процесс осуществляется в динамических условиях, поэтому стехиометрическое выражение неполного горения углеводородов, в частности метана, записывают в общем виде:



где  $v_i$  — стехиометрические коэффициенты реагентов и продуктов реакции. Коэффициенты в уравнении (2) связаны между собой и на практике определяются на основании данных хроматографического анализа отходящих газов. Основными условиями, определяющими степень превращения сырья в ТУ, являются температура в реакторе, состав сырья и время пребывания аэрозоля в зоне высоких температур [3]. Регулируя рабочие условия, можно получать различные марки продукта, при этом выход технического углерода составляет 40–60 %.

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА

Процесс пиролиза происходит в реакционной печи — горизонтальной цилиндрической камере, обложенной огнеупорным кирпичом и заключенной в металлическом кожухе. Торцевая часть печи снабжена устройством для подачи газа, а воздух поступает тангенциально к потоку газа через отверстия в футеровке для более интенсивного перемешивания с газом. Количество подаваемого в печь воздуха составляет 50 % от требуемого количества для полного сгорания углеводородов сырья (примерно  $5,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$  сжигаемого газа).

На рис. 2 представлена принципиальная технологическая схема установки производства печного технического углерода. Попутный нефтяной газ (поток I) подается в печь-реактор (1), куда воздухозаборным аппаратом (2) подается воздух (поток II). Затем продукция переходит в трубопровод-активатор (3), предназначенный для выдержки ТУ при высокой температуре (порядка 1200–1500 °C) в течение определенного времени с целью полного разложения углеводородов. После продукты направляются в холодильник (4), где происходит охлаждение саже-газовой смеси за счет орошения водой (поток III), затем в фильтр (5) для разделения сажи и остаточных газов. Остаточные газы подаются на печь дожига (10), а сажа по шнекам и элеваторам (6) через сепаратор отделения сажи (8) попадает в аппараты гранулирования и фасовки (9), на выходе получают гранулированный товарный ТУ (поток IV).

При наличии сероводорода в сырьевом потоке необходимо дополнительно предусмотреть очистку от сернистых соединений. Очистка от углекислого газа не требуется.

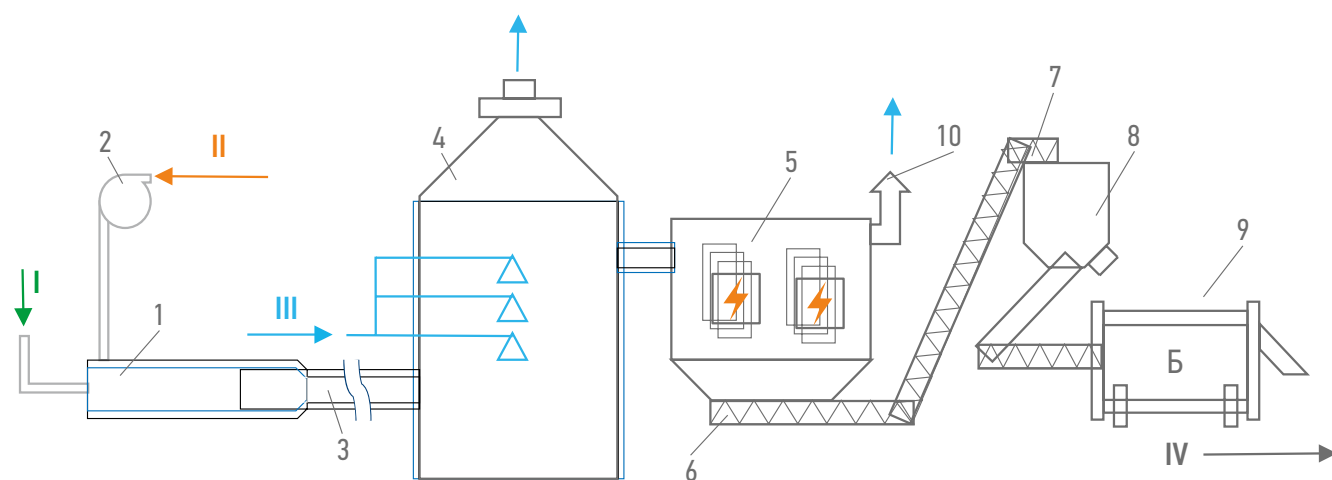


Рис. 2. Технологическая схема производства технического углерода печным способом. Составлено авторами  
Fig. 2. Technological scheme of furnace carbon production. Made by the authors

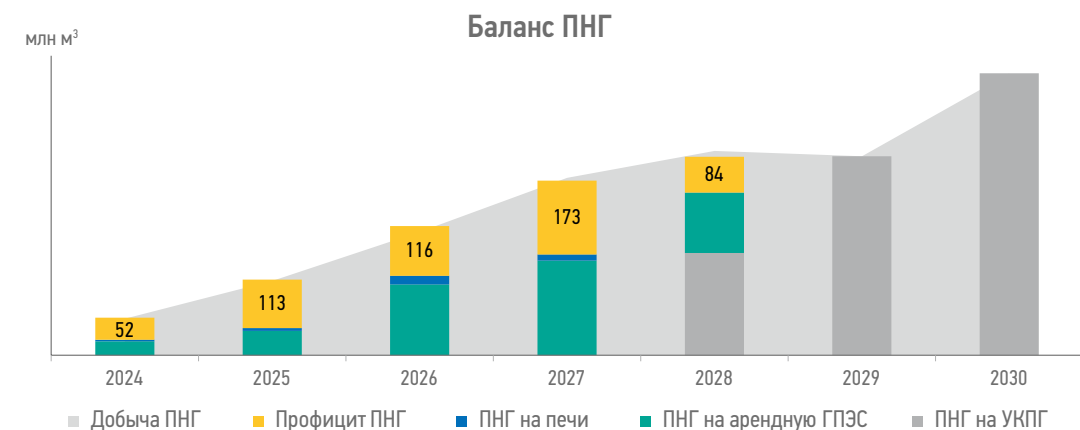


Рис. 3. Профиль добычи ПНГ на месторождении N. Составлено авторами  
Fig. 3. APG production profile of the field N. Made by the authors

## ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И РЕЗУЛЬТАТЫ

### ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ N

В большинстве случаев на практике излишки попутного нефтяного газа используют для генерации электроэнергии, направляют на установку комплексной подготовки газа, используют на собственные нужды нефтяного промысла; возможна сдача в существующие газовые объекты, находящиеся в непосредственной близости от месторождения.

Данная технология предложена для месторождения N, которое находится на начальной стадии разработки. Часть инфраструктурных объектов уже реализована, часть находится в процессе строительства, часть — проектируется. При переходе на полномасштабную разработку (ПМР) планируется ввод УКПГ. Но до запуска УКПГ существует профицит ПНГ на период 5 лет (рис. 3), вызванный увеличением добычи ПНГ относительно более ранних этапов проекта. Как видно из графика, ПНГ расходуется на собственные нужды промысла: выработку электроэнергии на газопоршневых электростанциях и подогрев эмульсии на объекте подготовки (на печи). После строительства УКПГ в середине 2028 г. будет наблюдаться 100 % использование ПНГ (отсутствие профицита). Пиковый профицитный объем газа составляет 173 млн  $\text{м}^3/\text{год}$ , что соответствует около 38 % от общей добычи в этом году. Для рассмотренного кейса предлагается строительство установки производства ТУ из попутного газа печным способом на промысле.

Выполнена оценка стоимости установки производительностью по газу 180 млн  $\text{м}^3/\text{год}$ , подобраны аппараты, участвующие в процессе

переработки сырья в сажу, склады для хранения продукции, также учтены эксплуатационные затраты на производство и стоимость транспорта продукции. Полученный товарный ТУ доставляется до потребителя авто- и железнодорожным транспортом. На рис. 4 представлен график NPV. На основании полученных результатов можно сделать вывод, что вариант получения сажи является экономически эффективным. PI проекта более 2.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение установки производства ТУ позволяет:

- эффективно использовать ПНГ;
- снизить эмиссию  $\text{CO}_2$ ;
- получить дополнительный доход от продажи нового продукта.

Данная установка может быть применена не только на месторождении N. Для адаптации технологии на других нефтяных и нефтегазоконденсатных проектах необходимо подобрать свой режим работы установки.

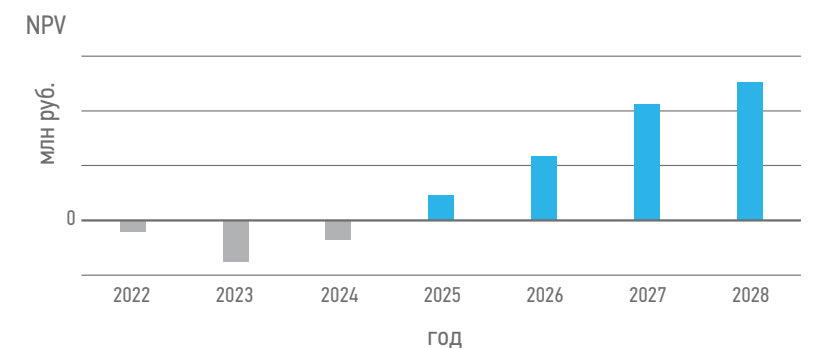


Рис. 4. Накопленный дисконтированный денежный поток (NPV) от реализации ТУ. Составлено авторами  
Fig. 4. Net present value of the CB sales. Made by the authors



# ПОТЕНЦИАЛ ПОДХОДОВ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

**А.С. Бочков, М.Г. Дымочкина\***

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Dymochkina.MG@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В динамично меняющихся внешних условиях принятие решений в нефтегазовой отрасли, традиционно являющейся крайне капиталоемкой, должно строиться с позиции максимизации ценности для бизнеса. Качественное и обоснованное моделирование ценности любого бизнес-юнита может быть основано на системном data-driven подходе (подходе управления на основе данных).

**Цель статьи** — изучение примеров применения подхода к управлению на основе данных и анализ возможности масштабирования данных примеров на проекты Блока разведки и добычи компании «Газпром нефть».

**Материалы и методы.** В статье приводится анализ теоретических основ применения метода управления на основе данных, который позволяет решить сразу несколько задач:

- обеспечить принятие быстрых и обоснованных решений на основе данных, которые всегда можно проверить, а результат проанализировать;
- существенно сократить затраты за счет исключения шагов, не влияющих на ценность бизнеса, и повышения его гибкости в целом;
- сформировать правильное отношение к данным и подготовить основу для реального внедрения технологий Индустрии 4.0.

На основе анализа различных кейсов выявлена закономерность применения данного подхода — моделирование и принятие решений на основе данных в равной степени связаны как с реинжинирингом бизнес-процессов с позиции ключевых метрик ценности, так и с технологическим развитием компаний.

**Результаты.** Рассмотрены перспективы применения системного подхода к поддержке принятия решения на основе данных в компаниях сферы топливно-энергетического комплекса на примере опыта разработки комплексных продуктов в компании «Газпром нефть». На примерах продемонстрировано, что явный эффект от внедрения систем управления на основе данных достигается при последовательном выстраивании бизнес-процессов с позиции достижения ключевой ценности, выделения основных показателей эффективности бизнеса и создании цифровой обвязки мониторинга данных показателей, позволяющей оперативно управлять достижением целей.

**Заключение.** Сделаны выводы о возможностях применения подхода управления на основе данных для различных процессов нефтяной компании.

**Ключевые слова:** управление на основе данных, иерархия метрик, метрика Полярной звезды, технологический менеджмент, нефтегазовая отрасль

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Бочков А.С., Дымочкина М.Г. Потенциал подходов поддержки принятия решений на основе данных в нефтегазовой отрасли. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):137–146. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-137-146>

*Статья поступила в редакцию 03.09.2021*

*Принята к публикации 11.11.2021*

*Опубликована 24.12.2021*

THE DATA-DRIVING MANAGEMENT IN OIL AND GAS INDUSTRY: EXAMPLES AND OPPORTUNITIES

**Andrey S. Bochkov, Mariia G. Dymochkina\***

Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Dymochkina.MG@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** Decision-making process in the oil and gas industry, traditionally extremely expensive, should be based on the point of maximizing the business value. Forecasting the effectiveness of investments of any business unit in oil and gas should be based on a data-driven management approach.

**The purpose** of this article — to study methods and best practices of applying a data — driven approach to decision-making and analyze the possibility of scaling methods of best practices in the processes in oil and gas company.

**Materials and methods.** Research a various case with data-driven management shows that using data-driven approach allows solving several tasks at once:

- to make a fast and quality decisions based on data that can always be checked, and the result can be analyzed;
- to reduce the costs by eliminating inefficient steps and increase the flexibility of the process;
- to form the correct attitude to data (data culture) and prepare for the implementation of the technologies of Industry 4.0.

## Список литературы

1. Девон ИА. Производство техуглерода упало вслед за шинным рынком [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.topof.ru/news/2020/11/proizvodstvo-tekhugleroda-upalo-vsled-za-shinnym-rynkom> (дата обращения: 15.08.2021).
2. Зуев В.П. Производство сажи: 2-е издание доп. и перераб. / В.П. Зуев, В.В. Михайлов. — М.: Химия, 1965. — 328 с.
3. Лапшин М.П. Разработка новых технологических решений при получении печного техуглерода: дис. ... канд. тех. наук: 05.17.07. — М., 2007. — 120 с.

## References

1. Devon I. A. The production of technocarbon fell after the tyre market [Electronic resource]. — URL: <https://www.topof.ru/news/2020/11/proizvodstvo-tekhugleroda-upalo-vsled-za-shinnym-rynkom> (date of the request 15.08.2021).
2. Zuev V.P., Mikhailov V.V. *Production of Soot*, 2nd edition. Moscow: Khimiya, 1965, 328 p. (In Russ.).
3. Lapshin M.P. Development of new technological solutions for the production of furnace carbon black: dissertation ... candidate of Technical Sciences: 05.17.07. Moscow, 2007, 120 p. (In Russ.).

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.А. Бандалетова** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи, выполнила литературный обзор по данной теме, разработала дорожную карту реализации технологического проекта, провела экономическую оценку для выбранного способа производства сажи.

**А.С. Димитриев** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнил технологические расчеты установки производства углерода, составил технологическую схему процесса, выполнил подбор оборудования, оценил капитальные и операционные затраты, провел экономическую оценку для выбранного способа производства сажи.

**Alexandra A. Bandaletova** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article, performed a literature review on this topic, developed an implementation roadmap of a technological project, conducted an economic assessment for the selected method of soot production.

**Anton S. Dimitriev** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, performed technological calculations of the carbon production plant, formed a technological scheme of the process, performed the selection of equipment, estimated fixed and operating costs, conducted an economic assessment for the selected method of soot production.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Александра Александровна Бандалетова** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14. e-mail: Bandaletova.AA@gazpromneft-ntc.ru

**Антон Сергеевич Димитриев\*** — ведущий специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14. e-mail: Dimitriev.AS@gazpromneft-ntc.ru

**Alexandra A. Bandaletova** — Industry manager, Gazpromneft STC LLC 14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: Bandaletova.AA@gazpromneft-ntc.ru

**Anton S. Dimitriev\*** — Lead specialist, Gazpromneft STC LLC 14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: Dimitriev.AS@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

Analyze cases revealed two common and important things: engineering of business processes from the key performance indicators and the technological development.

**Results.** In article discusses the topic of applying a data-driven decision-making approach in oil and gas companies using several examples of Gazprom Neft. These examples shows that better effect from the using of data-driven management is achieved by consistently modeling business processes for achieving maximum values; highlighting and fixing key business performance indicators and creating a digital monitoring of these indicators, which allows you to the achievement of goals.

**Conclusions.** In the conclusion of the article there are recommendation about using data-driven management approach for various processes of an oil and gas company.

**Keywords:** data-driven management, hierarchy of metrics, North star metric, the technology management, oil and gas industry

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Bochkov A.S., Dymochkina M.G. The data-driving management in oil and gas industry: examples and opportunities. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):137–146. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-137-146>

*Manuscript received 03.09.2021*

*Accepted 11.11.2021*

*Published 24.12.2021*

## ВВЕДЕНИЕ

Качество запасов, с которыми работают нефтегазовые компании в данный момент, ухудшается: кратно увеличиваются неоднородность и сложность строения пластов. В нефтегазовой индустрии исторически накоплен огромный объем геологической информации, теоретически позволяющий упростить работы с такими сложными объектами, но этот массив данных не обобщен для выявления сложных системных закономерностей и принятия более робастных решений. Это ставит задачу разработки инструментов автоматизированного обобщения интеллектуальной информации, результатов ее обработки и интерпретации, а также построения и масштабирования экспертных систем. В ходе работы над созданием геологических моделей специалисты в области исследований керна, испытаний, сейсморазведочных и геофизических работ интегрируют все имеющиеся данные о строении геологического тела. Данные последовательно передаются между специалистами, упрощаются и нормализуются для интеграции различных видов исследований. В конечном счете они настолько огрубляются для использования в качестве эффективных параметров геологической модели, что итоговое представление о строении геологического объекта может оказаться достаточно далеко от реальной картины (ведь работа происходит со сложными геологическими объектами). Это ставит задачу разработки более эффективных методов организации работы с геологической информацией, снижения транзакционных издержек передачи информации. Отдельно следует отметить стремительное развитие технологий Индустрии 4.0, которые

получают все большее отражение в повестке самых различных отраслей. Реализуя тренды Стратегии-2030 «Газпром нефти» в части трансформации бизнеса, компания масштабно инвестирует в развитие элементов Индустрии 4.0. В Блоке разведки и добычи сформированы крупные трансформационные программы, цель которых — оптимизировать бизнес-процессы подразделений и при помощи интеллектуальных систем обеспечить принятие более качественных и быстрых решений, развивающих гибкость и ценность бизнеса.

С появлением и локальным внедрением некоторых новых инструментов трансформации (например, новых бизнес-продуктов или ИТ-инструментов) становится все более очевидно, что решение заявленных задач Стратегии-2030 труднодостижимо без внедрения базовых элементов data-driven company — сквозной интеграции бизнес-процессов, которые управляются на основе данных по прозрачной системе иерархии КПЭ (метрик процесса).

Отсутствие интегрированной системы управления на основе данных (data-driven management) со временем может привести не только к снижению эффекта от трансформации бизнеса, но также и к ряду упущенных возможностей от использования интеллектуальных систем, учитывая темпы роста Индустрии 4.0 [1]

## ВОЗМОЖНОСТИ

Исследование трендов будущего аналитиком Accenture TechVision, выпущенное в 2021 г. [2], показывает, что за последние 12 месяцев (с начала пандемии COVID-19) количество

компаний, использующих внешние и внутренние данные в реальном времени, увеличилось до 77 %, и хотя доля компаний, в которых топ-менеджмент принимает решения на основе данных, только приближается к 40 %, но и этот показатель постоянно растет. Новая палитра вызовов, с которыми сталкивается бизнес по всему миру, приводит к потребности все более обоснованных решений на основе детальной аналитики с потенциалом предиктивного прогноза поведения рынка. Компании стремительно переходят на data-driven decision making (принятие решений на основе данных) подход, т.к. так называемые интуитивные решения, подробно описанные Д. Канеманом [3], обходятся все дороже в условиях глобальной неопределенности.

Подход к управлению на основе данных — это подход к принятию всех управленческих и инвестиционных решений с опорой на анализ фактической информации по необходимым показателям (метрикам). При этом анализируемые данные собираются с различных уровней поступления и интегрируются в более высокоуровневые метрики по заранее установленным зависимостям. Эта система обеспечивает непредвзятый подход к интерпретации данных и поддерживает прозрачность решений.

Data-driven подход к управлению включает два обязательных этапа: реинжиниринг бизнес-процессов с восстановлением иерархии ключевых показателей эффективности (КПЭ), которые могут управляться на основе данных; и обеспечение технологической возможности сбора, обработки и анализа данных для принятия решений. Неслучайно в выстраивании системы управления на основе данных организационная и технологическая составляющая так тесно связаны. В отчете [2] отмечается, что 89 % руководителей не разделяют бизнес- и технологические стратегии развития своих компаний. Они считают, что способность их организаций улучшать работу бизнеса будет все больше зависеть от ограничений в сфере технологий. Для того чтобы раскрыть эту связь, рассмотрим подробнее каждый из этапов.

## ВОССТАНОВЛЕНИЕ ИЕРАРХИИ (ИЛИ ДЕРЕВА) КПЭ НА ОСНОВЕ РЕИНЖИНИРИНГА БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ

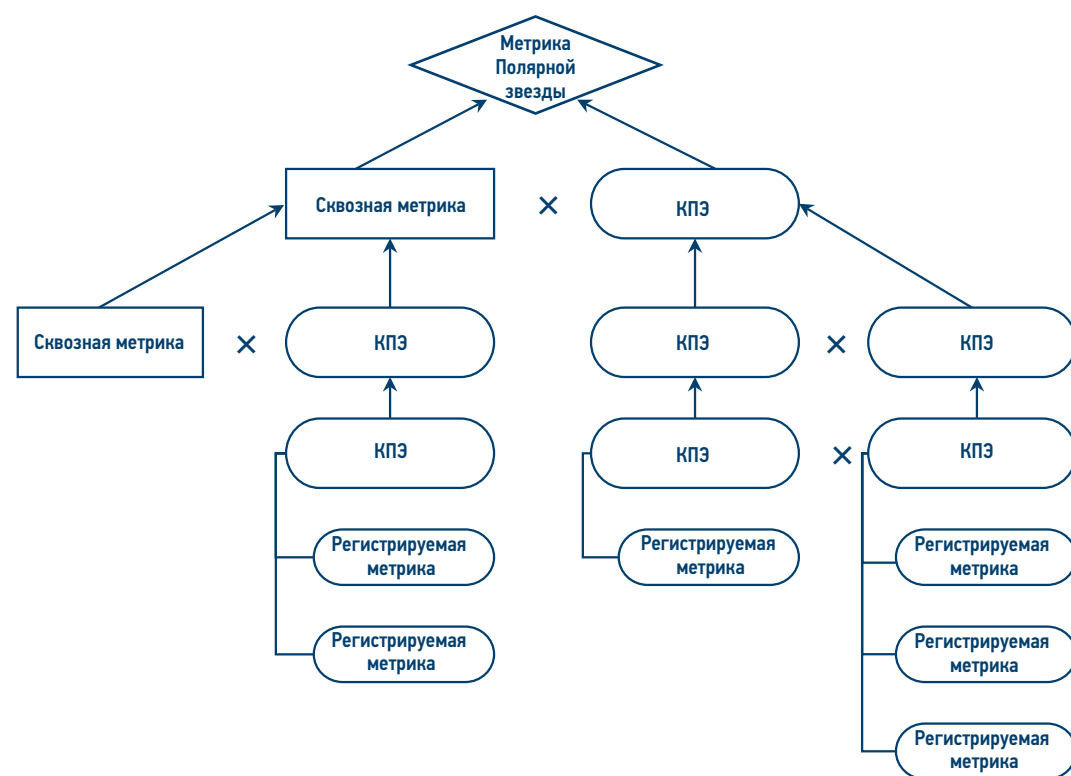
Карл Андерсон в «Аналитической культуре» [4] прямо указывает, что при организации системы управления на основе данных цели первичны относительно данных — это

очень важный постулат, который не всегда принимается во внимание на старте цифровой трансформации компаний. Это значит, что, вводя систему управления на основе данных, в первую очередь необходимо смоделировать набор целей и КПЭ для всех бизнес-юнитов, который будет понятно и прозрачно связывать их с базовой целью компании. При наличии такой иерархии метрик все бизнес-процессы компании — с самых дискретных уровней генерации информации до уровней принятия стратегических решений — могут быть пронизаны системой «сигнальных маячков» — данных, по состоянию которых можно на ранних стадиях судить о возможном недостижении важных бизнес-КПЭ. Выявление и поддержка ключевых метрик на всех уровнях принятия решений фокусирует бизнес-юниты на выполнение только необходимых шагов, ценность которых очевидна. Шаги, которые не ведут в явном виде к достижению ключевых метрик, просто исключаются из поля зрения и не расходуют ресурс подразделений.

## ВНЕДРЕНИЕ В ПРОЦЕСС УПРАВЛЕНИЯ DATA-DRIVEN ПОДХОДА ПОЗВОЛЯЕТ СДЕЛАТЬ ПРОЦЕСС ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ МАКСИМАЛЬНО ПРОЗРАЧНЫМ И ОБЪЕКТИВНЫМ.

Существуют различные подходы выстраивания дерева метрик, которые зависят от особенностей бизнес-модели компании. В крупных компаниях, работающих по принципам продуктового подхода (Amazon, Uber, Spotify), распространенным методом является моделирование дерева метрик от одного базового бизнес-показателя, определяющего ключевую ценность компании, — так называемой метрики Полярной звезды (The North Star Metric или NSM) [5]. Это стратегический показатель, по динамике которого компания делает вывод о развитии бизнеса. Для каждой компании этот показатель свой, например, в Uber анализируют количество поездок в неделю, в Spotify — время, проведенное одним пользователем в приложении. В контексте бизнеса разведки и добычи таким показателем может быть объем добычи нефти. Важно, чтобы именно этот индикатор отражал динамику бизнеса в долгосрочной перспективе внутри принятой бизнес-модели. Определение и декомпозиция NSM на более мелкие уровни, фокусирование всех бизнес-процессов на достижение именно этого показателя создает прозрачную и управляемую систему принятия решений. При этом связь остальных метрик с NSM





**Рис. 1. Пример дерева метрик [5]**  
**Fig. 1. Example of Metric Tree [5]**

устанавливается на основании математически обоснованных зависимостей (рис. 1). Использование такой иерархии метрик исключает возможность принятия решений, не приводящих к повышению главного показателя бизнеса, а в случае его недостижения — дает возможность быстро определить причины.

Ограничением метода NSM является необходимость установления очевидной связи между всеми уровнями иерархии, что не всегда возможно в сложных составных бизнес-моделях. В таких случаях могут быть использованы гибридные иерархические модели, где учтены различные группы метрик и установлены индивидуальные связи между ними. В этих системах NSM может быть заменена на комплекс показателей, каждый из которых интегрируется из низкоуровневых метрик по своим законам [6].

Для обеих разновидностей иерархий метрик характерна четкая зависимость от используемых данных, на основании которых можно судить о состоянии процесса и достижении либо недостижении ключевых показателей его эффективности. Поэтому часто в результате реинжиниринга бизнес-процессов с позиции анализа данных шаги, которые невозможно проанализировать и подкрепить информацией, исключаются из списка влияющих показателей бизнеса.

## АНАЛИЗ ДАННЫХ

Вторым этапом при внедрении data-driven подхода к принятию решений является выстраивание технологического процесса работы с данными. Очевидно, что система, выстроенная на первом шаге, не заработает без необходимого технологического подкрепления — именно поэтому компании, ориентирующиеся на data-driven, часто не разделяют свои бизнес и технологические стратегии. Выстраивание системы сбора, хранения, обработки данных, а также своевременная поставка данных на дашборды тактического и стратегического управления — то, что делает data-driven возможным.

В том же отчете Accenture TechVision 2021 [2] одним из ключевых трендов на ближайшие три года названы масштабные архитектурные платформы, способные интегрировать, обрабатывать различные виды данных и предоставлять доступ к ним все большим сообществам людей. Когда речь идет о построении data-driven company, единственный способ вовлечь всю компанию в эту, во многом культурную, трансформацию — предоставить всем сотрудникам доступ к одинаковым качественным данным. Непрерывность бизнес-процессов и наличие прозрачной иерархии метрик также подразумевает, что данные не являются эксклюзивными, а накапливают-

## РЫЧАГИ

Обобщая приведенные выше примеры, можно увидеть, что внедрение подхода управления на основе данных для компаний ТЭК открывает огромные перспективы по всем направлениям бизнеса — как традиционным, так и направлениям «зеленой энергетики». Можно выделить 5 приоритетных видов эффектов от внедрений data-driven подхода.

## 1. ФОКУСИРОВКА НА ЦЕННОСТИ И ПРОДУКТОВАЯ ОРИЕНТАЦИЯ

Обновление и переосмысление бизнес-процессов и бизнес-метрик при внедрении подхода управления на основе данных позволяет сфокусировать все бизнес-юниты компании на достижении очевидно ценных показателей, ведущих к главной цели или группе целей, а второстепенные задачи — исключить из повестки. Уровень достижения целевых метрик постоянно анализируется и предстает в виде графиков и зависимостей на тактических и стратегических дашбордах менеджмента, что позволяет обеспечить следующий профит — гибкость.

## 2. ГИБКОСТЬ В ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЙ

Благодаря постоянному сбору, обработке и аналитике данных data driven company оперативно реагирует на любые изменения внешней среды, понимает последствия всех решений, раньше других видит возможности для оптимизации процессов за счет управления конкретными метриками.

### 3. ПРОЗРАЧНОСТЬ РЕШЕНИЙ И ДИАПАЗОН ВОЗМОЖНОСТЕЙ

Когда за каждым обоснованием управленческого или инвестиционного решения стоят данные, которые можно проанализировать и проследить их от источника — вероятность принятия скрытого «интуитивного» решения многократно снижаются. Кроме того, наличие качественных данных позволяет выполнять широкий анализ альтернатив при принятии решений, а значит, дает больше возможностей.

#### 4. СИСТЕМНОСТЬ И ИНТЕГРАЦИЯ

За счет прозрачной связи всех бизнес-юнитов системы через данные становятся более очевидными возможности для интеграции и синергии отдельных процессов. С другой стороны, в случае неэффективного функционирования одного из процессов, это тоже сразу становится очевидно за счет влияния на другие элементы системы.

## 5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

В заключение топ-5 списка хочется вернуться к примеру Shell, которые заявляют об экономии миллионов долларов за счет внедрения data-driven и IoT [8]. На увеличение базовых экономических показателей управление на основе данных влияет напрямую — гибкость, скорость и качество принимаемых решений положительно сказывается на бизнесе в целом.

ОПИСАНИЕ DATA-DRIVEN ПОДХОДА НА ПРИМЕРЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КЕЙСОВ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Как упоминалось в начале статьи, «Газпром нефть» предусматривает масштабную трансформацию бизнеса с внедрением подходов data-driven. В различных подразделениях БРД (Блока разведки и добычи) элементы управления на основе данных внедряются достаточно давно.

Разберем потенциал данных решений на нескольких примерах.

Процесс геолого-экономической оценки (ГЭО) новых активов можно назвать стабильным и в то же время динамично развивающимся с точки зрения методик работы с данными. Создание до 100 сложных бизнес-кейсов ежегодно на протяжении более 5 лет, а также масштабный процесс согласования результатов ГЭО, в который вовлечены более 30 дирекций и департаментов компании, сделал процесс ГЭО четко отлаженным и подкрепленным с позиции данных. С другой стороны, опыт и экспертиза участников, принимающих решения по результатам ГЭО, позволил выделить четкие метрики оценки новых активов, по которым всегда можно оперативно судить о качестве принятых решений.

Элементы принятия решения на основе данных в процессе ГЭО начали вводиться сначала на уровне подпроцессов — и даже при такой дискретизации показали положительный эффект. Довольно быстро по ходу создания бизнес-кейсов стало понятно, что одними из наиболее влияющих показателей на инвестиционное решение являются диапазон неопределенностей в части ресурсной базы и геологические риски. При этом корректно оценить данные показатели можно было только в специальном ПО. Существующие ИТ-инструменты не позволяли накапливать и обрабатывать геологическую информацию в необходимом качестве, поэтому в ИТЦ был создан внутренний инструмент (Вега 1.0), который сразу решил несколько задач:

- позволил всем сотрудникам компании в любом ДО выполнять все вероятностные оценки ресурсной базы с учетом рисков по единым методикам и подходам;
- накапливать базу вероятностных оценок для последующего постинвест-мониторинга и анализа.

Таким образом были получены эффекты в части прозрачности решений и системной интеграции данных в процессе.

Постепенно геологическая оценка ресурсной базы с учетом комбинаторики рисков стала

общей практикой для геологов компании и качественной основой для принятия решений. Ряд крупных проектов ГРП ощутили на себе положительное влияние управления на основе данных, когда решение о приобретении актива принималось на базе изначально качественной обоснованной оценки, и все последующие решения продолжали приниматься на геологических моделях, унаследованных от первоначальных данных с учетом всей накопленной информации.

Получив удачный опыт на уровне подпроцесса вероятностной оценки ресурсной базы и геологических рисков, удалось масштабировать data-driven подход на весь процесс ГЭО новых активов. Для технологического подкрепления этой задачи был инициирован проект Вега 2.0.

Базовые задачи платформы Вега 2.0 частично можно сравнить с платформой OSDU (сделав обязательную скидку на масштаб и объем используемых данных). OSDU — это платформа, объединяющая в себе все накопленные исторические и новые данные, получаемые по данным геолого-геофизических исследований. В архитектуре Вега 2.0 учтена возможность использования всех накопленных данных при работе алгоритмов получения интегрированного бизнес-кейса (оценки геологических рисков; расчета профилей добычи и др. (рис. 2)). При этом алгоритмы могут добавляться по мере необходимости в общедоступную библиотеку так, что любой реализованный кейс развивает всю систему (еще одна аналогия с OSDU).

Все ключевые метрики бизнес-кейса предоставляются для принятия решений на адаптивной системе дашбордов в реальном времени (клиент-серверная архитектура позволяет использовать систему распределенных вычислений, обеспечивая необходимую скорость расчета (рис. 3)).

Несмотря на то что в платформе Вега 2.0 предусмотрены «рабочие места» для специалистов различных направлений (геологов, разработчиков, математиков, экономистов), ее главная ценность в другом. В первую очередь Вега 2.0 — это инструмент систематизации и изменения культуры работы с данными, это проводник от источника данных до точки принятия решения по ключевым вопросам ГРП.

На сегодня платформенная часть инструмента готова в области хранения и передачи данных некоторых распространенных типов; создан API (application programming interface — программный интерфейс), позволяющий интегрировать в систему другие приложения и алгоритмы, ведется разработка рабочих мест ключевых ролей пользо-

вателей. Платформа прошла тестирование на одном из крупных проектов ГРП, выполнив стандартный процесс ГЭО с высоким уровнем точности и существенной экономией времени относительно стандартного рутинного процесса.

На примере внедрения data-driven в масштабный процесс ГЭО стали более явными и эффекты от этого подхода:

- детальный бизнес-анализ процессов ГРП, который был необходим для интеграции алгоритмов на ИТ-платформу, позволил



Рис. 2. Экран моделирования технико-экономической оценки проекта, Вега 2.0. Цифровой проект Вега 2.0  
Fig. 2. Screen of the Prototype Vega 2.0, feature of technical and economical evaluation modeling process. Digital project Vega 2.0



Рис. 3. Пример настраиваемого дашборда показателей геолого-экономической оценки, Вега 2.0.  
Цифровой проект Вега 2.0  
Fig. 3. Example of the dashboard screen Prototype Vega 2.0 with technical and economical parameters. Digital project Vega 2.0



оптимизировать сами процессы: вскрыть детали процесса, неявные с точки зрения ценности, и исправить их;

- расчет бизнес-кейса и принятия решения удалось сфокусировать на ключевых метриках из множества: уровень gCoS и eCoS актива, уровень CAPEX ГРП, время проведения ГРП;
- сформировалось понимание, что постинвестиционный мониторинг актива может стать легкодоступной операцией в случае, если инвест-решения принимаются на базе унаследованных моделей, интегрированных в единую платформу.

Эти и другие открывшиеся перспективы мотивируют бизнес к дальнейшему развитию платформы Beга 2.0, несмотря на сложность поддержки таких data-driven систем.

Другим примером внедрения data-driven decision making подхода в БРД является система технологического менеджмента (СТМ).

Система технологического менеджмента — это комплекс процессов, сервисов и ИТ-решений, направленных на непрерывное сопровождение реализации технологической стратегии. Цель развития СТМ заключается в обеспечении нового уровня эффективности компании через выявление и достижение технологического потенциала активов (рис. 4).

Поскольку СТМ объединяет более 200 участников технологических проектов, более 50 технологических партнеров, а также консолидирует большое количество смежных направлений (управление интеллектуальной

собственностью, закупочный процесс, процесс коммерциализации и т. д.), необходимо интегрировать всех участников в комплексный процесс работы с технологическим потенциалом, поддержанный распределенной моделью ответственности и КПЭ. Ключевая метрика системы технологического менеджмента (NSM) — конверсия технологического потенциала в эффект от тиражирования новых технологий — позволила переопределить и перераспределить процессы от конечного результата до первоисточников данных. Для этой задачи были оцифрованы более 1000 компонент данных по более чем 100 технологическим проектам и более чем 2 500 опытно-промышленным испытаниям и технологическим гипотезам. Сейчас в СТМ реализована значительная часть элементов data-driven management — проведен реинжиниринг бизнес-процессов управления технологическим развитием и выделены ключевые метрики, на которые нацелено внимание команды (уровень технологического потенциала активов, количество тестируемых гипотез в рамках проекта, ценность технологического портфеля). Вокруг этих метрик постепенно выстраивается система инструментов — сбора, обработки и аналитики данных, дашбордов, которые помогут активам принимать оперативные решения развития технологической повестки. Внедрение даже первых элементов data-driven подхода повысило эффективность реализации всей технологической стратегии — операционный ритм разработки технологий был оптимизирован более чем в 3 раза, ценность технологического портфеля выросла на 20 %, более чем вдвое увеличен объем тиражируемых технологических проектов. Управление процессами на основе объективных, фактических данных позволяет Блоку новых технологий сокращать издержки, повышать количество и востребованность их внедрения, своевременно реагировать на запросы добывающих дочерних обществ и партнеров.

обработки информации, преемственность и обоснованность принимаемых решений. Обобщая использованные подходы, можно структурировать условия, в которых использование data-driven подходов раскрывает максимальный потенциал.

- Наличие интегрирующей бизнес-метрики. В случае когда в анализируемых бизнес-процессах сформулирована единая интегрирующая метрика, или комплекс метрик, они позволяют «вытягивать» элементы бизнес-процессов, однозначно определять КПЭ между этапами и оценивать полноту имеющихся данных.

- Кросс-функциональный процесс. Наибольший потенциал подхода раскрывается в кросс-функциональных бизнес-процессах с участием специалистов и экспертов различных функций. В таких процессах важно не только сохранять прозрачность процесса формирования ключевых метрик, но и обеспечивать полноту передачи данных, их качество для принятия тех или иных решений.

- Необходимость автоматизации процессов. Очевидно, что автоматизация и оптимизация модели принятия решений должна опираться на стабилизированный бизнес-процесс и структурированные потоки данных.

- Высокая управленческая вовлеченность. Выстраивание процессов и потоков данных от первичной информации до уровней принятия решений должны подкрепляться последовательностью и дисциплиной в использовании этих данных со стороны лиц, принимающих решения. Вовлеченность, контроль и однозначность принятия управленческих решений на базе таких процессов является основой внедрения и развития data-driven management.

Как отмечалось в начале статьи, процессы в нефтегазовой компании часто насыщены большим объемом неструктурированных данных. Способы их верификации, обработки и передачи между элементами системы должны входить в периметр бизнес-процессов, поскольку именно здесь часто кроются ошибки, факторы необъективности и некорректных «интуитивных» суждений. Связка принимаемых решений и данных через единый бизнес-процесс позволяет явным образом объединить качество данных и качество принимаемых на их основе решений. Реализованный в Блоке разведки и добычи пример показывает, что, несмотря на трудоемкость реализации data-driven систем, эффект от их внедрения очевиден и, что немаловажно, достижим в реальные сроки.

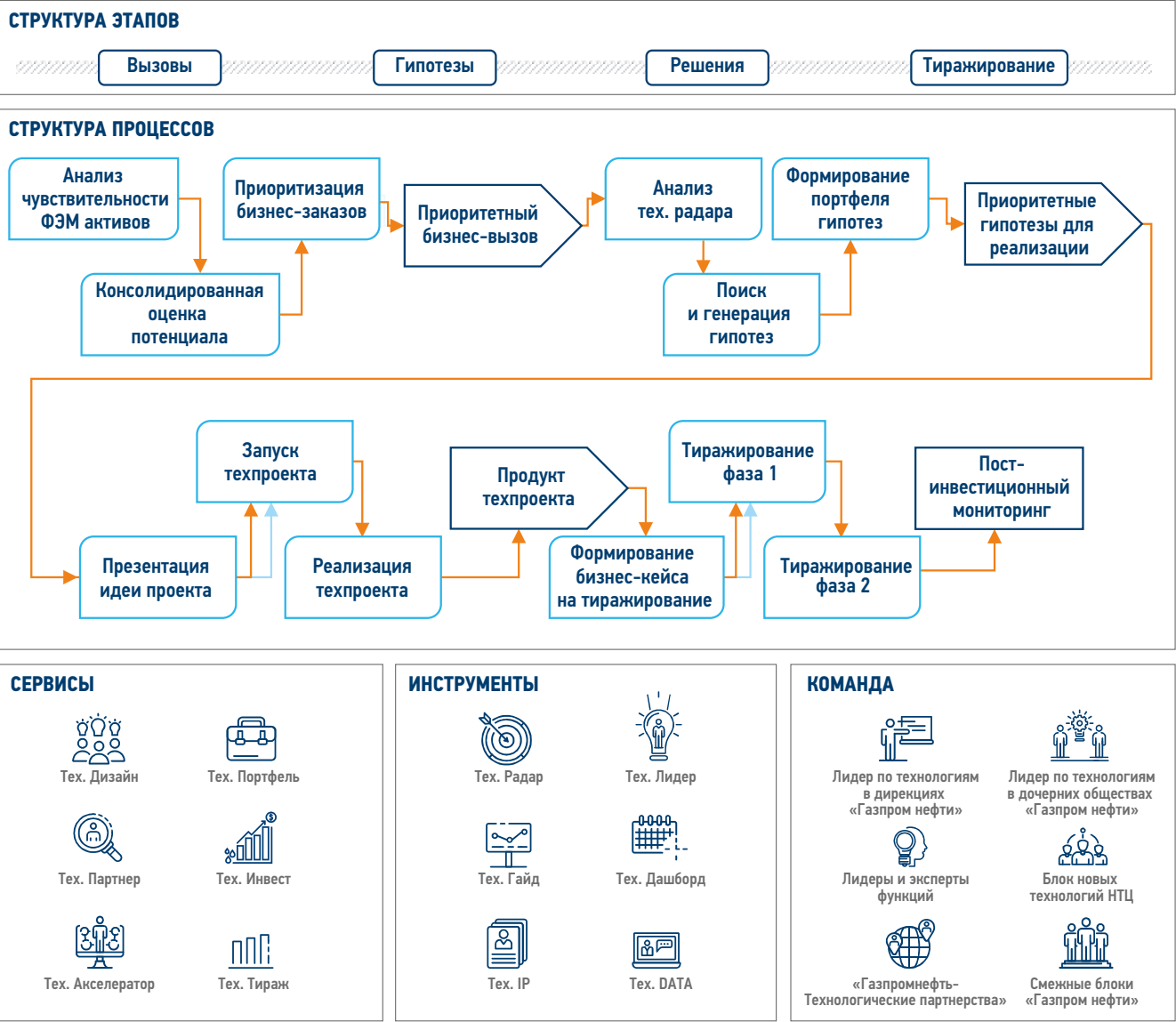


Рис. 4. Концептуальное отображение системы технологического менеджмента БРД, Блок новых технологий «Газпромнефть НТЦ». Составлено авторами  
Fig. 4. Concept of the technology management system using by Upstream, Nee Technology Department Gazpromneft STC. Made by the authors

## Выводы

Как видно из приведенных примеров, data-driven подход хорошо применим в сложных иерархических бизнес-процессах нефтяной компании. Более того, последовательное внедрение data-driven в области разведки и добычи, связь первичной основы и модели принятия решений на конкретных примерах позволяет трансформировать бизнес-процессы, обеспечить прозрачность и скорость

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОТОКОВОГО РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА БУРОВОГО ШЛАМА

С.В. Лахтионов<sup>1,\*</sup>, И.С. Чумаков<sup>1</sup>, С.Г. Филинков<sup>2</sup>, Д.М. Чукин<sup>3</sup>, Е.Н. Ишметьев<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть-ННГГФ», РФ, Ноябрьск

<sup>3</sup>ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова», РФ, Магнитогорск

**Электронный адрес:** Lakhtionov.SV@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В статье рассмотрены проблемы, возникающие вследствие отсутствия информации о химическом составе разбуриваемых горных пород в процессе строительства скважины.

**Цель.** Определение возможности и эффективности применения потокового метода РФА для определения элементного состава непрямого бурового шлама. Научная новизна исследования состоит в отсутствии в мировой практике опыта применения потоковых анализаторов РФА для таких исследований.

**Материалы и методы.** Проводится оценка значения применения потокового метода РФА химического состава бурового шлама для развития нефтяной промышленности, а также обоснование выбора именного этого метода. Представлены обзор рынка технических решений в области химического анализа в потоке методом РФА. Базой для исследования приняты результаты применения потокового метода РФА с использованием поточного спектрометра CON-X 02 для анализа химического состава бурового шлама, непрямого от бурового раствора, полученные в рамках технологического проекта «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизики» в сотрудничестве с ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова» и Научно-Техническим Центром «Газпром нефти».

**Результаты.** В статье приведен результат определения основных элементов состава бурового шлама. Проведен анализ изменений интенсивности характеристических линий главных компонентов от глубины отбора пробы, выявлены возможности построения корреляционных кривых по различным элементам, характерным для тех или иных горных пород в геологическом разрезе конкретного месторождения, а также выделения и характеристики геохимических признаков конкретных целевых пластов.

**Заключение.** На основании результатов исследования выявлено, что для получения корректных результатов об интенсивности спектральных линий различных химических элементов при потоковом РФА анализе не требуется промывка шлама от бурового раствора и возможен качественный контроль основных элементов состава бурового шлама.

**Ключевые слова:** рентгенофлуоресцентный анализ (РФА), буровой раствор (БР), буровой шлам, потоковые измерения

**Конфликт интересов:** автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Лахтионов С.В., Чумаков И.С., Филинков С.Г., Чукин Д.М., Ишметьев Е.Н. Использование потокового рентгенофлуоресцентного анализа для определения химического состава бурового шлама. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):147–153. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-147-153>

*Статья поступила в редакцию 19.07.2021*

*Принята к публикации 10.09.2021*

*Опубликована 24.12.2021*

USING ON-STREAM X-RAY FLUORESCENCE ANALYSIS TO DETERMINE THE CHEMICAL  
COMPOSITION OF DRILL CUTTINGS

Sergey V. Lakhtionov<sup>1,\*</sup>, Ivan S. Chumakov<sup>1</sup>, Sergey G. Filinkov<sup>2</sup>, Dmitry M. Chukin<sup>3</sup>,  
Evgeny N. Ishmetyev<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Gazpromneft-NNGGF LLC, RF, Noyabrsk

<sup>3</sup>Magnitogorsk State Technical University, RF, Magnitogorsk

**E-mail:** Lakhtionov.SV@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The authors investigate the problems arising from the lack of information on the chemical composition of the drilled rocks during the construction of a well.

**Aim.** The aim of this study is to determine the possibilities and efficient application of the streaming XRF method for determining the elemental composition of unwashed drill cuttings. The contribution of the paper lies in the lack of experience in the world practice of using streaming XRF analyzers.

## Список литературы

1. Индустрия 4.0 в цифрах и фактах. [Электронный ресурс.] <https://trends.rbc.ru/trends/industry/5e740c5b9a79470c22dd13e7>
2. Technology vision 2021. Leaders wanted. [Электронный ресурс.] [https://www.accenture.com/us-en/insights/technology/\\_acnmedia/Thought-Leadership-Assets/PDF-3/Accenture-Tech-Vision-2021-Full-Report.pdf](https://www.accenture.com/us-en/insights/technology/_acnmedia/Thought-Leadership-Assets/PDF-3/Accenture-Tech-Vision-2021-Full-Report.pdf)
3. Канеман Д. Думай медленно ... решай быстро. Часть II. Методы эвристики и искажения. М.: АСТ, 2014. — С. 124.
4. Андерсон К. Аналитическая культура. От сбора данных до бизнес-результатов. М.: Манн, Иванов и Фербер, 2017.
5. van Gasteren W. What is a "North Star Metric"? (+ 8 steps how you can discover your NSM). [Электронный ресурс.] <https://growwithward.com/north-star-metric/>
6. Серегина Е. Иерархия метрик VS Пирамида метрик. А также что такое North Star Metrics (метрики Всевла-стия) — учим матчасть. [Электронный ресурс.] <https://medium.com/@elenest/иерархия-метрик-vs-пирамида-метрик-8eeda61fdefe>
7. OSDU (Open Subsurface Data Universe). [Электронный ресурс.] <https://osduforum.org>
8. Databricks. [Электронный ресурс.] <https://databricks.com>

## References

1. *Industry 4.0 Figures and Facts.* (In Russ.) [Electronic source.] <https://trends.rbc.ru/trends/industry/5e740c5b9a79470c22dd13e7>
2. *Technology vision 2021. Leaders wanted.* [Electronic source.] [https://www.accenture.com/us-en/insights/technology/\\_acnmedia/Thought-Leadership-Assets/PDF-3/Accenture-Tech-Vision-2021-Full-Report.pdf](https://www.accenture.com/us-en/insights/technology/_acnmedia/Thought-Leadership-Assets/PDF-3/Accenture-Tech-Vision-2021-Full-Report.pdf)
3. Kahneman D. *Thinking, Fast and Slow.* Moscow: AST; 2014, p. 124. (In Russ.)
4. Anderson C. *Creating a data-driven organization.* Moscow: MIF; 2017. (In Russ.)
5. van Gasteren W. *What is a "North Star Metric"? (+ 8 steps how you can discover your NSM).* [Electronic source.] <https://growwithward.com/north-star-metric/>
6. Seregina E. *Hierarchy of metrics vs. pyramid of metrics. And also what is the North Star Metrics.* (In Russ.) [Electronic source.] <https://medium.com/@elenest/иерархия-метрик-vs-пирамида-метрик-8eeda61fdefe>
7. OSDU (Open Subsurface Data Universe). [Electronic source.] <https://osduforum.org>
8. Databricks. [Electronic source.] <https://databricks.com>

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.С. Бочков** — лидер цифровой и технологиче-ской трансформации БРД, создатель системы тех-нологического менеджмента (СТМ), разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окон-чательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**М.Г. Дымочкина** — экс-руководитель, эксперт проекта Vega 2.0, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утверди-ла публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Andrey S. Bochkov** — leded digital and technological transformation in LLC, develop the System of Technological Management, developed article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of work

**Mariia G. Dymochkina** — ex-lider in Vega 2.0 project, expert, described in the article, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of work

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Андрей Сергеевич Бочков** — кандидат техни-ческих наук, заместитель генерального директора по новым технологиям, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Bochkov.AS@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 55537638100

**Мария Георгиевна Дымочкина\*** — кандидат технических наук, эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Dymochkina.MG@gazpromneft-ntc.ru

**Andrey S. Bochkov** — Cand. of Sci. (Techn.), Chief Technological officer (CTO), Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Bochkov.AS@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 55537638100

**Mariia G. Dymochkina\*** — Cand. of Sci. (Techn.), Expert, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Dymochkina.MG@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



**Materials and methods.** Furthermore, the authors evaluate the possibility to use the streaming XRF method for analyzing the chemical composition of drill cuttings for the development of the oil industry. At the same time, the application of the proposed method is justified. The basis of this study are the results of the application of the streaming XRF method using the CON-X 02 streaming spectrometer for analyzing the chemical composition of drill cuttings not washed from drilling mud. This project has been implemented according the technological project between Gazpromneft — NNGGF LLC in cooperation with Nosov Magnitogorsk State Technical University and Gazpromneft — STC LLC.

**Result.** The article presents the results of determined main elements of the composition of drill cuttings. The authors have carried out the analysis of changes in the intensity of the characteristic lines of the main components from the sampling depth. Simultaneously, the authors show the possibilities to derive correlation curves for various elements characteristic of certain rocks in the geological section of a particular field. Moreover, the study reveals the identification and characteristics of geochemical signs of specific target layers.

**Conclusions.** Based on the results of the study, authors may conclude that to obtain the correct results on the intensity of spectral lines of various chemical elements during streaming XRF analysis, there is no need to flush the cuttings from the drilling fluid. Finally, it is possible to qualitatively control the main elements of the composition of the drill cuttings.

**Keywords:** X-ray fluorescence analysis (XFA), drilling fluid, cuttings, flow measurements

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Lakhtionov S.V., Chumakov I.S., Filinkov S.G., Chukin D.M., Ishmetyev E.N. Using On-stream X-ray fluorescence analysis to determine the chemical composition of drill cuttings. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):147–153. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-147-153>

Manuscript received 19.07.2021

Accepted 10.09.2021

Published 24.12.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из серьезных проблем для интерпретации геологической информации в процессе бурения скважины является отсутствие информации о химическом составе разбуриваемых горных пород. Для получения подобной информации оператору месторождения необходимо приобрести дополнительный вид услуг, не предусмотренный стандартным комплексом по геолого-технологическому сопровождению процесса бурения. Данные услуги подразумевают собой предоставление лабораторного оборудования для проведения рентгенофлуоресцентного анализа (стационарного или портативного XRF-спектрометра) и квалифицированного персонала для отбора, подготовки проб шлама и проведения анализов, а также последующей интерпретации результатов исследований. Такой подход имеет следующие недостатки:

- высокая стоимость сервиса;
- необходимость подготовки проб шлама для исследований;
- низкая дискретность данных о химическом составе бурового шлама, получаемого в результате лабораторных исследований;
- значительное влияние человеческого фактора на стадии отбора и подготовки бурового шлама для лабораторных исследований.

Все вышеперечисленное по объективным причинам не дает полного представления

о динамике изменения химического состава горных пород в процессе строительства скважин и лишает возможности применить хемотратиграфические методы для расчленения геологического разреза. В данных реалиях появляется необходимость изменения концепции получения данных с лабораторного на автоматизированный потоковый метод.

Учитывая успешный опыт металлургической промышленности в использовании потокового РФА-метода для определения химического состава исходного сырья, было принято решение адаптировать подобную технологию для нефтяной промышленности, а именно — анализа химического состава бурового шлама [1, 2]. Данный метод, кроме многих других достоинств, также позволяет автоматизировать производственные процессы [3, 4]. В связи с этим перед специалистами ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова» была поставлена задача: определить возможность качественного измерения содержания отдельных химических элементов в буровом шламе методом РФА. Развитие данной концепции может стать эффективным инструментом оперативного расчленения геологического разреза, что, в свою очередь, положительно скажется на скорости и точности принятия решений в процессе строительства скважин, позволит оптимизировать технологические процессы, а также внесет большой вклад в построение различных геологических моделей, направленных на дальнейшую разведку и разработку месторождений.

## АНАЛИЗ РЫНКА И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В первую очередь был проведен анализ рынка технических решений в области химического анализа в потоке методом РФА. В табл. 1 представлены результаты сравнения. Результат анализа показал следующее.

- На рынке присутствует большое количество потоковых РФА-анализаторов, работающих на одинаковых принципах и имеющих идентичную компоновку.
- Подавляющее большинство оборудования применяется в горно-обогатительной отрасли и металлургии.
- Стоимость таких решений начинается от 200 000 евро.
- В мировой практике отсутствует опыт применения потоковых РФА-анализаторов для анализа химического состава непромытого бурового шлама. Единственное упоминание о подобной технологии было отмечено в работе [7].

Специалистами ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова» было проведено исследование химического состава проб непромытого шлама непрерывным методом при помощи потокового РФА с применением оборудования лаборатории потокового анализа TekTerra. Шлам был предоставлен специалистами «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизики» в рамках реализации технологического проекта. Пробы, представленные для анализа, не были промыты от бурового раствора и представляли собой влажный тонкий материал от темно-серого до черного цвета, жирные на ощупь, с резким запахом нефтепродуктов. Крупность материала в различных пробах разнилась и оценивалась от 0–0,1 до 0–1 мм. На каждой пробе имелась маркировка глубины и места отбора. За счет того, что частицы

проб были покрыты пленкой бурового раствора, они не были сыпучи и вели себя как единая пластичная масса. Пробы анализировались в исходном состоянии без удаления бурового раствора. Предварительный химический анализ проб другими методами не проводился.

## ПОТОКОВЫЙ РФА-АНАЛИЗАТОР МОЖНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ НА БУРОВОЙ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ОПЕРАТИВНОЙ ИНФОРМАЦИИ О ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ НЕПРОМЫТОГО БУРОВОГО ШЛАМА.

Для проведения анализа использовался портативный спектрометр CON-X 02, хорошо зарекомендовавший себя ранее [5]. Данный прибор был выбран в силу следующих особенностей:

- оперативный неразрушающий анализ состава материалов непосредственно на конвейерной ленте в режиме реального времени;
- высокая точность и стабильность результатов в тяжелых промышленных условиях: пыль, низкая/высокая температура и влажность, вибрации, электромагнитные наводки;
- независимость результатов измерения от размеров обломков и частиц породы, относительной влажности и расстояния между анализатором и материалом на конвейере в допустимом диапазоне (6–25 см);
- простая и удобная эксплуатация и обслуживание;
- алгоритм выключения при пустой конвейерной ленте;
- удаленный доступ к оборудованию по сети.

В качестве источника первичного рентгеновского излучения использовалась рентгеновская трубка с анодом из молибдена. Регистрация вторичного излучения осуществлялась полупроводниковым дрейфовым детектором

**Таблица 1.** Технические решения химического анализа в потоке методом РФА  
**Table 1.** Technical solutions for chemical analysis in the flow by the XRD method

| Наименование прибора                                                                                   | Характеристики                                                 |                                               |                |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------|
|                                                                                                        | перечень определяемых элементов                                | количество одновременно фиксируемых элементов | степень защиты |
| Волнодисперсионный потоковый анализатор пульпы «Буревестник AP-35»                                     | От Ca* до U                                                    | 8                                             | IP65           |
| Поточный рентгенорадиометрический анализатор руды и пульпы АРП-1Ц                                      | От Ca* до U                                                    | 8                                             | IP67           |
| Поточный анализатор элементов пульпы Thermo Fisher Scientific MSA-330 Multi-Stream Slurry XRF Analyzer | От Ca* до U                                                    | 20                                            | IP66           |
| Анализатор CB Omni Thermo Fisher Scientific                                                            | Fe, Ca, Si, Al, Cl, Co, Cu, K, Mg, Mn, Na, Ni, P, S, Ti, V, Zn | 15                                            | IP67           |
| Indutech OXEA® Online XRF Analyzer Series                                                              | От Na* до U                                                    | 10                                            | IP66           |
| On-line Conveyor XRF Analyzer CON-X                                                                    | От Al* до U                                                    | 8                                             | IP65           |
| Bruker S2 KODIAK                                                                                       | от K* — U крупная фракция<br>от Si* — U средняя фракция        | 10                                            | IP69K          |

Примечание: \* — ограничения по минимальному содержанию элемента и точности определения для элементов 3-й группы.  
Note: \* — restrictions on the minimum content of an element and the accuracy of determination for elements of the 3rd group.

с энергетическим разрешением в 160 эВ. Исходя из параметров рассеяния первичного рентгеновского излучения на образцах в качестве оптимальных параметров были выбраны: ускоряющий потенциал 25 кВ, ток трубки 300 мА. Расстояние между образцом и спектрометром в ходе работы составляло 55 мм. При проведении химического анализа шлама диапазон исследований, как правило, выбирается от Mg (12) до U (92) в зависимости от методики проведения работ, конфигурации и технических характеристик оборудования [6]. В нашем случае исследованию подвергались следующие элементы: хлор, калий, кальций, марганец, железо, никель, медь, цинк, стронций и сера. Набор элементов выбран в качестве примера для образцов шлама с данной скважины и может быть изменен и расширен. Результаты анализа показали, что основными элементами, присутствующими в каждом спектре, являются кальций, железо, марганец и медь. Было отмечено, что интенсивность характеристической линии железа — наибольшая из всего спектра исследуемых элементов, но с ростом глубины при общем разбросе интенсивностей наблюдается тренд к снижению, что может косвенно свидетельствовать об уменьшении содержания в исследуемых пробах. Одновременно с этим просматрива-

ется тренд к увеличению интенсивности линий кальция (рис. 1). Также можно отметить частичную корреляцию интенсивностей в интервалах (3805–3955 и 4170–4255 м) калия и хлора. В то же время рост характеристической линии хлора при сохранении или уменьшении характеристической линии калия может свидетельствовать о том, что в составе имеются хлорсодержащие минералы, содержащие невидимые элементы. В частности, это могут быть галит (NaCl) либо бишофит ( $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ) (рис. 2). В некоторых пробах отмечается резкое изменение характеристических линий некоторых элементов, например марганца, стронция и меди. В некоторых интервалах исследований можно отметить частичную корреляцию интенсивностей вышеуказанных элементов (рис. 3). Проведенные эксперименты показывают, что при использовании потокового рентгенофлуоресцентного анализа проб бурового шлама вырисовывается принципиальная возможность построения корреляционных кривых по различным химическим элементам, характерным для тех или иных горных пород в геологическом разрезе конкретного месторождения. Также благодаря этому впоследствии можно выделить и охарактеризовать геохимические признаки конкретных целевых пластов.

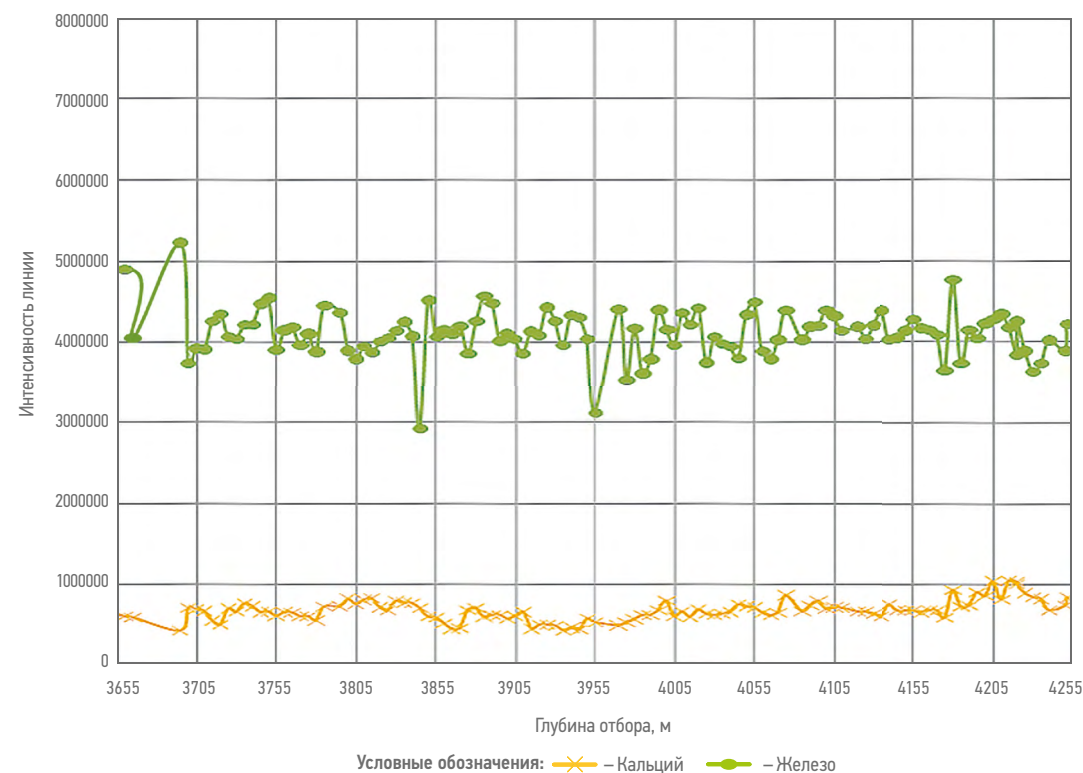


Рис. 1. Зависимость интенсивностей линий железа и кальция от глубины отбора пробы.  
Предоставлено ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»  
Fig. 1. Dependence of the intensity of the iron and calcium lines on the depth of sampling.  
Provided by Nosov Magnitogorsk State Technical University

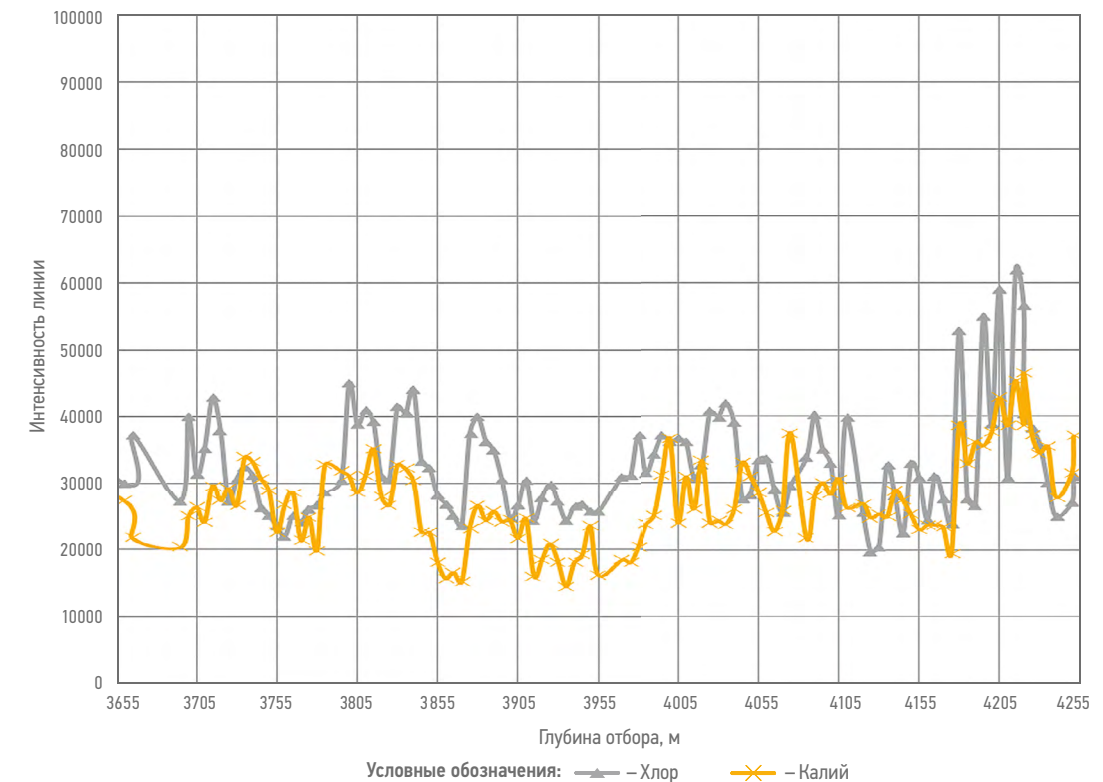


Рис. 2. Зависимость интенсивностей линий хлора и калия от глубины отбора пробы.  
Предоставлено ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»  
Fig. 2. Dependence of the intensity of the chlorine and potassium lines on the depth of sampling. Provided by Nosov Magnitogorsk State Technical University

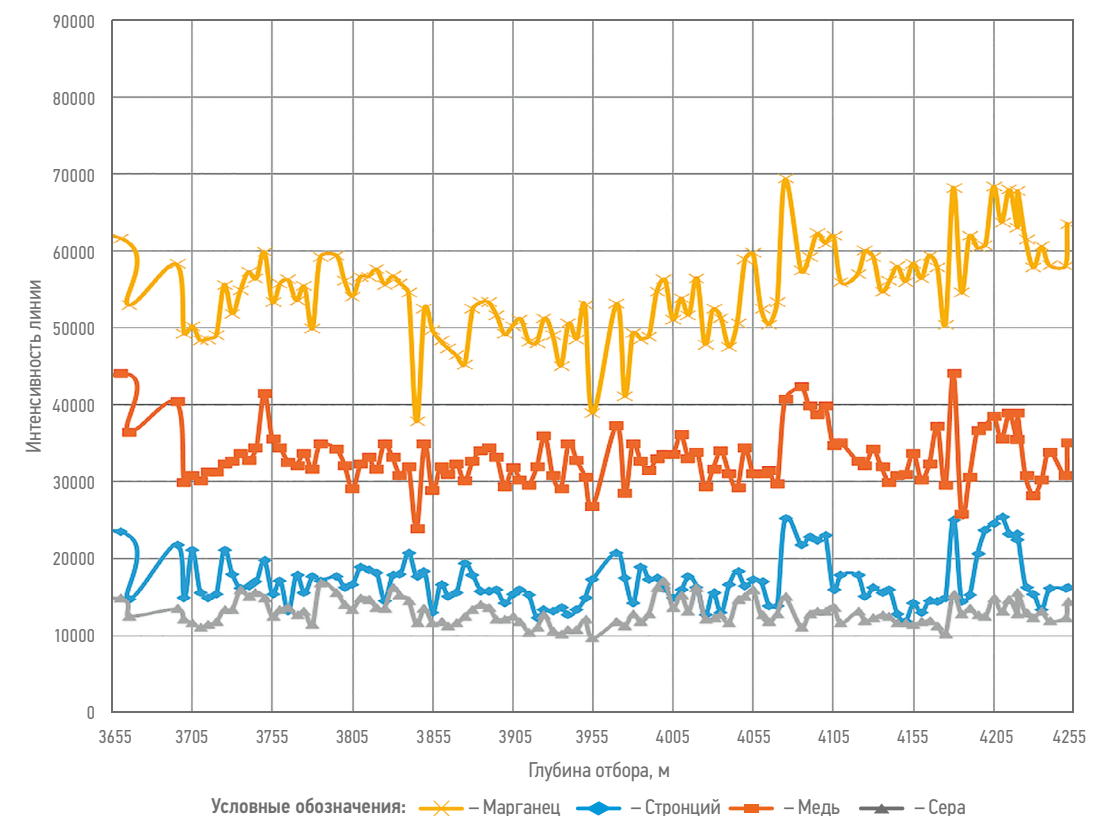


Рис. 3. Зависимость интенсивностей линий марганца, стронция, меди и серы от глубины отбора пробы.  
Предоставлено ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»  
Fig. 3. Dependence of the intensity of the manganese, strontium, copper and sulfur lines on the depth of sampling. Provided by Nosov Magnitogorsk State Technical University



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На данном этапе путем лабораторных испытаний было установлено, что для получения корректных результатов об интенсивности спектральных линий различных химических элементов при потоковом рентгенофлуоресцентном анализе не требуется промывка шлама от бурового раствора. Также было определено, что возможен качественный контроль таких элементов, как Cl, K, Ca, Mn, Fe, Ni, Cu, Zn, Sr, S. Данный набор элементов выбран в качестве примера, исходя из полученных образцов бурового шлама, и может быть изменен и (или) расширен в будущем при разработке методов управления бурением для различных месторождений. Получение потоковых данных об элементном составе бурового шлама позволяет выйти на качественно новый уровень в определении горных пород и расчленении разреза при строительстве скважин непосредственно на объекте работ, а также идентификации элементов-маркеров для корреляции разре-

за и выделения пластов, что, в свою очередь, дает возможность использовать эту информацию для более точной проводки скважин и решения дополнительных задач, таких как, например, расстановка портов для гидравлического разрыва пласта (ГРП). Учитывая успешные результаты исследований, проведенных дочерним обществом «Газпромнефть — Ноябрьскнефтегаз-геофизика» в сотрудничестве с ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова» и Научно-Техническим Центром «Газпром нефти», в 2020 г. дан старт разработке инновационного продукта потокового измерения химического состава непрямого бурового шлама методом РФА. Конечной целью данного сотрудничества является разработка комплекса оборудования и программного обеспечения для потокового химического анализа шлама. Исследования в данной области будут продолжаться в рамках реализации технологического проекта, направленного на расширение функционала станции геолого-технологических исследований (ГТИ).

### Список литературы

1. Кочмола Н.М., Юкса Л.К. Автоматическая система рентгеноспектрального контроля содержания окиси кальция в железорудных материалах // Известия вузов, черная метал. — 1980. — № 9. — С. 24–27.
2. Волков А.И., Алов Н.В. Автоматизированные системы по определению химического состава сыпучих и кусковых материалов на конвейере // Проблемы черной металлургии и материаловедения. — 2011. — № 11. — С. 13–17.
3. Роттер Р. Непрерывный рентгеноспектральный анализ и его применение к автоматизации производственных процессов // Заводская лаборатория. — 1964. — Т. 30. — № 4. — С. 436–438.
4. Ymasaki H. A., Off-line analysis ad on-line analysis [J. Soc. Instrum. and Contr]. 1988. — Vol. 27. — No. 11. — P. 961–967.
5. Гришин И.А., Масалимов А.В., Андреева О.С. Непрерывный контроль как инструмент управления процессом обогащения магнетитов // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. — 2020. — Т. 18. — № 4. — С. 4–11. <https://doi.org/10.18503/1995-2732-2020-18-4-4-11>.
6. Ревенко А.Г. Применение стандартных образцов сравнения при рентгенофлуоресцентном анализе геологических проб // Стандартные образцы. — 2013. — № 4. — С. 3–11.
7. IADC/SPE 112687 Automatic Measurement of Drilling Fluid and Drill Cuttings Properties; A. Saasen, SPE, T.H. Omland, SPE, StatoilHydro ASA; S. Ekrene, J. Breviere, SPE, E. Villard, SPE, Geoservices SA; N. Kaageson-Loe, SPE, A. Tehrani, SPE, J. Cameron, M. Freeman, SPE, F. Growcock, SPE, A. Patrick, T.Stock, SPE, M-I Swaco; T. Jørgensen, F. Reinholt, N. Scholz, AnaTec AS; H.E.F. Amundsen, A. Steele, EPX AS; G. Meeten, Schlumberger Cambridge Research

### References

1. Kochmola N.M., Uksa L.K. Automatic system for X-ray spectral monitoring of the content of calcium oxide in iron ore materials. *[Izvestiya VUZov]*. 1980, no. 9, pp. 24–27. (In Russ.)
2. Volkov A.I., Alov N.V. Automated systems for determining the chemical composition of bulk and lump materials on the conveyor. *[Problemy chernoy metalurgii]*. 2011, no.11, pp. 13–17. (In Russ.)
3. Rotter R. Continuous X-ray spectral analysis and its application to the automation of production processes. Nepreryvnyi rentgenospectralnyi analiz i ego primeneniye k avtomatizatsiyi proizvodstvennyh processov. *[Factory Laboratory, Zavodskaya laboratoriya]*. 1964, vol. 30, no. 4, pp. 436–438. (In Russ.)
4. Ymasaki H. A., Off-line analysis ad on-line analysis. *[J. Soc. Instrum. and Contr]*. 1988, vol. 27, no. 11, pp. 961–967.
5. Grishin I.A., Masalimov A.V., Andreeva O.S. Continuous monitoring as a tool for controlling the process of magnesite enrichment. *[Vestnik magnitogorskogo gosudarstvennogo universiteta im. G.I. Nosova]*. 220, vol. 18, no. 4, pp. 4–11. (In Russ.)
6. Revenko A.G. Application of reference reference samples for X-ray fluorecence analysis of geological samples. *[Standard samples]*. 2013, no. 4, pp. 3–11. (In Russ.)
7. IADC/SPE 112687 Automatic Measurement of Drilling Fluid and Drill Cuttings Properties; A. Saasen, SPE, T.H. Omland, SPE, StatoilHydro ASA; S. Ekrene, J. Breviere, SPE, E. Villard, SPE, Geoservices SA; N. Kaageson-Loe, SPE, A. Tehrani, SPE, J. Cameron, M. Freeman, SPE, F. Growcock, SPE, A. Patrick, T.Stock, SPE, M-I Swaco; T. Jørgensen, F. Reinholt, N. Scholz, AnaTec AS; H.E.F. Amundsen, A. Steele, EPX AS; G. Meeten, Schlumberger Cambridge Research

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS:

**С.В. Лахтионов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Sergei V. Lakhtionov** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**И.С. Чумаков** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы. **С.Г. Филинков** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы. **Д.М. Чукин** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы. **Е.Н. Ишметьев** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Сергей Владимирович Лахтионов\*** — канд. тех. наук, руководитель по разработке продукта, Центр управления строительством скважин, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: [Lakhtionov.SV@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Lakhtionov.SV@gazpromneft-ntc.ru) AuthorID: 569139

**Иван Сергеевич Чумаков** — главный специалист, Центр управления строительством скважин, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: [Chumakov.IS@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Chumakov.IS@gazpromneft-ntc.ru)

**Сергей Геннадьевич Филинков** — начальник отдела по развитию новых проектов, ООО «Газпромнефть-ННГГФ» 629800, Россия, Ноябрьск, Промзона, панель 15. e-mail: [Filinkov.SG@gazprom-neft.ru](mailto:Filinkov.SG@gazprom-neft.ru)

**Дмитрий Михайлович Чукин** — канд. тех. наук, научный сотрудник, ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова» 455000, Россия, Челябинская обл., Магнитогорск, пр. Ленина, д. 38. e-mail: [chukin.dm@rnd-mgn.ru](mailto:chukin.dm@rnd-mgn.ru) SPIN-код: 7909-2690 AuthorID: 709564 Scopus Author ID: 56276563700 Researcher ID: E-4528-2014

**Евгений Николаевич Ишметьев** — д-р тех. наук, ведущий научный сотрудник, ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова» 455000, Россия, Челябинская обл., Магнитогорск, пр. Ленина, д. 38. e-mail: [eishmetev@gmail.com](mailto:eishmetev@gmail.com) AuthorID: 333405 Scopus Author ID: 56958597600

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Ivan S. Chumakov** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work. **Sergei G. Filinkov** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work. **Dmitriy M. Chukin** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work. **Eugenie N. Ishmetyev** — combined rocks material for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Sergey V. Lakhtionov\*** — Cand. of Sci. (Techn.), Product manager, Well construction management center, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: [Lakhtionov.SV@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Lakhtionov.SV@gazpromneft-ntc.ru) AuthorID: 569139

**Ivan S. Chumakov** — Chief specialist, Well construction management center, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: [Chumakov.IS@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Chumakov.IS@gazpromneft-ntc.ru)

**Sergey G. Filinkov** — Head of the Department for the Development of New Projects, Gazpromneft–NNGGF LLC 15 panel, Industrial zone, 629800, Noyabrsk, Russia. e-mail: [Filinkov.SG@gazprom-neft.ru](mailto:Filinkov.SG@gazprom-neft.ru)

**Dmitry M. Chukin** — Cand. of Sci. (Techn.), Research assistant, Magnitogorsk State Technical University 38 Lenin ave., 455000, Magnitogorsk, Chelyabinsk region, Russia. e-mail: [chukin.dm@rnd-mgn.ru](mailto:chukin.dm@rnd-mgn.ru) SPIN-code: 7909-2690 AuthorID: 709564 Scopus Author ID: 56276563700 Researcher ID: E-4528-2014

**Evgeny N. Ishmetyev** — Dr. of Sci. (Techn.), Research assistant, Magnitogorsk State Technical University 38 Lenin ave., 455000, Magnitogorsk, Chelyabinsk region, Russia. e-mail: [eishmetev@gmail.com](mailto:eishmetev@gmail.com) AuthorID: 333405 Scopus Author ID: 56958597600

# ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ РАЗРУШЕНИЯ СТАБИЛИЗИРОВАННЫХ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫМИ КОКТЕЙЛЯМИ ЭМУЛЬСИЙ

Н.Н. Томчук<sup>1,\*</sup>, Е.А. Филатова<sup>1</sup>, Д.С. Буракова<sup>1</sup>, М.Р. Каримова<sup>1</sup>, Н.Ю. Третьяков<sup>1</sup>,  
М.Ю. Бондарь<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», РФ, Тюмень

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства», РФ, Москва

**Электронный адрес:** n.n.tomchuk@utmn.ru

**Введение.** При промысловой подготовке нефти часто возникает необходимость комбинирования различных способов разрушения скважинной продукции с учетом режимов и параметров объекта разработки, добываемых и закачиваемых флюидов, технического оснащения и экономической целесообразности. Проведенный комплекс лабораторных исследований направлен на создание и последующее разрушение модельных систем с заданными параметрами. Перечень рассматриваемых способов и температурный режим тестов обусловлен физико-химическими параметрами объекта применения технологии и промысловой спецификой.

**Цель** настоящей работы — поиск эффективного способа первичной подготовки скважинной продукции после ПАВ-полимерного (SP)-заводнения — высокостабильной водонефтяной эмульсии, дополнительно стабилизированной в процессе перекачки посредством ЭЦН.

**Материалы и методы.** В ходе лабораторных испытаний выработан оптимальный режим создания искусственной эмульсии на основе нефти пласта БС10-1 Холмогорского месторождения ЯНАО и ПАВ-полимерного коктейля, которая моделирует скважинную продукцию после SP-заводнения. Протестированы такие физико-химические способы разрушения водонефтяных эмульсий, как разбавление их пластовыми флюидами, термоотстаивание, гравитационное разделение путем центрифугирования при скорости вращения RPM = 4000–12000 об./мин, введение деэмульгаторов, а также комбинированное воздействие, включающее все перечисленные подходы. Для испытанных методов были рассчитаны значения конечной обводненности нефтяной фазы, на основании которых оценена эффективность примененных подходов к разрушению модельных систем.

**Результаты.** Установлено, что не все подходы обеспечивают выделение расчетного количества нефти из эмульсионных систем с различной степенью разбавления пластовыми флюидами. Удовлетворительный уровень разрушения эмульсии достигнут после 10–20 мин центрифугирования при T = 40 °C и RPM в пределах 4000–8000 об./мин. Традиционное введение промышленных деэмульгаторов в исследуемые системы без дополнительных воздействий является неэффективным.

**Заключение.** Оптимальный уровень обводненности нефтяной фазы ≤ 5 % достигнут после разбавления эмульсии пластовыми флюидами и при реализации комбинированного подхода к разрушению исходной и разбавленной пластовыми флюидами эмульсии. Дополнительно показана потенциальная перспективность повторного применения добываемой SP-композиции при оперативном контроле физико-химических параметров с учетом влияния введенных добавок.

**Ключевые слова:** SP-заводнение, водонефтяная эмульсия, обводненность, ПАВ-полимерный коктейль, модель пластовой воды, деэмульгатор, центрифугирование

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Благодарности:** авторы выражают благодарность Кольцову Игорю Николаевичу, эксперту «Газпромнефть — Технологические партнерства» Технологического офиса МУН в г. Тюмень, за творческое сотрудничество.

**Для цитирования:** Томчук Н.Н., Филатова Е.А., Буракова Д.С., Каримова М.Р., Третьяков Н.Ю., Бондарь М.Ю. Лабораторные исследования физико-химических методов разрушения стабилизированных ПАВ-полимерными коктейлями эмульсий. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2021;6(4):154–159. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-154-159>

*Статья поступила в редакцию 03.09.2021*

*Принята к публикации 11.11.2021*

*Опубликована 24.12.2021*

LABORATORY STUDIES OF PHYSICO-CHEMICAL METHODS TO BREAK EMULSIONS STABILIZED WITH SURFACTANT-POLYMER COCKTAILS

Nataliya N. Tomchuk<sup>1,\*</sup>, Ekaterina A. Filatova<sup>1</sup>, Daria S. Burakova<sup>1</sup>, Mariam R. Karimova<sup>1</sup>,  
Nikolay Yu. Tretyakov<sup>1</sup>, Mikhail Yu. Bondar<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tyumen State University, RF, Tyumen

<sup>2</sup>Gazpromneft — Technological Partnerships LLC, RF, Moscow

**E-mail:** n.n.tomchuk@utmn.ru

**Introduction.** Oil field treatment often makes it necessary to combine different methods of well production treatment, taking into account the development regimes and parameters, produced and injected fluids, technical equipment and economic feasibility. The carried-out complex of laboratory tests is aimed at the creation and subsequent destruction of model systems with specified parameters. The list of the considered methods and the temperature regime of the tests are due to the physicochemical parameters and the field specifics.

**The purpose** of this article is to search for an effective method for the primary treatment of well production after SP-flooding — a highly stable oil-water emulsion, additionally stabilized during pumping by means of an ESP.

**Materials and methods.** The laboratory tests helped to develop an optimal mode of creating an artificial emulsion based on oil from BS10-1 reservoir of the Kholmogorsk field in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, and a surfactant-polymer cocktail, which simulates well production after SP-flooding. The research tested physicochemical methods of destroying oil-water emulsions, such as their dilution with formation fluids, thermal settling, gravitational separation by centrifugation at RPM = 4000–12000 rpm, introduction of demulsifiers, as well as a combined effect, including all of the above approaches. The tested methods were supplied with the calculated values of the oil phase final water-cut, which allowed us to evaluate the effectiveness of the applied approaches to the destruction of model systems.

**Results.** It has been found that not all of the applied approaches provide the extraction of the estimated amount of oil from emulsion systems with varying degrees of dilution by formation fluids. Satisfactory destruction of the emulsion was achieved after 10–20 min of centrifugation at T = 40 °C and RPM within 4000–8000 rpm. The traditional introduction of industrial demulsifiers into the studied systems without additional influences is ineffective.

**Conclusion.** The optimal level of water cut in the oil phase of ≤5% was achieved after diluting the emulsion with formation fluids, with a combined approach to the destruction of the original and diluted emulsion with formation fluids. In addition, the research showed that it is possible to re-use the extracted SP-composition when controlling its physicochemical parameters, taking into account the effect of the introduced additives.

**Keywords:** SP-flooding, oil-water emulsion, water cut, surfactant-polymer cocktail, formation water model, demulsifier, centrifugation

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Acknowledgments:** the author expresses his gratitude to Igor Koltsov, expert of the EOR Technological Office in Tyumen, Gazpromneft — Technological Partnerships, for creative cooperation.

**For citation:** Tomchuk N.N., Filatova E.A., Burakova D.S., Karimova M.R., Tretyakov N.Yu., Bondar M.Yu. Laboratory research of physicochemical methods for the destruction of emulsions stabilized by surfactant-polymer cocktails. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):154–159. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-154-159>.

*Manuscript received 03.09.2021*

*Accepted 11.11.2021*

*Published 24.12.2021*

## ВВЕДЕНИЕ

В мировой практике разработки нефтяных месторождений технологии SP-заводнения признаны более совершенным методом увеличения нефтеотдачи пласта по сравнению с обычным заводнением. При этом возникает ряд трудностей, связанных с образованием устойчивых водонефтяных эмульсий прямого и обратного типа, стабилизированных природными и синтетическими ПАВ. Природа нефтяных эмульсий разнообразна, и универсальных методов борьбы с нефтяными эмульсиями пока не найдено [1, 2]. Сегодня наиболее эффективным способом обезвоживания и обессоливания водонефтяных эмульсий является применение специальных химических реагентов, присутствие которых в товарной нефти влечет за собой ряд сложностей при ее подготовке и переработке [3, 4]. В связи с этим часто возникает необходимость комбинирования химических, механических, физических и физико-химических методов разрушения скважинной продукции, а также частичного или полного отказа от химиче-

ских реагентов при промысловой подготовке нефти [5, 6]. Поэтому комплекс мер, направленных на деэмульгирование добываемой продукции, разрабатывают для каждой конкретной ситуации с учетом термобарических условий продуктивного пласта, характеристик и режимов применяемого скважинного оборудования, свойств пластовых флюидов, степени сохранения добываемой SP-композицией ее исходных свойств и характера взаимодействия всех указанных факторов. Кроме того, эти мероприятия также должны быть приемлемы и с экономической точки зрения. С целью поиска оптимального подхода к разрушению в производственных условиях стабилизированных ПАВ-полимерными коктейлями водонефтяных эмульсий на основе нефти пласта БС10-1 Холмогорского месторождения проведен комплекс специальных лабораторных исследований при заданных температурных и технологических режимах с использованием проб пластовых флюидов и запланированных к применению закачиваемых жидкостей.



МЕТОДОЛОГИЯ И ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Лабораторные исследования физико-химических методов разрушения стабилизированных ПАВ-полимерными коктейлями эмульсий в рамках настоящей работы включают создание модельных водонефтяных эмульсий, изучение характера влияния механических, физико-химических, химических и комбинированных способов воздействия на исследуемые системы с последующей оценкой конечной обводненности нефтяной фазы.

Разрабатываемый способ создания искусственной эмульсии направлен на моделирование скважинной продукции, представленной водонефтяной эмульсией, дополнительно стабилизированной в процессе перекачки посредством ЭЦН. Перечень применяемых способов и температурный режим тестов ( $T_{пл} = 87\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{эцн} = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) обусловлены промышленовой спецификой и физико-химическими параметрами объектов исследования:

- ПАВ-полимерная композиция «Коктейль-1» на основе оптимизированной по составу смеси НПАВ/АПАВ и модели пластовой воды (МПВ) БС10-1 Холмогорского месторождения;
- нефть пласта БС10-1 Холмогорского месторождения ЯНАО;
- эмульсия состава: 50 % нефть + 50 % «Коктейль-1» — объект № 1;
- добавки дезэмульгирующего действия ФЛЭК Д012М и «Реагент БРХ».

Разрушение эмульсии разбавлением пластовыми флюидами (ПФ) проводили путем ее смешения с МПВ (1:1–1:8) и нефтью (1:2; 1:10; 1:20) с последующим отстаиванием при 40 °С. Эффективность механического воздействия оценивали после центрифугирования (при RPM = 4000–12000 об./мин), химического способа — после введения 0,05 г/дм³ про-

мышленных дезэмульгаторов в разбавленные эмульсионные системы с фиксированием объема (% об.) и качества выделившихся фаз (водной (ВФ), мезофазы (МФ) и нефти (УФ)). Качество отделившейся УФ после разрушения эмульсий оценивали по значению конечной обводненности нефти (оптимум < 5 % об.). Качество ВФ оценивали по значению динамической вязкости ( $\eta$ , мПа·с)

РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе лабораторных тестов был выработан подход к созданию эмульсии, моделирующей реальную скважинную продукцию. Для получения системы с заданными параметрами предварительно нагретую до пластовой температуры (87 °С) нефть пласта БС10-1 Холмогорского месторождения и водную фазу (композицию «Коктейль-1») следует смешивать в равных объемных соотношениях (1:1) в течение 60 минут с помощью верхнеприводной мешалки с фторопластовой лопастной насадкой при RPM не более 2000 об./мин до получения стабильной однородной системы.

В ходе лабораторных тестов по разбавлению скважинной продукции пластовыми флюидами установлено, что достаточно эффективное разрушение эмульсии на основе нефти и «Коктейля-1» (обеспечение обводненности нефти в пределах 5 % об.) может быть достигнуто как для исходной высокостабильной эмульсии «Н:К1 = 50:50», так и при ее разбавлении пластовыми флюидами (**табл. 1**).

При тестировании гравитационного способа разрушения установлено, что оптимальная обводненность нефти после разрушения систем на основе объекта №1 достигнута после 10–20 мин центрифугирования при  $T = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$  и скорости 8000 об./мин. Дополнительное увеличение скорости и времени воздействия

Таблица 2. Наиболее эффективные способы разрушения модельных систем и конечная обводненность нефти  
Table 2. The most effective ways to destroy model systems and the final oil water cut

| Тип воздействия / Условия<br>Конечная обводненность нефти |                                                                                                    | Объект № 1                                  | Разбавление<br>«Объект № 1 : МПВ»  |                                     |
|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
|                                                           |                                                                                                    |                                             | 1:2                                | 1:4                                 |
| 1                                                         | Центрифугирование / $T\text{ (}^{\circ}\text{C) / t (мин) / RPM (об./мин)}$                        | 40 / 10÷30 / 8000                           | –                                  | 40 / 10÷20 / 8000                   |
|                                                           | Обводненность нефти, % об.                                                                         | ~4                                          | > 5                                | ~0                                  |
| 2                                                         | Химическое воздействие /<br>Добавка / $T\text{ (}^{\circ}\text{C) / t (час)}$                      | –                                           | 0,05 г/дм³ «ФЛЭК Д012М» / 40 / 24ч | 0,05 г/дм³ «Реагент БРХ» / 40 / 24ч |
|                                                           | Обводненность нефти, % об.                                                                         | > 5                                         | ~5                                 | ~0                                  |
| 3                                                         | Комбинированное воздействие /<br>Добавка / $T\text{ (}^{\circ}\text{C) / t (мин) / RPM (об./мин)}$ | 0,05 г/дм³ «ФЛЭК Д012М» / 40 / 10÷20 / 4000 |                                    |                                     |
|                                                           | Обводненность нефти, % об.                                                                         | ~5                                          | ~4                                 | ~0                                  |

не обеспечивает выделения расчетного количества нефти.

Введение добавок дезэмульгирующего действия в эмульсию без дополнительных воздействий оказалось недостаточно эффективно. Обводненность нефти составляет около 30–34 % после введения ФЛЭК Д012М и «Реагент БРХ» соответственно. Для разбавленной модельной водой эмульсии (1:1) с последующим термостатированием при 40 °С содержание воды в нефти сократилось до значений 20 и 12 % в присутствии ФЛЭК Д012М и «Реагент БРХ», соответственно. Лишь при повышении температуры отстаивания до 87 °С конечная обводненность нефти сократилась до значений 0–4 % для «Реагент БРХ» и ФЛЭК Д012М. Обводненность нефтяной фазы в пределах 5 % об. для исходного объекта № 1 и при разбавлении эмульсии моделью пластовой воды (соотношение 1:2 и 1:4) была достигнута при комбинированном воздействии (**табл. 2**).

Для прочих разбавлений при аналогичных подходах обводненность нефти оказалась более 5 %об.

Эксперименты показали, что «Реагент БРХ» обеспечивает сопоставимое с ФЛЭК Д012М дезэмульгирующее действие при комбинированных воздействиях, поэтому может быть применен в качестве альтернативы.

Дополнительно было установлено, что динамическая вязкость водной фазы после расслоения разбавленных систем в 3 раза (1:2) и в 5 раз (1:4) снижается относительно исходной вязкости «Коктейля-1» (3,47 мПа·с) в 2,9 и 3,3 раза, соответственно. Этот факт можно учитывать в качестве одного из тестовых показателей уровня сохранения параметров исходной SP-композиции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, разрушение центрифугированием исходной и разбавленной МПВ эмульсии в течение 20 мин при 40 °С и RPM = 8000 об./мин обеспечивает оптимум обводненности нефти после разрушения систем. Увеличение скорости и времени воздействия не приводит к дополнительному повышению эффективности способа.

Введение исследованных дезэмульгаторов с целью разрушения исходной и разбавленной МПВ эмульсии без дополнительных воздействий недостаточно эффективно.

При реализации комбинированных подходов оптимальная обводненность нефтяной фазы достигнута как для исходной эмульсии, так и при ее разбавлениях моделью пластовой воды при соотношениях «эмульсия:МПВ», равных 1:2 и 1:4. С учетом результатов лабораторных исследований для оценки эффективности и корректировки реализуемых мероприятий по подготовке нефти целесообразно контролировать обводненность нефтяной фазы и вязкости водной фазы в условиях промышленовой лаборатории. Для принятия решения о возможности повторного применения добываемой SP-композиции необходимо введение в выделенную водную фазу дополнительных количеств основных компонентов с учетом их потерь в пласте при периодическом контроле физико-химических параметров водной фазы добываемой продукции. При подготовке такой технологической жидкости к повторному применению необходимо обязательно учитывать влияние дезэмульгирующих добавок в случае их применения.

Таблица 1. Фазовый состав систем после разбавления «объекта №1» моделью пластовой воды  
Table 1. Phase composition of systems after dilution of “object No. 1” with the model of produced water

| № п/п | Соотношение<br>Объект № 1 : МПВ | Объем фазы, % об. |    |      | Ожидаемая<br>доля нефти,<br>% об. (расч.) | Конечная<br>обводненность нефти,<br>% об. (эксп.) |
|-------|---------------------------------|-------------------|----|------|-------------------------------------------|---------------------------------------------------|
|       |                                 | УФ                | МФ | ВФ   |                                           |                                                   |
| 1     | 1:1                             | 26,0              | –  | 74,0 | 25,0                                      | ~4                                                |
| 2     | 1:2                             | 18,8              | –  | 81,2 | 16,7                                      | ~11                                               |
| 3     | 1:3                             | 12,9              | –  | 87,1 | 12,5                                      | ~3                                                |
| 4     | 1:4                             | 11,0              | –  | 89,0 | 10,0                                      | ~10                                               |
| 5     | 1:5                             | 9,0               | –  | 91,0 | 8,3                                       | ~8                                                |
| 6     | 1:6                             | 7,9               | –  | 92,1 | 7,1                                       | ~11                                               |
| 7     | 1:7                             | 7,0               | –  | 93,0 | 6,2                                       | ~12                                               |
| 8     | 1:8                             | 7,0               | –  | 93,0 | 5,6                                       | ~25                                               |

Список литературы  
1. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества, свойства и применение. — Л.: Химия, 1981.  
2. Цыганов Д.Г., Баширизева Н.Ю., Сладовская О.Ю. Формирование устойчивых водонефтяных эмульсий в условиях применения химических реагентов для увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов Каменного и Ем-Еганского нефтяных месторождений ханты-мансийского автономного округа // Нефтепромысловое дело. — 2015. — № 5. — С. 38–43.  
3. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. — Казань: ФЭН, 2000. — 416 с.

**4.** Доломатов М.Ю., Сабитов Р.С., Сафуанова Р.М., Телин А.Г. О разрушении углеводородных эмульсий под действием электромагнитных полей // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». — 2017. — №. 2. — С. 39–51.  
**5.** Муфазалов Р.Ш. и др. Акустическая технология в нефтехимической промышленности. — Казань: Изд-во «Дом печати», 2001. — 152 с.

References

1. Abramov A.A. *Surfactants, properties and application*. Leningrad: Chemistry, 1981.
2. Tsyganov D.G., Bashkirtseva N.Yu., Sladovskaya O.Yu. Formation of sustainable water imulded emulsions under the conditions of the use of chemical reagents to increase oil recovery of the oil reservoirs Kamennogo and Em-Egan oil fields of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug // *Oilfield business*. 2015, no. 5, pp. 38–43.
3. Tronov V.P. *Fishing oil preparation*. Kazan: Fen, 2000, 416 p.
4. Dolomator M.Yu., Sabitov R.S., Safuanova R.M., Telin A.G. On the destruction of hydrocarbon emulsions under the action of electromagnetic fields // *Scientific and technical journal "Problems of collection, preparation and transport of oil and petroleum products"*. 2017, no. 2, pp. 39–51.
5. Mufasalov R.Sh., et al. *Acoustic technology in the petrochemical industry*. Kazan: Publishing House "Print House", 2001, 152 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Н.Н. Томчук** — ответственный исполнитель работ, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Е.А. Филатова** — исполнитель работ, оформление статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.С. Буракова** — исполнитель работ, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**М.Р. Каримова** — исполнитель работ, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.Ю. Третьяков** — общее руководство работой, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**М.Ю. Бондарь** — постановка задачи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Nataliya N. Tomchuk** — is the responsible executor of the work, has developed the concept of the article, prepared the text of the article, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Ekaterina A. Filatova** — the executor of the work, the design of the article, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Daria S. Burakova** — the executor of the work, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Mariam R. Karimova** — the executor of the work, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Nikolay Yu. Tretyakov** — general management of the work, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Mikhail Yu. Bondar** — statement of the problem, finally approved the published version of the article.

**Марьям Рушановна Каримова** — инженер 2 категории ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»  
625003, Россия, Тюмень, ул. Перекопская, д. 15а.  
e-mail: m.r.karimova@utmn.ru  
SPIN-код: 7502-9515  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1189-3409>

**Николай Юрьевич Третьяков** — кандидат химических наук, директор, ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»  
625003, Россия, Тюмень, ул. Перекопская, д. 15а.  
e-mail: n.y.tretyakov@utmn.ru  
SPIN-код: 2999-9896  
<https://orcid.org/0000-0001-5092-0612>

**Михаил Юрьевич Бондарь** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства»  
143005, Россия, Москва, Инновационный центр «Сколково», ул. Сикорского, д. 11.  
e-mail: bondar.myu@gazprom-neft.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5562-7394>

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Mariam R. Karimova** — Engineer of the 2nd category, Tyumen State University  
15A Perekopskaya str., 625003, Tyumen, Russia.  
e-mail: m.r.karimova@utmn.ru  
SPIN-code: 7502-9515  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1189-3409>

**Nikolay Yu. Tretyakov** — Cand. of Sci. (Chem.), Director, Center for Environmental Management and Physical and Chemical Research, Tyumen State University  
15A Perekopskaya str., 625003, Tyumen, Russia.  
e-mail: n.y.tretyakov@utmn.ru  
SPIN-code: 2999-9896  
<https://orcid.org/0000-0001-5092-0612>

**Mikhail Yu. Bondar** — Head of Division, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC  
11 Sikorsky str., Skolkovo Innovation Center, 143005, Moscow, Russia.  
e-mail: bondar.myu@gazprom-neft.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5562-7394>

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Наталья Николаевна Томчук\*** — кандидат химических наук, заведующая сектором, ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»  
625003, Россия, Тюмень, ул. Перекопская, д. 15а.  
e-mail: n.n.tomchuk@utmn.ru  
SPIN-код: 9780-9303  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4113-6452>

**Екатерина Александровна Филатова** — инженер 1 категории, ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»  
625003, Россия, Тюмень, ул. Перекопская, д. 15а.  
e-mail: e.a.filatova@utmn.ru  
SPIN-код: 8377-2323  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6814-0267>

**Дарья Сергеевна Буракова** — инженер 2 категории ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»  
625003, Россия, Тюмень, ул. Перекопская, д. 15а.  
e-mail: d.s.burakova@utmn.ru  
SPIN-code: 4848-5431  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5220-1272>

**Nataliya N. Tomchuk\*** — Cand. of Sci. (Chem.), Head of Sector, Tyumen State University  
15A Perekopskaya str., 625003, Tyumen, Russia.  
e-mail: n.n.tomchuk@utmn.ru  
SPIN-code: 9780-9303  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4113-6452>

**Ekaterina A. Filatova** — Engineer of the 1st category, Tyumen State University  
15A Perekopskaya str., 625003, Tyumen, Russia.  
e-mail: e.a.filatova@utmn.ru  
SPIN-code: 8377-2323  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6814-0267>

**Daria S. Burakova** — Engineer of the 2nd category, Tyumen State University  
15A Perekopskaya str., 625003, Tyumen, Russia.  
e-mail: d.s.burakova@utmn.ru  
SPIN-код: 48485431  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5220-1272>



# «ПРОНЕФТЬ» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



Публикуйте\* свои научные работы в журнале «ПРОНЕФТЬ»!

ПО ВСЕМ ВОПРОСАМ  
ОБРАЩАЙТЕСЬ



**КЕРИМОВА Эльвира Римовна**  
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

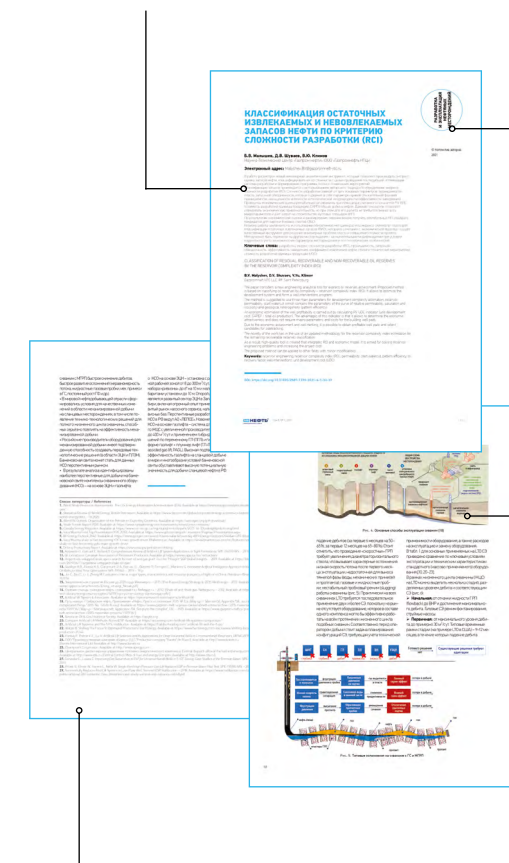
## ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

**Эльвира Римовна КЕРИМОВА**, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

**АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ** должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.



**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.** В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.

**СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:**

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

**ОБЪЕМ СТАТЬИ** не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

**ТАБЛИЦЫ** выполняются в Word, Excel, не рисунком.

**РИСУНКИ** в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подписочной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга. Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

**ДАННЫЕ.** Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СИ.

**ФОРМУЛЫ.** Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы и параметры в тексте необходимо выполнять в Word.

\* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке



# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Глядя на просторы Крайнего Севера, я понимаю, что это суровый край, но его экосистема очень хрупка и уязвима. Она нуждается в бережном отношении. Для животных мы построили специальные переходы через наши трубопроводы. Теперь путь к арктической нефти лежит в полной гармонии с природой!



Реклама



СТРЕМИМСЯ  
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU