

**30**  
стр. Рифовые системы  
южной части  
Бузулукской впадины

**114**  
стр. Технология Huff and Puff  
на низкопроницаемом  
коллекторе

**144**  
стр. Непрерывный мониторинг  
параметров  
буровых растворов

### Использование метода Random Forest для фациального районирования по данным сейсморазведки

стр. 23



Центр управления добычей в Муравленко

# Читайте «PROнефть» 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

☎ +7 (812) 313 6924 доб. 3657

**PRO НЕФТЬ**

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

## О ЖУРНАЛЕ

«PROнефть. 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»  
**Аплов 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

**Пустовских А.А.**, к.физ.-мат.н., заместитель генерального директора по экспертизе и функциональному развитию Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**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

**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. Osiptsov**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Center for Hydrocarbon Production, Skolkovo Institute of Science and Technology

**Alexey A. Pustovskikh**, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Deputy General Director for Expert Review and Functional Development, Gazprom Neft Science and Technology Center

**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

**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.

**ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ /  
GEOLOGY AND EXPLORATIONS**

Е.О. Беляков

**Особенности вероятностной петрофизической оценки пластов с использованием подходов концепции связанности порового пространства**

Evgeniy O. Belyakov

Specific features of the probability petrophysical estimation of rock formations using the approaches of the concept of porous space connectedness

А.В. Буторин, Г.В. Мохов

**Применение метода классификации Random Forest для решения задачи фациального районирования по данным сейсморазведки**

Aleksander V. Butorin, Grigory V. Mokhov

Application of the Random Forest classification method for facies zoning according to seismic data

А.П. Вилесов, В.С. Леденев, Д.В. Солодов, А.В. Филичев, Н.В. Богомоллова, Л.И. Макарова, Н.Ю. Гребенкина, А.Г. Казачкова, А.С. Сидубаев

**Верхнепалеозойские рифовые системы Рубежинского прогиба (южная часть Бузулукской впадины)**

Aleksandr P. Vilesov, Viktor S. Ledenev, Danil V. Solodov, Aleksandr V. Filichev, Natalya V. Bogomolova, Lyubov I. Makarova, Natalya Ju. Grebenkina, Anna G. Kazachkova, Aleksandr S. Sidubaev

Upper Paleozoic reef systems of the Rubezhinsky Trough (southern part of the Buzuluk Depression)

Е.М. Викторова, Д.И. Жигулина, П.Ю. Киселев, В.Ю. Климов

**Подходы к оценке неструктурных ловушек в условиях ограниченности данных на примере тюменской свиты**

Evgeniia M. Viktorova, Daria I. Zhigulina, Pavel Y. Kiselev, Vladimir Y. Klimov

New approach to appraise non-structural Tyumen formation traps in the absence of high quality of data

Д.И. Жигулина, Д.И. Мингазова, Д.С. Григорьев, В.Ю. Климов, М.В. Латышева, П.Ю. Киселев

**Подход к оценке ресурсного потенциала и дальнейшей разработке неструктурных ловушек в условиях ограниченности данных на примере ачимовской толщи Западной Сибири**

Daria I. Zhigulina, Dilyara I. Mingazova, Denis S. Grigoriev, Vladimir Yu. Klimov, Mariya V. Latysheva, Pavel Yu. Kiselev

A novel approach to resource potential estimation and field development of non-structural traps with limited data: a case study of Achimov formation in Western Siberia

К.С. Григорьев, А.В. Рошчин, К.С. Тельнова, Р.М. Валиев, А.М. Стольников, А.А. Кропачев, А.С. Коптелов

**Формирование стратегии доразведки залежи на основе метода «ценности информации (VOI)»**

Konstantin S. Grigoryev, Andrey V. Roshchin, Kseniya S. Telnova, Rinat M. Valiev, Alexey M. Stolnikov, Anton A. Kropachev, Alexandr S. Koptelov

The application of VOI method to shape a strategy of additional exploration

# 71

М.Н. Николаев, Т.В. Шмелькова, И.А. Камполи, Д.Ю. Калачева, Р.Р. Газалиев, Д.А. Давыдов, С.А. Погребнюк, М.В. Букатов

## Интегрированный подход к оценке перспектив нефтегазоносности и особенностей геологического строения восточного борта Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на территории Ноябрьского региона

Maxim N. Nikolaev, Tatiana V. Shmelkova, Inna A. Campoli, Daria Yu. Kalacheva, Rinat R. Gazaliev, Dmitriy A. Davydov, Sergey A. Pogrebnyuk, Mikhail V. Bukatov  
An integrated approach to assessment of petroleum potential and geological characteristics of the West Siberian oil and gas basin's eastern edge within the limits of Noyabrsk region

# 83

Г.С. Чернышов, А.А. Дучнов, Д.А. Литвиченко, М.В. Салищев, Д.Г. Семин, А.С. Матвеев, Н.А. Горевячев, С.И. Грубась

## Разработка инструментов автоматизации контроля качества при интерпретационном сопровождении обработки сейсмических данных

Gleb S. Chernyshov, Anton A. Duchkov, Dmitriy A. Litvichenko, Mihail V. Salishchev, Danil G. Semin, Alexey S. Matveev, Nikita A. Goreyavchev, Serafim I. Grubas  
Development of automation tools for the seismic data quality control in an interpretive support of data processing

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ / DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL FIELDS

# 97

К.А. Сидельников, В.П. Цепелев, А.Я. Колида

## Оптимизационная модель материального баланса для контроля и управления энергетическим состоянием пласта

Konstantin A. Sidelnikov, Vyacheslav P. Tsepelev, Aleksandr Ya. Kolida  
Optimization model of material balance for reservoir energy survey analysis and control

# 103

Д.И. Торба, А.В. Бочкарев, Ю.В. Овчаренко, А.Е. Глазырина, Ю.С. Березовский, Д.В. Метелкин

## Применение подхода кросс-сегментного комплексного моделирования с целью повышения эффективности разработки ачимовских отложений

Dmitriy I. Torba, Alexander V. Bochkarev, Yuriy V. Ovcharenko, Alexandra E. Glazyrina, Yuriy S. Berezovskiy, Denis V. Metelkin  
Integrated modelling approach to oil recovery increase of Achimov formation

# 114

О.И. Цыкунов, И.С. Каешков

## Исследование и опыт применения технологии водного Huff and Puff на нефтяном месторождении с низкопроницаемым коллектором

Oleg I. Tsykunov, Ilya S. Kaeshkov

Research and application experience of water Huff and Puff technology on low-permeability oil field

# 121

А.В. Фомкин, А.М. Петраков, С.А. Жданов, Р.Р. Раянов, Е.Н. Байкова, М.А. Черевко, С.М. Игитов, М.А. Кузнецов, С.М. Ишкинов

## Прирост извлекаемых запасов нефти на основе системных обработок нагнетательных скважин

Artem V. Fomkin, Andrey M. Petrakov, Stanislav A. Zhdanov, Robert R. Rayanov, Elena N. Baykova, Michael A. Cherevko, Semyon M. Igitov, Maxim A. Kuznetsov, Salavat M. Ishkinov

Increase in recoverable oil reserves based on system treatments of injection wells

# PRO НЕФТЬ®

## 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. Пер № 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 01.09.2021.  
Подписано в печать 29.09.2021.  
Дата выхода в свет 05.10.2021

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

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ / FIELD ENGINEERING AND SURFACE FACILITIES

# 130

Е.А. Посконина, А.Н. Курчатова

## Проблемы проектирования инфраструктуры арктических нефтепромыслов в условиях климатических изменений

Elena A. Poskonina, Anna N. Kurchatova  
Designing problems of oil fields infrustructre in the Arctic under the climate change

## ЭКОНОМИКА И ПРАВО / ECONOMICS AND LAW

# 136

Р.Н. Асмандияров, С.Ю. Баркалов, Р.Р. Галеев, Р.Р. Гумеров, Ю.А. Катков, А.А. Карпов, А.М. Кунакова, С.А. Михайлов, А.Ю. Шеремеев, Д.В. Андрузов, М.М. Биккулов, О.А. Овчинник, А.Э. Нигматуллина, С.С. Семенихин, А.В. Рогожа

## Повышение экономической эффективности добычи нефти на месторождениях «Газпромнефть-Хантоса»

Rustam N. Asmandiyarov, Stanislav Yu. Barkalov, Rail R. Galeev, Rustam R. Gumerov, Yuri A. Katkov, Alexey A. Karpov, Anisa M. Kunakova, Sergey A. Mihajlov, Alexander Yu. Sheremeev, Denis V. Andruzov, Marsel M. Bikkulov, Oleg A. Ovchinnik, Anzhela E. Nigmatullina, Sergey S. Semenikhin, Alexander V. Rogozha

Improving the economic efficiency of oil production at the "Gazpromneft-Khantos" fields

## НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ / OILFIELD EQUIPMENT

# 144

С.В. Лахтионов, И.С. Чуманов, С.Г. Филинков, Д.М. Чукин, Е.Н. Ишметьев

## Комплексы для непрерывного мониторинга параметров буровых растворов в процессе бурения

Sergey V. Lakhionov, Ivan S. Chumakov, Sergey G. Filinkov, Dmitry M. Chukin, Evgeny N. Ishmetyev

Complexes for continuous monitoring of drilling fluid parameters during drilling

# 152

А.И. Пучков, Д.В. Окунев, Р.О. Белоусов, А.Ю. Паршиков, Н.И. Мажорова

## Поиск и испытания роботизированных решений для очистки и мониторинга состояния на МЛСП «Приразломная»

Alexander I. Puchkov, Denis V. Okunev, Roman O. Belousov, Alexander Yu. Parshikov, Nadezhda I. Mazhorova

Search and testing of robotic solutions for cleaning and condition monitoring at Prirazlomnaya OIRFP

## ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ / OIL TRANSPORTATION AND TREATMENT

# 159

А.В. Николаев, Л.М. Трейгер

## Определение и анализ полного коэффициента теплопередачи на участках «горячего» нефтепровода внешнего транспорта, работающего в северных зимних условиях

Alexander V. Nikolaev, Leonid M. Treyger

Definition and analysis of overall heat-transfer coefficient at the sections of "hot" export petroleum pipeline operating in northern winter conditions

# PRO НЕФТЬ®

## 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 01.09.2021.  
Approved for printing 29.09.2021.  
Date of publication 05.10.2021.

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

## МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ БЕСПИЛОТНИК «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ЗАМЕНИТ МАЛУЮ АВИАЦИЮ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ

«Газпром нефть» успешно испытала первый российский многофункциональный аэрокомплекс геологоразведки. Современное оборудование позволяет в 2 раза сократить расходы в сравнении с пилотируемой авиацией и в 50 раз ускорить сроки геолого-разведочных работ относительно наземных методов.

Многофункциональный аэрокомплекс способен проводить многоуровневую магниторазведку, малоглубинную электроразведку, аэрофотосъемку, а также мониторинг полевых работ с использованием видеосъемки в видимом спектре и инфракрасном диапазоне.

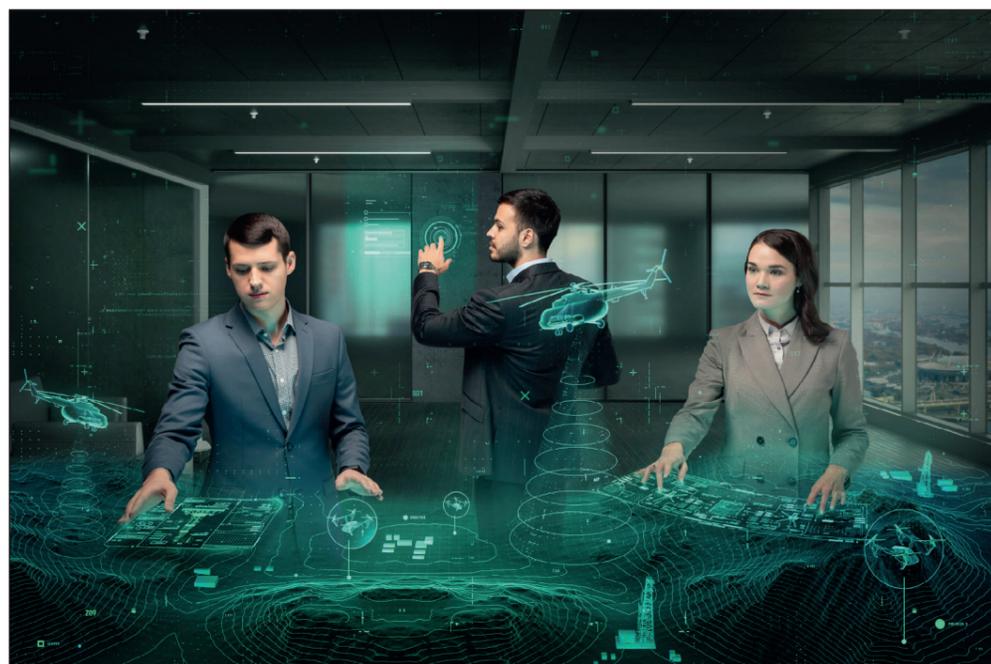
Беспилотный летательный аппарат способен за сутки обследовать участки площадью около 200 км<sup>2</sup>, в то время как наземные методы разведки покрывают за это же время лишь 4 км<sup>2</sup>. Применение дронов эффективно практически во всех климатических условиях регионов деятельности «Газпром нефти», в том числе при температуре воздуха ниже -40 °С, порывах ветра до 20 м/с, в дождь и снегопад с выпадением до 5 мм осадков.

«Беспилотники в геологоразведке — это пример прорывных технологий, которые кардинально меняют привычные форматы работы. Они быстрее, дешевле, эффективнее и экологичнее справляются с исследованиями, чем другие методы. Успешные испытания подтвердили, что уже сейчас

часть геолого-разведочных работ можно проводить с помощью дронов», — сообщил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Применение новых технологий, в разработку и тиражирование которых «Газпром нефть» системно инвестирует, — приоритетный инструмент повышения скорости и качества сбора геологической информации для принятия решений. С учетом все большей удаленности и труднодоступности лицензионных участков мы уже расцениваем беспилотные летательные аппараты как неотъемлемый инструмент геологоразведки», — сказал директор по геолого-разведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти» Юрий Масалкин.

«Газпром нефть» многие цифровые технологии разрабатывает, апробирует и внедряет впервые в нефтегазовой отрасли, это касается и беспилотных авиационных систем. Расширение функционала беспилотника дало уникальный синергетический эффект: в разы сократились сроки и стоимость работ,кратно улучшена точность съемки, собраны данные, позволяющие значительно повысить общую эффективность исследований», — поделился директор по цифровой трансформации «Газпром нефти» Андрей Белевцев.



## ПЕРВАЯ РОССИЙСКАЯ СИСТЕМА ВЫСОКОСКОРОСТНЫХ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ СОЗДАЕТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ ФОНДА «НОВАЯ ИНДУСТРИЯ»

Венчурный фонд «Новая индустрия» (New Industry Ventures — совместный венчурный фонд «Газпром нефти», Газпромбанка, РВК и VEB Ventures) инвестировал в развитие универсальной платформы телеметрии для сопровождения бурения высокотехнологичных скважин. Инновационный продукт компании Axel повышает скорость строительства, точность попадания в нефтеносный пласт и дебит скважины, минимизируя затраты на проект и риски при бурении. По ключевым характеристикам российская разработка соответствует ведущим мировым аналогам при значительно более низкой стоимости. Платформа Axel и ее элементы прошли стадию НИОКР и свыше 40 опытно-промышленных испытаний. Поддержка «Новой индустрии» позволит расширить производственные мощности компании, продолжить развитие линейки телеметрического оборудования и систем удаленной поддержки, а также открыть предствительство в Объединенных Арабских Эмиратах.

«Ежегодно в наших центрах управления бурением координируется строительство около тысячи сложных высокотехнологичных скважин на активах компании в России и за рубежом. Отличительной особенностью решения компании Axel является независимость от крупных производи-

телей и возможность интегрировать решения как крупных международных сервисных партнеров, так и локальных игроков. Мы ожидаем более конкурентного предложения с фокусом на вовлечение трудноизвлекаемых запасов», — поделился директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Мы рады способствовать появлению в России первой платформы для высокоскоростных скважинных измерений в бурении, интерес к которой проявляют и зарубежные нефтесервисные компании», — отметил заместитель председателя правления Газпромбанка Александр Степанов.

«Мы рады объединить усилия с партнерами и продемонстрировать пример создания инновационных технологий, которые станут важными драйверами роста российской экономики», — сообщил первый заместитель генерального директора Российского фонда прямых инвестиций (РФПИ, управляющая компания РВК) Анатолий Браверман.

«Новая цифровая платформа позволит оптимизировать затраты при проведении проектных работ для российских нефтедобывающих компаний и имеет высокий экспортный потенциал», — отметил генеральный директор VEB Ventures Олег Теплов.



## НА ЗАПАДНОЙ МЕССОЯХЕ ЗАРАБОТАЛА СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА НА СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЯХ

«Мессояханефтегаз», совместное предприятие «Газпром нефти» и «Роснефти», ввел в эксплуатацию систему геосейсмического мониторинга подземного хранилища попутного нефтяного газа (ПНГ) на Западно-Мессояхском месторождении.

Разветвленная сеть датчиков комплекса состоит из 1600 высокочувствительных регистраторов, зона покрытия сети составляет 16 кв. км. С помощью нового комплекса специалисты могут детально изучать процесс распределения газа в природном резервуаре. Это помогает контролировать пластовое давление в хранилище, сохранить целостность нефтяной оторочки для последующей разработки Западно-Мессояхского месторождения, уточнить геологическую модель территории в целом и обеспечить безопасность процессов закачки ПНГ в газовую шапку.

Проект эксплуатации и мониторинга подземного хранилища ПНГ «Мессояханефтегаз» реализовал совместно с Научно-Техническим Центром «Газпром нефти».

Подземное хранилище ПНГ, запущенное в работу в 2020 году, является ключевым объектом технологического цикла утилизации ПНГ Мессояхской группы месторождений. За год в природный резервуар закачано более 1,2 млрд м<sup>3</sup> газа, полученного в ходе нефтедобычи на Мессояхской группе месторождений.

«Геосейсмический мониторинг хранения газа — пример успешного трансфера передовых научных знаний в бизнес-практику. Наши физики выполнили моделирование сложных процессов, происходящих при закачке и хранении газа внутри хранилища, а специалисты по машинному обучению разработали эффективные модели для обработки и интерпретации данных мониторинга. Такая комплексная подготовка позволяет безопасно и эффективно решать актуальные производственные задачи», — поделился директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Программа рационального использования ПНГ на Мессояхской группе месторождений включает в себя не только работу многоуровневого комплекса по подготовке, транспортировке и закачке ПНГ на двух лицензионных участках, но и контроль с применением современных систем геосейсмического мониторинга. Такой комплексный и экологичный подход к разработке трудноизвлекаемых запасов минимизирует антропогенное воздействие на окружающую среду в процессе нефтедобычи и в дальнейшем обеспечит рост уровня полезного использования природного газа в Арктическом регионе», — сообщил генеральный директор «Мессояханефтегаза» Алексей Кан.



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ЗАЙМЕТСЯ РАЗВИТИЕМ ВОДОРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

«Газпром нефть» вступила в Совет промышленных партнеров консорциума «Технологическая водородная долина». Компания будет участвовать в проектах по разработке технологий получения, транспортировки, хранения и использования водорода, а также утилизации углекислого газа. 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.

Сейчас водород для «Газпром нефти» — не конечный продукт, а технологический агент для нефтепереработки. С 2015 года компания занимается проектами по улавливанию углекислого газа и закачке его в нефтяные пласты для поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи. Водород — один из наиболее перспективных энергоносителей будущего, возможная альтернатива углеводородному топливу. Он экологичен и имеет большую энергоемкость на 1 кг массы: при сгорании он выделяет примерно в 4 раза больше энергии, чем бензин.

Около 95% всего водорода в мире сегодня получают из природного газа, нефти и угля. При этом в атмосферу выделяется большое количество углекислого газа. Снизить карбоновый след этого производства могут нефтегазовые компании, которые развивают технологии по улавливанию и хранению CO<sub>2</sub>. В будущем способы производства водорода станут экологичнее.

«У России есть огромный потенциал для того, чтобы занять коммерческую нишу на глобальном рынке квот по утилизации CO<sub>2</sub>. Мы уже сформировали технологическую цепочку по улавливанию, хранению, транспортировке и геологическому захоронению углекислого газа. В этих направлениях мы видим себя центром компетенций и готовы предложить консорциуму свой наработанный опыт», — отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«НПЗ нашей компании уже сегодня производят более 100 тысяч тонн водорода для собственных нужд, и мы ведем поиск новых решений. Основными требованиями в этой области являются использование доступного сырья и отсутствие выбросов углекислого газа. Сейчас Центр готовится к проведению лабораторных стадий по нескольким направлениям, внедрение которых позволит обеспечить «бирюзовым водородом» собственные НПЗ, а в перспективе — организовать поставки этого газа для нужд новой энергетики и промышленности», — сообщил директор Центра промышленных инноваций «Газпром нефти» Михаил Никулин.



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ИСПЫТАЛА ПЕРВОЕ ОТЕЧЕСТВЕННОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ БУРЕНИЯ

«Газпром нефть» успешно испытала первое отечественное программное обеспечение, которое позволяет ускорить на 15% строительство скважин. Специалисты компании совместно с партнерами из «Уралмаш НГО Холдинга» участвовали в разработке программы, тестирование которой проходило на месторождении «Славнефть-Мегионнефтегаз».

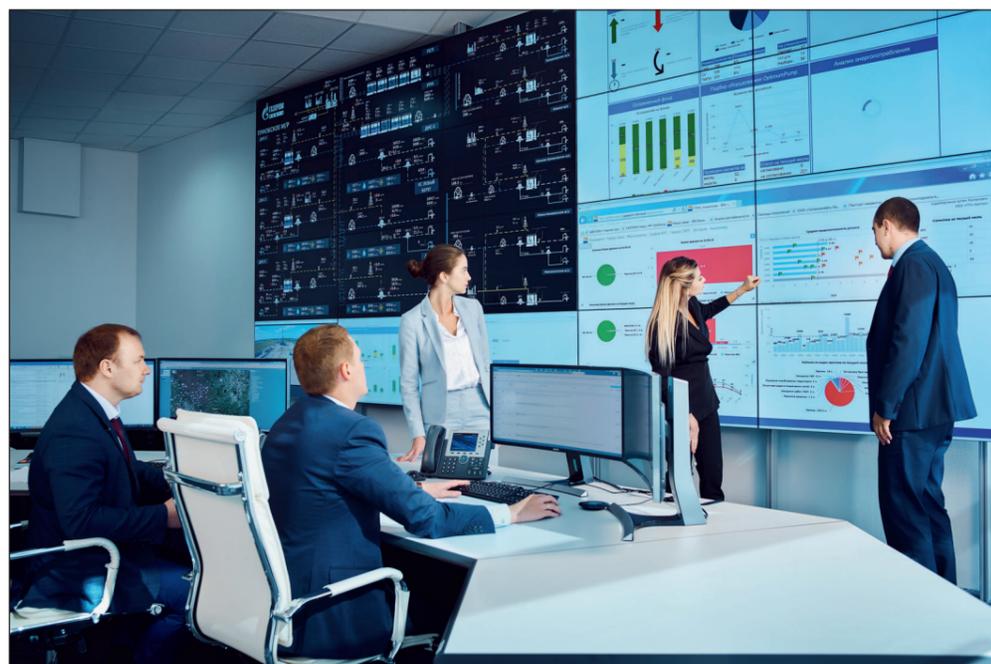
Новый программный продукт интегрируется в существующую систему управления буровой установки и позволяет бурильщику подобрать оптимальный режим бурения. Благодаря этому появляется возможность быстрее строить более глубокие скважины даже в сложных условиях. В России это первый подобный опыт создания собственного программного обеспечения для повышения эффективности буровых работ.

«Для рентабельной разработки наших сложных запасов необходимо постоянно оптимизировать процессы на всех этапах и во всех функциях. Автоматизация и программные продукты — важные инструменты для решения этой задачи. Разработка «Уралмаш НГО Холдинга» дает возможность не только повысить эффективность бурения скважин за счет значительного прироста в скорости, но и создает конкуренцию импортным сервисам. На этом мы не останавливаемся и планируем вместе с партнерами создавать новые российские системы автоматизации бурения», —

сказал директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашневич.

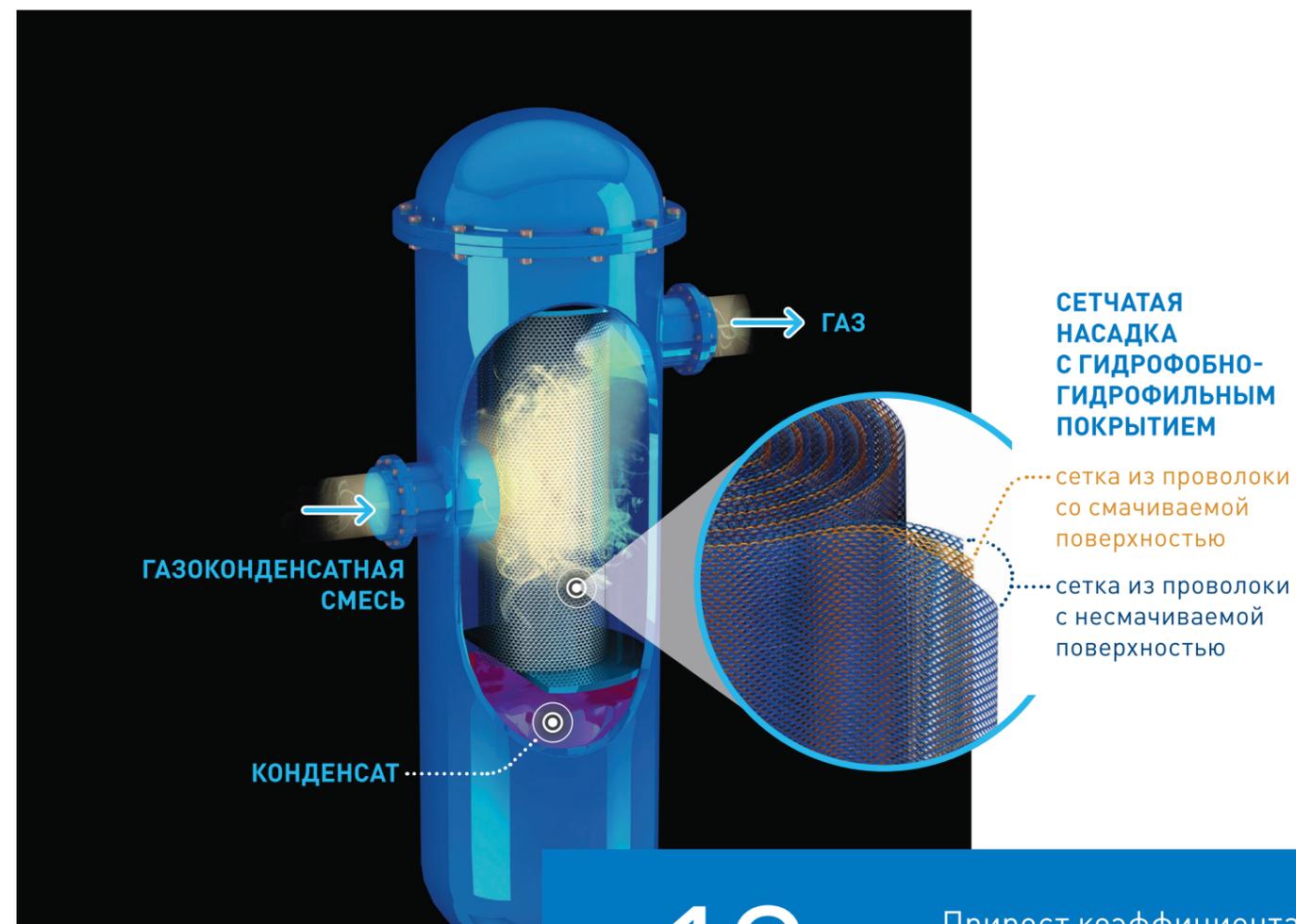
«Мегионнефтегаз» вновь стал площадкой для испытания новаций в области бурения. Это очередное подтверждение того, что мы находимся на пути активного развития и решения стратегических задач — стать отраслевым технологическим лидером. В том числе за счет реализации совместных проектов, направленных на развитие российского рынка нефтесервисных услуг», — отметил генеральный директор «Славнефть-Мегионнефтегаз» Михаил Черевко.

«Газпром нефть» и «Уралмаш НГО Холдинг» объединили усилия в 2019 году, когда на Петербургском международном экономическом форуме было подписано соглашение о стратегическом сотрудничестве по созданию высокотехнологичного оборудования и программного обеспечения.



## «УМНЫЕ ПОВЕРХНОСТИ» В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

НТЦ «Газпром нефти» вместе с компанией «Газконсалтинг» и РГУ им. И.М. Губкина разрабатывает технологию «Управляемое смачивание». Это комплекс решений, позволяющий с помощью супергидрофобных и супергидрофильных поверхностей эффективно разделять газоконденсатную смесь на составляющие. С помощью технологии удалось повысить эффективность сепарации на 13%. Разработка позволит зарабатывать на получении дополнительных жидких углеводородов и значительно сократит простой газопотребляющего оборудования. Технология прошла успешные промышленные испытания на Шингинском месторождении «Газпромнефть-Востока».



# +13%

Прирост коэффициента отделения (сепарации) жидкости от потока газа

# ОСОБЕННОСТИ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОДХОДОВ КОНЦЕПЦИИ СВЯЗАННОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

© Е.О. Беляков, 2021

**Е.О. Беляков**

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

**Электронный адрес:** Belyakov.EO@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Представлена технология проведения вероятностной петрофизической оценки параметров с использованием попластовой интерпретации данных ГИС, что позволяет наряду с вертикальным процессингом, использовать горизонтальный.

**Цель.** Адаптация технологии вероятностной оценки параметров при проведении попластовой интерпретации данных ГИС с использованием подходов концепции связанности порового пространства, которые позволяют снизить вариативность оценок продуктивных толщин коллекторов по сравнению с традиционными подходами подсчетов геологических запасов с использованием фиксированных граничных значений коэффициента пористости.

**Материалы и методы.** Рассмотрены основные особенности моделирования неопределенностей входных параметров и способы их представления в виде различных распределений с описанием обобщенного алгоритма проведения вероятностной оценки геологических запасов. В качестве входных параметров при выполнении алгоритма привлекаются распределения площади залежи, плотности нефти и пересчетного коэффициента, базовый вариант результатов попластовой интерпретации данных ГИС в виде непрерывной по глубине таблицы с отсчетами показаний с кривых методов ГИС в однородных по литологии интервалах. Кроме того, на вход алгоритма подаются распределения, отражающие варьирования неопределенностей геофизических параметров, констант петрофизических моделей, граничных отсечек для выделения коллекторов и оценки их характера насыщенности.

**Результаты.** В качестве примера использования подхода приводится способ вероятностной оценки для условной залежи пласта БВ8 одного из месторождений в Западной Сибири. По результатам проведенной оценки был выполнен анализ чувствительности получаемых результатов относительно входных параметров.

**Заключение.** Разработан алгоритм вероятностной петрофизической оценки, учитывающий использование петрофизического моделирования в рамках концепции связанности порового пространства и попластовый режим интерпретации данных геофизических исследований скважин. Показано, что дополнительная петротипизация, позволяющая уточнить параметр связанности порового пространства, снижает погрешность результирующих оценок, что может уменьшить риск принятия неэффективных решений.

**Ключевые слова:** концепция связанности порового пространства, структурный фактор, протекаемый кластер, вероятностная петрофизика, вертикальный и горизонтальный процессинг, «торнадо-плот»

**Конфликт интересов:** автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

**Благодарности:** автор выражает благодарность коллегам Стремичеву Евгению Васильевичу, эксперту блока экспертизы и функционального развития, Францову Сергею Евгеньевичу, руководителю направления блока интегрированных решений Научно-Технического Центра «Газпром нефти», за ценные комментарии по разработанному подходу.

**Для цитирования:** Беляков Е.О. Особенности вероятностной петрофизической оценки пластов с использованием подходов концепции связанности порового пространства. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2021;6(3):12–22. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-12-22>

Статья поступила в редакцию 18.03.2021  
Принята к публикации 01.06.2021  
Опубликована 29.09.2021

SPECIFIC FEATURES OF THE PROBABILITY PETROPHYSICAL ESTIMATION OF ROCK FORMATIONS USING THE APPROACHES OF THE CONCEPT OF POROUS SPACE CONNECTEDNESS

**Evgeniy O. Belyakov**

Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Belyakov.EO@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The technology of probability petrophysical estimation of parameters using layer-by-layer interpretation of well logging data is present in this paper. Specific features of the technology is to using both the vertical and horizontal processing.

**Aim.** The aim of the technology is the possibility of its adaptation when interpreting well logging data using the approaches of the concept of pore space connectedness, which reduce the variability of estimates of productive thicknesses of reservoirs in comparison with traditional approaches to calculating geological reserves using fixed cutoff porosity coefficient.

**Materials and methods.** The paper discusses the main features of modeling the uncertainties of the input parameters and ways of representing them in the form of various distributions with a description of a generalized algorithm for the probabilistic assessment of geological reserves. The distributions of the reservoir area, oil density and conversion factor, the basic version of the results of the reservoir logging data interpretation in the form of a table continuous in depth with readings from the logging methods curves in intervals homogeneous in lithology are used as input parameters when executing the algorithm. In addition, distributions reflecting variations in the uncertainties of geophysical parameters, constants of petrophysical models, boundary cutoffs for identifying reservoirs and assessing their saturation nature are used to the input of the algorithm.

**Results.** An algorithm for probabilistic petrophysical assessment has been developed taking into account the use of petrophysical modeling within the framework of the concept of pore space connectivity and the layer-by-layer mode of interpretation of well logging data. It is shown that additional petrotyping, which makes it possible to clarify the parameter of pore space connectivity, reduces the error of the resulting estimates, which can reduce the risk of making ineffective decisions.

**Conclusions.** It is shown that additional petrotyping, which makes it possible to clarify the parameter of pore space connectedness, reduces the error of the resulting estimates, which can reduce the risk of making ineffective decisions.

**Keywords:** concept of porous space connectedness, structural factor, flowing cluster, probabilistic petrophysics, vertical and horizontal processing, tornado plot

**Conflict of interest:** the author declares no conflict of interest

**Acknowledgments:** the author expresses gratitude to colleagues Evgeny Stremichev and Sergei Frantsuzov, for valuable comments on the developed approach.

**For citation:** Belyakov E.O. Features of the probabilistic petrophysical assessment of reservoirs using the approaches of the concept of pore space connectedness. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3): 12–22. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-12-22>

Manuscript received 18.03.2021  
Accepted 01.06.2021  
Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

В основе численной оценки параметров продуктивных пластов лежат прямые и косвенные методы получения информации. К прямым методам изучения разреза относятся: методы геолого-технологического контроля процесса бурения скважины; испытание пород-коллекторов в открытом стволе приборами на трубах, опробователями на кабеле и перфорировании колонны после обсадки скважины; отбор образцов керна при бурении из пластов-коллекторов. Косвенными являются геофизические методы изучения разрезов скважин [1]. К косвенным методам изучения пластов также можно отнести и наземные геофизические методы. Наличие неопределенностей при изучении пластов косвенными методами при оценке геологических запасов обуславливает соответствующую неопределенность итогового результата. Зачастую при построении геологических моделей получают одновариантное решение. При этом считается, что все альтернативные варианты имеют меньшую вероятность реализации. Как правило, такие выводы делаются на основании экспертной оценки соответствующих результатов и методических подходов их получения.

Очевидно, что планирование и реализация различных технико-экономических решений на одновариантной модели могут быть не всегда эффективным по причине недоучета менее вероятных, но полных результатов (сценариев). Также очевидно, что степень изученности того или иного объекта определяет вероятность реализации получаемого базового варианта. Для оценки вероятности реализации того или иного сценария привлекают статистические методы анализа данных (вероятностная оценка). На стадии открытия и начала изучения любого месторождения эта вероятность минимальна и увеличивается по мере повышения изученности продуктивных залежей. При достижении максимально возможной изученности вероятностная оценка теряет смысл по причине малозначимых вариаций различных оценок относительно базового варианта. Таким образом, вероятностная оценка запасов имеет большое значение на стадии геологоразведочных работ и менее востребована на стадии эксплуатации месторождения. Основным инструментом вероятностных оценок является статистическое (случайное) моделирование возможных вариантов сочетания входных параметров, обусловленное

неопределенностью их оценки. При этом под неопределенностью понимается разброс значений величины в заданном интервале. В качестве входных параметров используют зарегистрированные значения геофизических параметров, а также параметры петрофизических моделей и граничные значения петрофизических величин на основе которых проводится интерпретация результатов геофизических исследований скважин (ГИС). Кроме того, в качестве входной информации может использоваться отклонение результатов оценок петрофизического параметра по данным ГИС относительно его определений по результатам исследований керна в одних и тех же интервалах глубин по скважине.

Для всех геофизических приборов в технических спецификациях указывается погрешность их измерений, т.е. отклонение от опорного значения величины, которое выражается в возможном положительном и отрицательном отклонении измеряемого параметра от опорного значения. Такая трактовка связана с возможностью бесконечного числа повторения измерений одной и той же величины на эталоне. Очевидно, что при регистрации каротажных диаграмм терминологически более правильно использовать понятие неопределенности, поскольку речь идет об единичном измерении. Вместе с тем в практике зачастую используют погрешность регистрации прибора для обоснования неопределенности оценки геофизического параметра, хотя методически это не совсем корректно, т.к. при этом не учитываются дополнительные случайные факторы, связанные с отличием проведения исследований в стандартных лабораторных и фактических скважинных условиях.

Итоговые результаты вероятностной оценки представляют собой распределение результирующих оценок, ранжированных по степени вероятности сценариев их реализации. Это может быть дифференциальное или интегральное распределение возможных реализаций для геологических, линейных или извлекаемых запасов, а также различных профилей добычи, соответствующих этим запасам. Важной частью таких оценок является анализ чувствительности результатов к изменению того или иного параметра, а необходимость прогноза неопределенностей оценок запасов тесно связана с понятием риска. В общем случае риск связывают с опасностью потерь (Rose P.J., 1987) и учитывают при принятии инвестиционных решений в первую очередь на этапе геологоразведки.

## ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Основным способом оценки геологических запасов углеводородов является объемный метод, который реализуется в следующей последовательности [2]:

- определение объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;
- определение средней пористости пород-коллекторов;
- определение средней нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

Начальные геологические запасы нефти подсчитываются по следующей формуле [2]:

$$Q_{н0} = F \cdot h_{эф.н} \cdot K_{п} \cdot K_{н} \cdot \Theta \cdot \sigma_{н} \quad (1)$$

где  $Q_{н0}$  — начальные геологические запасы нефти, тыс. т;  $F$  — площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>;  $h_{эф.н}$  — эффективная нефтенасыщенная толщина, м;  $K_{п}$  — коэффициент открытой пористости, д. ед;  $K_{н}$  — коэффициент нефтенасыщенности, д. ед;  $\Theta$  — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, д. ед;  $\sigma_{н}$  — плотность нефти в поверхностных условиях, т/м<sup>3</sup>.

Линейные запасы нефти в  $j$ -й скважине обычно выражаются как:

$$q_{нj} = h_{эф.нj} \cdot K_{пj} \cdot K_{нj} \cdot \Theta \cdot \sigma_{н} \quad (2)$$

где  $q_{нj}$  — линейные запасы нефти, т/м<sup>2</sup>;  $h_{эф.нj}$  — эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая  $j$ -й скважиной, м;  $K_{пj}$  — средневзвешенный по эффективной толщине коэффициент открытой пористости, д. ед;  $K_{нj}$  — средневзвешенный по объему порового пространства и эффективной нефтенасыщенной толщине коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.

Таким образом, общая неопределенность в геологических запасах обусловлена частными неопределенностями в оценке всех ключевых параметров, входящих в формулы (1) и (2). В случае использования выражения  $q_{н} = h_{эф.н} \cdot K_{п} \cdot K_{н}$ , оценка линейных запасов будет выражена в метрах и для пластовых условий. Поскольку линейные запасы нефти  $q_{н}$  оцениваются по результатам геофизических исследований скважин, вероятность их достоверной оценки обусловлена главным образом петрофизической неопределенностью. Неопределенность количественно можно выразить в виде интервала, получаемого в результате анализа статистических распределений величин, используемых

при подсчете геологических запасов нефти и газа. Для получения вероятностной оценки необходимо провести множество расчетов на основании принятых алгоритмов, используя все допустимые сочетания значений входных параметров. В результате получают распределение возможных вариантов геологических запасов.

Общепринято, что при прогнозировании параметров ловушек используют 80 %-й доверительный интервал. Такой интервал заключен между верхней ( $P_{10} = 10\%$ ) и нижней ( $P_{90} = 90\%$ ) границами изменения того или иного параметра. Ожидаемый результат связывают с серединой интервала ( $P_{50} = 50\%$ ). По умолчанию считается, что  $P_{10}$  соответствует оптимистической, а  $P_{90}$  — пессимистической оценке. Входящими параметрами являются функции распределения для всех определяющих параметров. Моделирование проводится с помощью методов Монте-Карло путем случайной генерации входных значений в соответствии с заданными функциями распределений. Распределение реализаций будет характеризовать возможные варианты запасов. Исходя из квантилей  $P_{10}$ ,  $P_{50}$ ,  $P_{90}$  для полученного распределения оцениваются соответствующие варианты.

## ОБОСНОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЙ ИСХОДНЫХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

Считается, что для петрофизических параметров характерны три типа распределения: нормальное (или разновидность нормального — логнормальное), равномерное, треугольное. В качестве исходных определяющих параметров как правило используются кривые геофизических методов (входные параметры), коэффициенты пористости и глинистости, переменные и константы соответствующих петрофизических моделей, а также граничные отсечки (главным образом те, которые используются для выделения коллектора в разрезе).

Параметры распределений подбираются исходя из следующих соображений:

**Равномерное распределение** — рекомендуется использовать для различных констант в расчетных алгоритмах, в случае если нельзя отдать предпочтение какому-то одному диапазону. Например, в наличии есть выборка минерализаций пластовой воды из нескольких различных скважин, которые расположены равномерно по площади залежи. Отбор проб произведен в соответствии с методическими и техническими требова-

ниями, все пробы признаны кондиционными. Относительно небольшое количество результатов не обеспечивает статистическую достоверности для получения распределения, по которому можно однозначно оценить его тип.

**Нормальное (логнормальное) распределение** рекомендуется использовать, если в наличии уже есть какой-то приоритетный численно оцененный параметр, которому необходимо задать статистическую неопределенность. По своей сути нормальное распределение предполагает, что варианты «тяготеют» к некоторой средней величине, при этом значения, которые существенно отличаются от среднего, имеют малую вероятность существования.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМБИНАЦИИ ВЕРТИКАЛЬНОГО И ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ПРОЦЕССИНГА ПРИ ПОПЛАСТОВОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ ИНФОРМАЦИЮ О ГРАНИЦАХ МЕЖДУ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ОДНОРОДНЫМИ ПО ГИС ПРОСЛОЯМИ.

**Треугольное (несимметричное треугольное) распределение** можно использовать аналогично нормальному (логнормальному) распределению. Данный тип распределения характеризуется несколько большей шириной доверительного интервала по сравнению с нормальным видом и рекомендуется к использованию в случае низкой информационной обеспеченности параметра или если фактическое распределение параметра достаточно уверенно не описывается нормальным (логнормальным) законом и известны только его крайние значения.

**Тип неопределенности** выбирается по форме числового выражения погрешности измерения. Существует две формы числового выражения: абсолютная и относительная. В абсолютной форме погрешность выражается в тех же единицах измерения, что и сама определяемая величина. В относительной форме погрешность выражается, как правило, в процентах.

**Дисперсия и стандартное (среднеквадратичное) отклонение** позволяет оценить, насколько значения из множества могут отличаться от среднего значения. Стандартное отклонение  $\sigma$  и дисперсия  $D(X)$  связаны соотношением  $D(X) = \sigma^2$ . Дисперсию или стандартное отклонение можно задавать только для нормального (логнормального) вида распределения.

**Лимиты** ограничивают распределение данных по определенным значениям. Нижний

(lower limit) и верхний (upper limit) пределы — это максимальный и минимальный диапазон между точными значениями (исходной точкой данных) и его пределами. Необходимость установления пределов заключается в использовании физических диапазонов изменения того или иного параметра, за пределы которых не будут выходить случайно сгенерированные варианты.

**Погрешности измерений приборов ГИС** указаны в технической документации производителей. Погрешность измерения — это отклонение измеренного значения величины от её истинного (действительного) значения. В соответствии с методическими указаниями [3] в качестве характеристик случайной составляющей погрешности измерений используется величина среднеквадратичного отклонения  $\sigma$  и (при необходимости) нормализованная автокорреляционная функция случайной составляющей погрешности измерений или характеристики этой функции. **Неопределенности параметров петрофизических моделей** в случае статистической представительности их оценок по данным керна моделируется нормальное распределение путем подбора стандартного отклонения таким образом, чтобы получаемое распределение совпадало с распределением петрофизических констант, полученных по керну.

Неопределенности определения коэффициентов открытой пористости  $K_p$  задаются в виде нормального распределения отклонений пористости по ГИС от пористости по керну. Данный подход рекомендуется использовать, если коэффициент пористости оценивался по комплексу методов, показания которых невозможно или проблематично привести к стандартной форме с использованием соответствующего аппаратно-методического обеспечения для учета скважинных условий регистрации данных и литологических особенностей разреза.

**Неопределенности оценки пересчетного коэффициента  $K_s$** , определяющего пропорциональность между высотой интервала над «зеркалом чистой воды (ЗЧВ)» и капиллярным давлением  $P_k$  на границе воздуха и воды в лабораторных условиях [5], рекомендуется задавать в виде равномерного распределения на основании анализа результатов сопоставлений оценок коэффициентов водонасыщенности по модели переходной зоны с результатами, полученными по электрической модели или результатами оценки сохраненной водонасыщенности  $K_b$  по керну, отображенному в скважинах по изолированной технологии.

**Неопределенность оценки удельного электрического сопротивления воды** рекоммендуется задавать в виде равномерного распределения на основании анализа кондиционных проб пластовой воды и закономерностей изменения температуры с глубиной для конкретных залежей.

#### **ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО**

После выбора функций распределения для всех определяющих параметров, методом Монте-Карло итерационно генерируются их различные варианты в соответствии с заданным видом распределения. После этого для каждой итерации с помощью типовых алгоритмов рассчитываются выходные параметры.

Моделирование петрофизической неопределенности подразумевает априорно заданную последовательность в переборе входных геофизических параметров и параметров петрофизических моделей. Поскольку геофизические кривые представляют собой числовые величины, привязанные к определенной глубине, можно выделить горизонтальный и вертикальный процессинги. Выбор типа процессинга связан с особенностями проведения интерпретации ГИС. В настоящее время используются два подхода: поточечная и поплавовая интерпретация.

В случае поточечной интерпретации кривых ГИС горизонтальный процессинг подразумевает следующие положения:

- перебор случайных реализаций для всех определяющих параметров для каждой заданной точки глубины;
- моделирование только случайной неопределенности;
- отсутствие вертикальных связей между соседними по глубине сгенерированными параметрами и, соответственно, между результатами.

Для вертикального процессинга характерно:

- моделирование для каждого определяющего параметра систематического смещения точек, одинакового для всего диапазона изменения глубины;
- одинаковые реализации, используемые на всех глубинах, обеспечивают вертикальную взаимосвязанность результатов.

Традиционно при поточечной интерпретации ГИС используется вертикальный процессинг. В случае проведения поплавовой интерпретации ГИС можно рекомендовать использовать комбинацию вертикального и горизонтального процессинга. В таком случае появляется дополнительная геологическая составляющая в виде границ между литологически однородными по ГИС прослоями, поэтому горизонтальный процессинг применяется не к кванту геофизической кривой, а ко всему прослою, что не нарушает вертикальной связанности между квантами геофизической кривой в интервале прослоя и, следовательно, геологических закономерностей.

Выбор количества реализаций при использовании метода Монте-Карло является важным условием, влияющим на окончательный результат при оценке неопределенности петрофизических параметров. Стабильность результатов достигается в том случае, когда количество реализаций достаточно велико, чтобы распределение результатов повторялось при последующих запусках процесса. В практике для обеспечения устойчивости получаемых распределений обычно рекомендуется выполнение 1000 и более итераций.

#### **АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ**

Важной частью оценки петрофизической неопределенности является понимание того, какие входные параметры оказывают наибольшее влияние на изменение результата. Анализ чувствительности проводится по следующему принципу: каждый входной параметр изменяется от своего максимума и минимума, в то время как все остальные входные параметры сохраняют значение «базового случая». Результаты анализа чувствительности графически обычно отображаются в виде «торнадо-плота». Поскольку в данном случае реализуется вариант нескольких сценариев, такие графики можно использовать для сравнения тех или иных методических подходов между собой. Например, на рис. 3 в виде «торнадо-плотов» отражены два способа проведения многовариантной петрофизической оценки, с учетом предварительной петротипизации разреза и без нее.

#### **ОБЩИЙ АЛГОРИТМ МНОГОВАРИАНТНОЙ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ КСПП**

Рассмотрим алгоритм проведения многовариантной оценки геологических запасов с использованием петрофизических моделей концепции связанности порового пространства (КСПП). Оценка проводится

по скважинам отдельной залежи (или всего месторождения) отдельно для каждого стратиграфического интервала (подсчетного объекта). В качестве входных параметров используются: распределение результатов оценки площади залежи  $F$  или его статистические характеристики; распределения результатов определения плотности нефти  $\sigma_n$  и пересчетного коэффициента  $\theta$  или их статистические характеристики; результаты поплавовой интерпретации данных ГИС в виде непрерывной по глубине таблицы с отсчетами показаний с кривых методов ГИС в однородных по литологии интервалах.

Реализация сценариев осуществляется по каждой скважине с учетом следующих критериев: наличие/отсутствие выраженных прямых признаков проникновения фильтра бурового раствора в пласт; наличие/отсутствие керновых определений; наличие/отсутствие кондиционных испытаний в скважине; наличие/отсутствие записи методов пористости (*гамма-гамма* плотностной метод (ГГК-п), акустический каротаж (АК), нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННК-Т), метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР)) и глинистости (метод потенциалов собственной поляризации (ПС), гамма-метод (ГК)), показания которых стандартизированы с учетом типа прибора и геолого-технологических условий проведения исследований; наличие/отсутствие предварительной петротипизации разреза.

Пример алгоритма вероятностной оценки геологических запасов нефти показан на рис. 1. Процедура выполнения алгоритма зависит от набора входных данных в каждой скважине. В общем случае входными данными для расчета являются:

- геофизические параметры, представленные в поплавовом виде непрерывно по всему целевому интервалу подсчетного объекта: удельное электрическое сопротивление (УЭС) по данным многозондовых установок индукционного и бокового методов или по результатам комплексной интерпретации данных бокового каротажного зондирования (БКЗ) и типовых однозондовых приборов индукционного (ИК) и бокового (БК) методов, объемная плотность пород  $\delta_n$  по ГГК-п, водородосодержание  $W$  (нейтронная пористость) по ННК-Т или нейтронному гамма-методу (НГК), интервальное время пробега продольной волны  $DT$  по АК; естественная радиоактивность горных пород  $J_\gamma$  по ГК, относительная амплитуда  $a_{nc}$  по ПС; результаты обработки спектров ЯМР (общая пористость  $K_p$ ,

эффективная пористость  $K_{пэф}$ , остаточная водонасыщенность  $K_{во}$ );

- стандартные (среднеквадратичные) отклонения (СКО), полученные на основе справочных абсолютных погрешностей измерений соответствующих приборов;
- интервалы коллекторов, выделенные по прямым признакам или по результатам испытаний и опробований пластов;
- диапазон предполагаемого изменения минерализаций  $C_b$  по исследованиям кондиционным проб пластовой воды, пересчитанный в удельное электриче-

ское сопротивление пластовой воды УЭСв при пластовой температуре;

- СКО аппроксимирующего нормального распределения статистической выборки расчета отклонений  $\Delta K_n$  коэффициента пористости  $K_n$  по ГИС от среднего коэффициента пористости по керну  $K_{п.кern}$  в интервале каждого прослоя (при невозможности стандартизации показаний методов пористости с учетом аппаратных поправок и геолого-технических условий проведения ГИС, обычно характерной для скважин «старого фонда»);

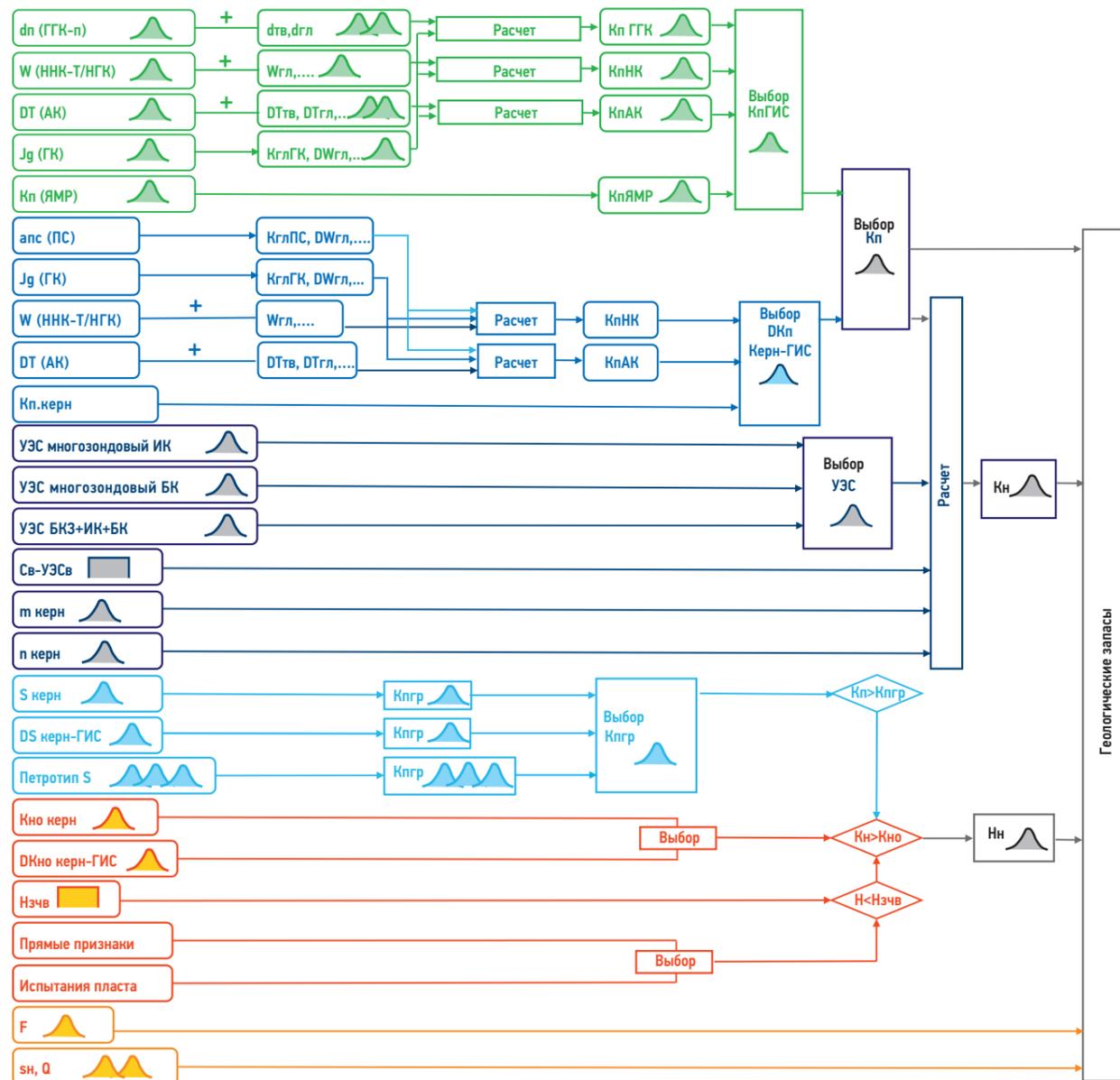


Рис. 1. Пример обобщенной схемы проведения вероятностной оценки геологических запасов с учетом петрофизических моделей КСПП. Рисунок создан автором

Fig. 1. An example of a generalized scheme for the probabilistic assessment of geological reserves, taking into account the petrophysical models of the concept of porous space connectedness. Drawing created by the author

- СКО аппроксимирующего нормального распределения отклонений  $DS$  параметра связанности по ГИС  $S_{ГИС}$  от среднего значения параметра связанности по керну  $S_{кern}$  в интервале каждого прослоя (в случае, если методика предусматривает прогноз  $S$  по данным ГИС);
- СКО аппроксимирующего нормального распределения параметра связанности  $S_{кern}$ , рассчитанному по керну (если в методике параметр связанности задается в виде константы для всего разреза  $S = const$ );
- СКО аппроксимирующих нормальных распределений параметра связанности  $S_{кern}$ , рассчитанного по керну для каждого петрофациального типа (если в методике параметр связанности задается в виде константы для конкретного петрофациального типа  $S_1 = const_1, S_2 = const_2, S_3 = const_3...$ );
- вероятность встречи того или иного петрофациального типа в разрезе каждой скважины  $P_{пф}$ ;
- СКО аппроксимирующего нормального распределения отклонений  $\Delta K_{но}$  коэффициента остаточной нефтенасыщенности по ГИС  $K_{ноГИС}$  от среднего значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности по керну  $K_{но.кern}$  в интервале каждого прослоя (в случае если методика предусматривает прогноз  $K_{но}$  по данным ГИС);
- СКО аппроксимирующего нормального распределения коэффициента остаточной нефтенасыщенности по керну  $K_{но.кern}$  (если в методике коэффициент остаточной нефтенасыщенности задается в виде константы  $K_{но} = const$ );
- СКО аппроксимирующих нормальных распределений показателей  $m$  и  $n$  по керну в модели Арчи — Дахнова;
- диапазоны возможных изменений положения уровня  $H_{зчв}$  и пересчетного коэффициента  $K_5$ ;
- распределение площади залежи  $F$ , а также распределения плотности нефти  $\sigma_n$  в наземных условиях и пересчетного коэффициента  $\theta$ .

Особенностью алгоритма является то, что в случае наличия/отсутствия прямых признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт по данным ГИС или испытаний прослоев с получением притока нефти, такие интервалы фиксируются как коллектор или неколлектор в базовом виде для всех реализаций. В остальных случаях выделение продуктивных коллекторов проводится для различных сценариев с учетом критериев:  $K_n > K_{п.гр}$  и  $(1 - K_{во}) > K_{но}$ , где  $K_{п.гр}$  рассчитывается по формуле  $K_{п.гр} = b_2 \cdot S + b_4$  с учетом па-

раметра связанности порового пространства  $S$  [4], а величина  $K_{во}$  определяется с помощью общеизвестной модели Арчи — Дахнова или на основании модели переходной зоны. Базовая величина параметра  $S$  может быть принята индивидуально для каждого прослоя скважины с учетом наличия информации о петротипах (петрофаций) или методов ГИС, позволяющих осуществить непосредственный прогноз параметра  $S$ , а также данных керна. В случае отсутствия такой информации базовый параметр связанности порового пространства  $S$  принимается постоянной величиной для всех прослоев. При наличии петротипизации параметр  $S$  принимается константой индивидуально для каждого петротипа.

### РЕАЛИЗАЦИЯ МНОВАРИАНТНОЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ НА ПРИМЕРЕ ПОДСЧЕТНОГО ОБЪЕКТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В качестве примера многовариантной оценки с учетом алгоритмов КСПП рассмотрим пример оценки геологических запасов пласта БВ<sub>8</sub> одного из месторождений Западной Сибири. Для этого пласта характерно наличие двух петрофациальных типов. На основании анализа данных керна установлено, что для первого петротипа средний параметр связанности порового пространства составил  $S = 1,5$ , а для второго —  $S = 4$  (рис. 2). Стандартное отклонение параметра  $S$  по данным керна для первого и второго петротипа принято 0,8.

В соответствии с величиной  $S$  изменяется граничное значение коэффициента пористости  $K_{п.гр}$ . Величина  $K_{но}$  оценивалась как  $K_{но} = 1 - K_{во}^{**}$ , где  $K_{во}^{**} = 46 \cdot K_{во}^{0,11}$ . При этом определяющая величина коэффициента остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  рассчитывалась исходя из значения  $K_n$  и структурного коэффициента  $S$  по методике, изложенной в работе [4]. Таким образом, параметр  $S$  наряду с величиной  $K_n$  является определяющей характеристикой при выделении как эффективных, так и продуктивных толщин, и снижение диапазона неопределенности его оценок приводит к соответствующему уменьшению неопределенности оценок продуктивных толщин. Коэффициенты пористости  $K_n$  рассчитывались с помощью типовых подходов, обычно используемых при интерпретации данных ГИС: по методу ГГК-п; по комплексу методов НКТ + ГК и по комплексу методов АК + ГК (ПС). Коэффициенты нефтенасыщенности определялись по методике

Арчи — Дахнова. Для каждого входного параметра оценивалось его базовое значение и диапазон возможных изменений. Для параметров, распределенных по нормальному закону, оценивались стандартные отклонения ранее описанными способами. Пример представления входных параметров и диапазонов неопределенности их распределений показан в табл. 1. На рис. 3 (а) показан «торнадо-плот» с изменением чувствительности входных параметров для вышеописанного примера. На рис. 3 (б)

приведен вариант для случая отсутствия предварительной петротипизации с использованием обобщенной величины параметра связности  $S = 3$  для всех прослоев рассматриваемых отложений. Как видно из этих сопоставлений, вклад параметра  $S$  в общий результат сопоставим с другими определяющими параметрами. В случае наличия петротипизации чувствительность результатов к варьированию параметра  $S$  закономерно снижается. Величина геологических запасов при этом существенно не изменяется.

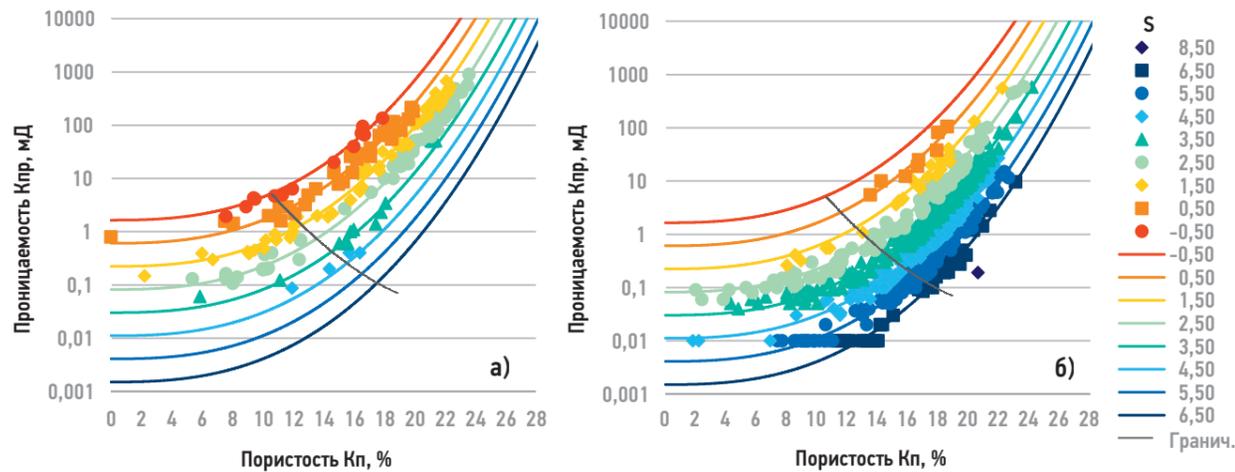


Рис. 2. Зависимость коэффициента проницаемости  $K_{пр}$  от коэффициента пористости  $K_n$  при различных значениях параметра связности  $S$  (шифр точек и кривых теоретической модели) для пласта БВ8 одного из месторождений Западной Сибири.

а) точки из скважин, в которых пласт БВ8 представлен преимущественно петротипом 1 ( $S = 1,5$ ); б) точки из скважин, в которых пласт БВ8 представлен преимущественно петротипом 2 ( $S = 4$ ). Рисунок создан автором

Fig. 2. Dependence of the permeability coefficient  $K_{пр}$  on the porosity coefficient  $K_n$  at various values of the connectivity parameter  $S$  (code of points and curves of the theoretical model) for the BV8 reservoir of one of the fields in Western Siberia.

а) points from wells in which the BV8 formation is represented mainly by petrotype 1 ( $S = 1.5$ ); б) points from wells in which the BV8 formation is represented mainly by petrotype 2 ( $S = 4$ ). Drawing created by the author

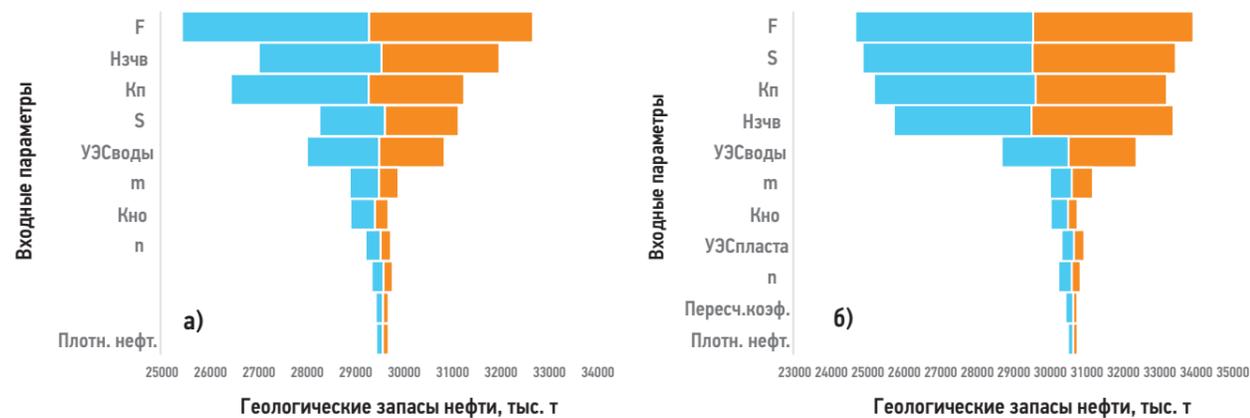


Рис. 3. Пример представления анализа чувствительности результатов оценки геологических запасов в виде «торнадо-плота» для продуктивных отложений БВ8 одного из месторождений Западной Сибири (показаны только первые одиннадцать наиболее значимых параметров). Голубой цвет — снижение запасов, оранжевый — увеличение запасов.

а) Результат с учетом петротипизации с фиксированными значениями  $S$  для каждого петротипа; б) результат без учета петротипизации  $S = \text{const}$  для всех петротипов. Рисунок создан автором

Fig. 3. An example of the presentation of the sensitivity analysis of the results of the assessment of geological reserves in the form of a "tornado-plot" for productive deposits BV8 of one of the fields in Western Siberia (only the first eleven of the most significant parameters are shown). Blue is a decrease of reserves, orange is an increase of reserves.

а) Result taking into account petrotype with fixed  $S$  values for each petrotype; б) the result without taking into account the petrotype  $S = \text{const}$  for all petrotypes. Drawing created by the author

Таблица 1. Пример представления входных параметров и диапазонов неопределенности их распределений для вероятностной оценки геологических запасов  
Table 1. An example of the presentation of input parameters and uncertainty ranges of their distributions for the probabilistic assessment of geological reserves

Входные данные	Ед. изм.	Базовое значение	СКО	Диапазон		Процессинг	Тип распределения	
Методы ГИС	ГГК-п	г/см <sup>3</sup>	-	0,012	-	-	Верт.	Норм.
	W (ННК-Т/НГК)	д. ед.	-	0,01	-	-	Верт.	Норм.
	ГК	мкр/ч	-	0,5	-	-	Верт.	Норм.
	АК	мкс/м	-	2	-	-	Верт.	Норм.
	ИК	Ом-м	-	0,5	-	-	Верт.	Норм.
	БК	Ом-м	-	0,8	-	-	Верт.	Норм.
	БКЗ	Ом-м	-	0,4	-	-	Верт.	Норм.
	Икмз	Ом-м	-	0,1	-	-	Верт.	Норм.
	БКмз	Ом-м	-	0,1	-	-	Верт.	Норм.
	КпЯМР	д. ед.	-	0,01	-	-	Верт.	Норм.
Параметры моделей	бтв	г/см <sup>3</sup>	2,67	0,02	-	-	Гориз.	Норм.
	ДТв	мкс/м	180,00	5,00	-	-	Гориз.	Норм.
	Wгл	д. ед.	0,30	0,03	-	-	Гориз.	Норм.
	ДУЭС	Ом-м	-	0,50	-	-	Верт.	Норм.
	ΔКп керн-ГИС	д. ед.	-	0,013	-	-	Гориз.	Норм.
	DS	-	-	1,00	-	-	Гориз.	Норм.
	S	-	3,00	1,70	-	-	Гориз.	Норм.
	S петротип1	-	1,50	0,80	-	-	Гориз.	Норм.
	S петротип2	-	4,00	0,80	-	-	Гориз.	Норм.
	m	-	1,94	0,06	-	-	Гориз.	Норм.
	n	-	1,90	0,05	-	-	Гориз.	Норм.
	УЭСв	Ом-м	-	-	0,11	0,13	Верт.	Равном.
	ΔКно	д. ед.	-	0,02	-	-	Гориз.	Норм.
	Кно	д. ед.	0,30	0,05	-	-	Гориз.	Норм.
	Нзчв	м	-	-	2810,00	2830,00	Верт.	Равном.
	Кс	-	0,065	0,002	-	-	Верт.	Норм.
	σн	т/м <sup>3</sup>	0,831	0,001	-	-	Верт.	Норм.
	θ	-	0,793	0,001	-	-	Верт.	Норм.
	F	тыс. кв. м	58855	1170	-	-	Верт.	Норм.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленный алгоритм позволяет проводить вероятностную оценку геологических запасов без привлечения специализированного программного обеспечения. При этом исходные данные представляются в виде попластовых отсчетов показаний методов ГИС

или в виде оценок пористости  $K_n$  и удельного электрического сопротивления по всем прослоям целевых интервалов подсчетного объекта в скважинах месторождения (залези). Реализация алгоритма возможна с привлечением стандартных программных продуктов, в которых предусмотрены процедуры статистического анализа и генерации

случайных значений, например, для относительно небольших месторождений возможно использование ПО Excel.

Особенности использования подходов КСПП при проведении вероятностной оценки выражаются в том, что наличие методик уточнения параметра связанности  $S$  непосредственно по результатам проведения ГИС или с учетом петрофациальной типизации разреза, снижает неопределенность диапазона его варьирования, что уменьшает интервалы

неопределенности и других характеристик, которые оцениваются с учетом данного параметра. В первую очередь это продуктивные толщины коллекторов. При этом очевидно, что снижение неопределенностей в оценках коллекторских свойств пластов по площади месторождения уменьшает риск принятия неэффективных решений как на этапе моделирования, так и при последующей разработки подсчетных объектов месторождений нефти и газа.

#### Список литературы

1. Латышова М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирульников В.П. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа. — М.: Недра, 1986. — 120 с.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М. — Тверь: ВНИГНИ — НПЦ «Тверьгеофизика». 2003. — 258 с.
3. Методические указания. Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров МИ 1317-86. ВНИИМС. — М.: Издательство стандартов, 1986. — 30 с.
4. Беляков Е.О. Базовые закономерности концепции связанности порового пространства для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных терригенных пород // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2020. — № 2 (16). — С. 25–30.
5. Беляков Е.О. Практические аспекты моделирования переходных нефтеводонасыщенных зон в терригенных коллекторах Западной Сибири по данным анализа керна и геофизических исследований скважин // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2018. — № 1 (7). — С. 38–43.

#### References

1. Latyshova M.G., Dyakonova T.F., Tsirulnikov V.P. Reliability of geophysical and geological information when calculating oil and gas reserves. Moscow, Nedra, 1986. 120 p. (In Russ.)
2. Guidelines for calculating geological reserves of oil and gas by volumetric method. Edited by V.I. Petersilye, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko. Moscow — Tver: VNIIGNI, SPC Tvergeofizika, 2003. 258 p. (In Russ.)
3. Methodical instructions. State system for ensuring the uniformity of measurements. Results and characteristics of the measurement error. Forms of presentation. Methods of using when testing product samples and controlling their parameters MI 1317-1386. VNIIMS, Moscow, Standards Publishing House, 1986. 30 p. (In Russ.)
4. Belyakov E.O. Basic laws of the concept of porous space connectedness for petrophysical modeling of the reservoir properties of oil-saturated terrigenous rocks. PRONEFT. Professionally about oil, 2020, no. 2 (16), pp. 25–30. (In Russ.)
5. Belyakov E.O. Practical aspects of modeling transition oil-water-saturated zones in terrigenous reservoirs of Western Siberia according to core analysis and geophysical studies of wells. PRONEFT. Professionally about oil, 2018, no. 1 (7), pp. 38–43. (In Russ.)

#### ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Е.О. Беляков** — разработал и апробировал изложенные методики, разработал концепт статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Evgeniy O. Belyakov** — developed and tested the outlined methods, 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.

#### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

**Евгений Олегович Беляков** — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель по развитию дисциплины «Петрофизика», 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 77–79.  
e-mail: Belyakov.EO@gazpromneft-ntc.ru  
РИНЦ Author ID: 273304  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4094-4308>

**Evgeniy O. Belyakov** — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Lead of the petrophysical discipline development, 75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Belyakov.EO@gazpromneft-ntc.ru  
RSCI Author ID: 273304  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4094-4308>

# ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КЛАССИФИКАЦИИ RANDOM FOREST ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ФАЦИАЛЬНОГО РАЙОНИРОВАНИЯ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

**А.В. Буторин\*, Г.В. Мохов**

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

**Электронный адрес:** Butorin.av@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Фациальное районирование по данным сейсморазведки является актуальной задачей динамического анализа. Современные подходы к решению этой задачи довольно многочисленны и используют различные алгоритмы. Наиболее распространенной методикой является кластеризация по форме отражения. Данная методика относится к классу задач обучения «без учителя», то есть кластеризация производится без учета априорной информации, выделение сейсмофаций основано на внутренней структуре данных, и ключевой особенностью являются различия волнового пакета внутри целевого интервала. Такой подход требует в дальнейшем увязки результатов кластеризации и геологической информации, что является его недостатком. Другим направлением решения данной задачи является применение алгоритмов обучения «с учителем». К данной категории относятся различные методы классификации, которые относятся к категории машинного обучения. Отличием данного направления от традиционных подходов сейсмофациального анализа является учет геологической информации на стадии вычислений.

**Цель.** В данной работе рассматриваются результаты исследования, выполненного с целью изучения фациального строения отложений тюменской свиты на группе месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе. Тюменская свита характеризуется преобладанием русловых фаций, связанных с развитием сложных речных систем, которые отчетливо проявляются в динамических характеристиках волнового поля. Усложняющим фактором при изучении данных отложений выступает достаточно низкая изученность скважинными данными, что затрудняет геологическую интерпретацию получаемых результатов.

**Материалы и методы.** Для решения поставленной задачи авторами использован метод классификации Random Forest. Применение метода рассмотрено в рамках кластера, состоящего из трех сейсмических съемок, полученных в разное время. Для обучения использована экспертная разметка по площади на основании изучения распределения амплитуд вдоль отражающего горизонта.

**Результаты.** В результате выполненного исследования на значительной площади получена вероятностная оценка распространения русловых фаций, с которыми связана перспективность данного типа отложений на изучаемой территории. Таким образом, авторами была разработана методика, позволяющая получить оценку вероятности наличия определенной фации с использованием данных сейсморазведки.

**Заключение.** Выполненное исследование показывает возможность использования метода классификации Random Forest для решения задачи фациального районирования.

**Ключевые слова:** сейсморазведка, динамическая интерпретация, классификация

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

**Для цитирования:** Буторин А.В., Мохов Г.В. Применение метода классификации Random Forest для решения задачи фациального районирования по данным сейсморазведки. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2021;6(3):23–29. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-23-29>

Статья поступила в редакцию 17.05.2021

Принята к публикации 04.06.2021

Опубликована 29.09.2021

APPLICATION OF THE RANDOM FOREST CLASSIFICATION METHOD FOR FACIES ZONING ACCORDING TO SEISMIC DATA

**Aleksander V. Butorin\*, Grigory V. Mokhov**  
Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Butorin.av@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** Facial zoning based on seismic data is an important task of dynamic analysis. There are numerous approaches of solving this problem using various algorithms. The most common method is clustering by reflection shape. This approach belongs to unsupervised learning algorithms, due to the mapping of seismic facies is based on the internal data structure and the key feature is the change in the wave packet within the target interval. The disadvantage of this method is requirement of further tying clustering results and geological information.

Another way of directed solution of this problem is the use of supervised learning algorithms. This category includes various classification methods that relate to the category of machine learning. In comparison to traditional approaches of seismic facial analysis, this method accounts geological information at the computation stage.

**Aim.** This paper considers the results of a research carried out with the study of the facies structure of the Tyumen formation at a group of fields in the Khanty-Mansiysk Autonomous Region. The Tyumen formation is characterized by the predominance of channel facies associated with the development of complex river systems, which are clearly observed in the dynamic characteristics of the wave field. A complicating factor in the study of these deposits is the rather low coverage of well data, which makes difficult the geological interpretation of the results obtained.

**Materials and methods.** The authors used the Random Forest classification method to deal with the assigned task. The application of the method is considered on the cluster consisting of three seismic surveys obtained at different times. For training, expert marking by area was used based on the distribution of amplitudes along the reflecting horizon.

**Results.** As a result of the research, a probabilistic assessment of the distribution of channel facies was obtained, that is related to the perspective of this type of deposits in the study area. Thus, the authors have developed a methodology that gives an opportunity to obtain an estimate of the probability of the presence of a certain facies using seismic data.

**Conclusions.** The performed study shows the possibility of using the Random Forest classification method to solve the problem of facial zoning.

**Keywords:** seismic, dynamic analysis, classification

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

**For citation:** Butorin A.V., Mokhov G.V. Application of the Random Forest classification method for facies zoning according to seismic data. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):23–29. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-23-29>

Manuscript received 17.05.2021

Accepted 04.06.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из задач качественной интерпретации данных сейсморазведки является фациальное районирование изучаемой территории. Существует множество подходов к решению данной задачи. Распространенным инструментом является кластеризация по форме отражения с использованием нейронных сетей либо метода K-средних. В этом случае на выходе алгоритма оценивается карта кластеров, в которые объединены схожие по форме отражения трассы. В дальнейшем требуется геологическая интерпретация полученного результата — отождествление различных форм отражения с фациальными обстановками, определенными в скважинах. Данный подход относится к задаче обучения «без учителя», то есть кластеризация производится без учета априорной информации, что является негативной стороной данного подхода. Другим инструментом является оконтуривание объектов или обстановок в полях динамических атрибутов (амплитудных или частотных). Негативным моментом данного подхода является значительная зависимость от интерпретатора.

В рамках данного исследования рассматривается подход к фациальному анализу, основанный на применении алгоритмов обучения «с учителем», который сочетает в себе обе упомянутых выше технологии. Подобные алгоритмы относятся к методам классификации и требуют на входе априорную ин-

формацию в виде выделенных фациальных обстановок в некоторой области изучаемой территории.

Объектом в данном исследовании выступают отложения тюменской свиты группы месторождений, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа. Характерной особенностью данных отложений является наличие обстановок, связанных с развитием русловых фаций, которые определяют распространение фильтрационно-емкостных свойств разреза. Таким образом, была выдвинута гипотеза, что картирование русловых систем тюменской свиты может быть выполнено с использованием алгоритмов обучения «с учителем».

Для проверки гипотезы использованы данные сейсморазведки МОВ ОГТ 3D по трем площадям, расположенным по соседству. Данные сейсморазведки были получены в разное время, обрабатывались и интерпретировались раздельно друг от друга. Данное обстоятельство позволяет оценить устойчивость алгоритма к различиям во входных данных.

На рис. 1 показана карта среднеквадратичных амплитуд в окне 20 мс от отражающего горизонта Ю3. Распределение амплитуд позволяет установить наличие русловых тел, проявляющихся в пониженных значениях амплитуд. Данная карта использована для получения обучающего набора — по участкам пониженных значений амплитуд в центральной части площади куба 1 закартировано развитие системы русел. Обучающий участок

представляет собой индексную карту [1, 2], где 1 (серый цвет) — отсутствие русла, а 2 (зеленый цвет) — наличие русла.

## МЕТОДИКА

В настоящее время алгоритмы машинного обучения эффективно используются для решения различных задач интерпретации данных сейсморазведки. В данном исследовании рассматривается задача классификации волнового поля по имеющейся обучающей выборке. Одним из распространенных методов решения подобных задач является алгоритм Random Forest, который был предложен в 2001 году [1] и заключается в использовании ансамбля решающих деревьев.

В качестве исходных данных рассматриваются пары объектов  $(x, y)$ , где  $x$  — вектор признаков (значения амплитуд), а  $y$  — метка класса (значение с обучающей карты). Основным элементом Random Forest является дерево решений. При построении дерева решений на каждом шаге выбирается признак из вектора  $x$  и значение порога, который делит входную выборку на две части — данный процесс является ветвлением дерева решений. Разделение может происходить до момента, когда в каждой полученной подвыборке остаются только элементы, относящиеся к одному классу, что будет давать ответ дерева решений. Подобный алгоритм однозначно классифицирует входную выборку данных, но при этом является «переобученным», то есть будет давать ошибки на выборке, не входящей в обучающий массив. Ключевая идея метода Random Forest заключается в использовании ансамбля (множества) деревьев решения, при этом в рамках алгоритма происходит осреднение ответов, полученных каждым отдельным деревом. Подобный подход позволяет получить эффективный инструмент, более устойчивый к переобучению.

В исследовании использована реализация метода Random Forest на языке Python, представленная в библиотеке scikit learn (<https://scikit-learn.org>). В рамках алгоритма выполнялось тестирование различного количества деревьев решения в ансамбле, а также ограничение на их глубину (количество ветвлений).

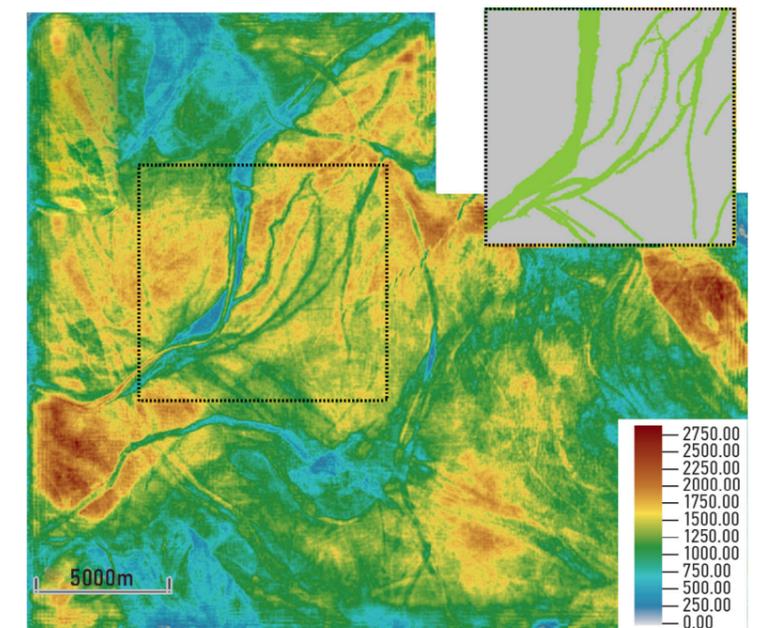
## РЕЗУЛЬТАТЫ

Для тестирования гипотезы о применимости метода Random Forest для классификации русловых тел по волновому полю использо-

вались имеющиеся данные сейсморазведки по трем площадям, суммарная площадь кубов составила 3350 кв. км. Для обучения классификатора использовался участок площадью 75 кв. км, в рамках которого по распределению амплитуд были оконтурены наблюдающиеся русловые тела (рис. 1). Таким образом, площадь обучения составила около 2 % от общей изучаемой площади.

**В ПРЕДЛАГАЕМОМ АЛГОРИТМЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ «С УЧИТЕЛЕМ» ИСПОЛЬЗОВАЛАСЬ ВЫБОРКА ДАННЫХ НА ПЛОЩАДИ МЕНЕЕ 2 % ОТ ОБЩЕЙ ТЕРРИТОРИИ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ПОЛУЧЕНА КАРТА ВЕРОЯТНОСТИ ФАЦИЙ ПЛОЩАДЬЮ БОЛЕЕ 3000 КВ. КМ.**

Индексная карта, использованная для обучения, представляет из себя массив из значений 1 и 2, где 1 — зона отсутствия русел, 2 — зона русел. Вектор признаков, по которым выполнялась классификация, представляет собой значения амплитуд для каждой трассы, в заданном по времени окне. В ходе тестирования определено оптимальное временное окно, составляющее 20 мс относительно целевого отражающего горизонта, данное значение сопоставимо с доминантным периодом волнового поля и позволя-



**Рис. 1.** Карта среднеквадратичных амплитуд вдоль ОГ Ю3 по кубу 1. Справа вверху показан проинтерпретированный участок, использованный для обучения. Составлено авторами  
**Fig. 1.** A map of the root-mean-square amplitudes along the U3 horizon on the cube 1. The interpreted section used for training is shown at the top right. Made by the authors

Таблица 1. Оценка качества классификации  
Table 1. Estimation of classification quality

	Precision, %	Recall, %	F1-score, y.e.
«Не русло»	0,95	0,91	0,93
«Русло»	0,66	0,80	0,72

ет изучить изменение формы отражения по площади. Таким образом, была сформирована выборка для обучения алгоритма Random Forest, представляющая из себя набор амплитуд в окне 20 мс (10 карт с шагом 2 мс) для каждой трассы и соответствующее значение класса «русло» (2), «не русло» (1). Сформированный массив подавался на вход алгоритма Random Forest, при этом вся выборка случайным образом разделялась на две равные части — одна использовалась для обучения классификатора, вторая использовалась для оценки качества и не учитывалась при обучении. В рамках алгоритма использовался ансамбль из 15 решающих деревьев, ограниченных по глубине ветвления 20 узлами. В ходе исследования тестировались различные подходы к формированию обучающей выборки и настройкам алгоритма. Наилучший результат был получен при использовании окна снятия амплитуд 20 мс вниз от имеющегося отражающего горизонта. Полученный классификатор на отложенной выборке характеризуется точностью (precision) на уровне 66 % и чувствительностью (recall) 80 % для фации «русло» (табл. 1).

В дальнейшем классификатор использовался для всех трасс куба 1 с целью получения карты вероятности фации «русло». Как видно из рис. 2, применение классификатора позволило детально занартировать систему русел в центральной части площади, в том числе в областях, которые не входили в размеченный участок для обучения. Наличие карты вероятности позволяет оценить различия в форме трассы при условии различной вероятности наличия фации «русло». Для этого выполнено осреднение трасс, характеризующихся вероятностью фации русло в интервалах [0,9; 1], [0,45; 0,55] и [0; 0,1]. Как видно из рис. 3, формы трасс для различных диапазонов вероятности отличаются друг от друга достаточно слабо, при этом чем выше вероятность, тем ниже уровень амплитуд. Используя обученный классификатор были проанализированы два других сейсмических куба, расположенных на изучаемой территории. При этом необходимо отметить, что эти кубы не учитывались при обучении классификатора, что позволяет протестировать устойчивость алгоритма. В результате классификации были получены карты вероятности фации «русло» на оставшихся частях изучаемой площади. В целом полученный

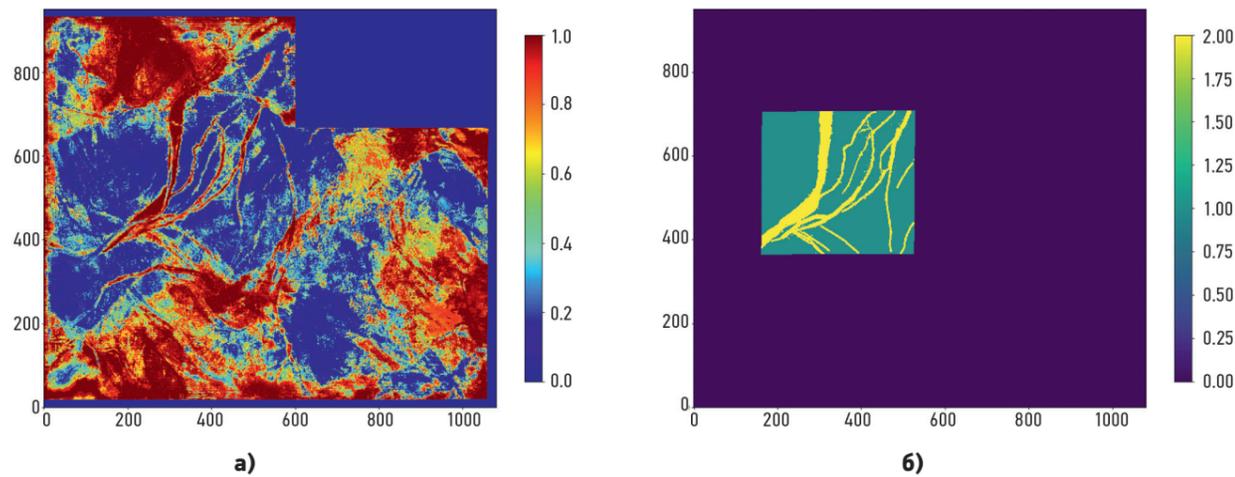


Рис. 2. Результат применения классификатора к сейсмическим данным: а) карта вероятности фации «русло»; б) размеченный участок, использованный для обучения классификатора (справа). Составлено авторами  
Fig. 2. The result of applying the classifier to seismic data: a) the probability map of the "channel" facies; б) the marked part used for training (on the right). Made by the authors

результат позволяет получить корректные результаты с позиции геологической интерпретации — зоны высокой вероятности фации «русло» выстраиваются в линейные аномалии, отражая характер развития русловой

системы в период формирования отложений тюменской свиты (рис. 4). В дальнейшем все полученные результаты объединены в единую карту вероятности фации «русло» для изучаемой территории

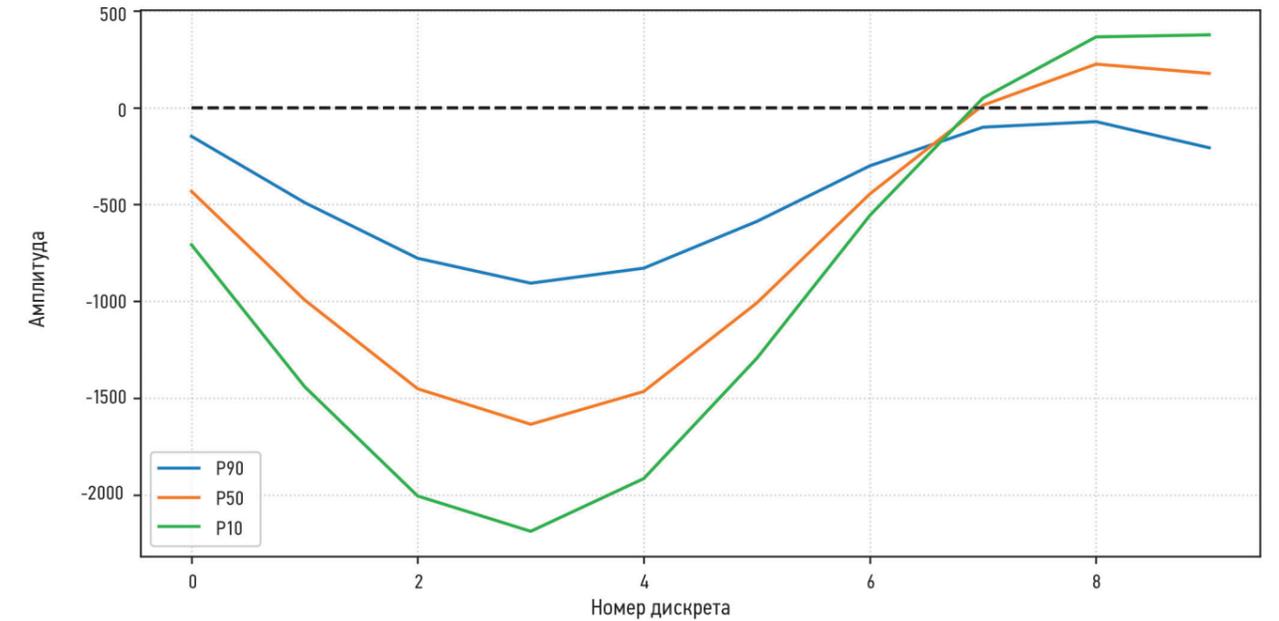


Рис. 3. Характерные формы сейсмических трасс для различных диапазонов вероятности наличия фации «русло»: синий цвет — вероятность выше 0,9, оранжевый — вероятность от 0,45 до 0,55, зеленый — вероятность ниже 0,1. Составлено авторами  
Fig. 3. Characteristic shapes of seismic traces for different ranges of probability of the presence of the "channel" facies: blue — probability higher than 0.9, orange—probability from 0.45 to 0.55, green—probability lower than 0.1. Made by the authors

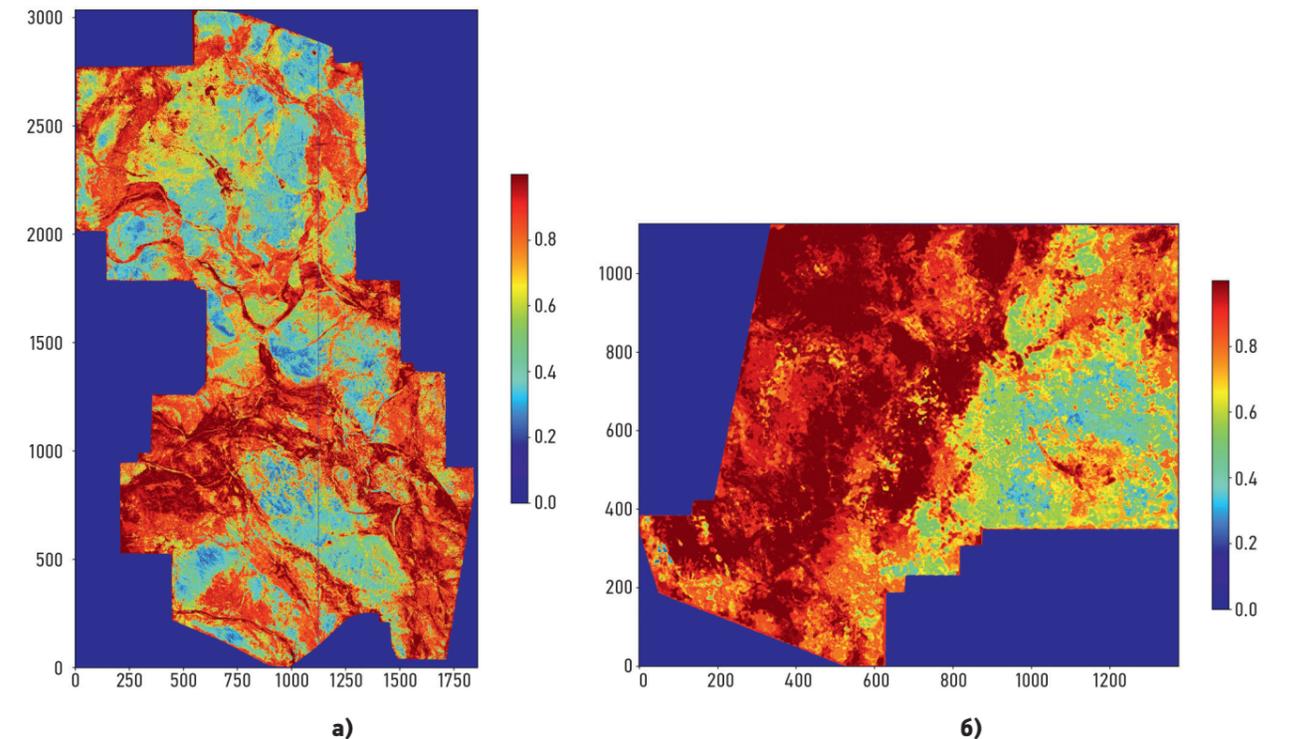


Рис. 4. Карты вероятности фации «русло»: а) для куба 2; б) для куба 3. Составлено авторами  
Fig. 4. Probability maps of the "channel" facies: а) for cube 2; б) for cube 3. Made by the authors

(рис. 5). Необходимо отметить высокую степень согласованности значений по границам объединения, все наблюдаемые аномалии вероятности логично переходят из одного куба в другой. Таким образом, применение классификатора позволило получить оценку вероятности развития русловых систем в отложениях тюменской свиты. При этом для обучения алгоритма использовалось около 2 % всей площади и данные только из одного куба.

Анализ полученной карты позволяет сделать предположение о развитии на большей части территории притоков основного русла, проходящего в субмеридиональном направлении на площади куба 3 (восточная часть). Информация о фациальном строении тюменских отложений позволяет в дальнейшем оценивать перспективность различных участков площади. Так, прошлые исследования [2] показывают взаимосвязь наличия рус-

ловой системы и фильтрационно-емкостных характеристик разреза. Таким образом, вблизи русловой системы вероятность наличия коллектора выше, чем на удалении. Данный критерий может быть использован для ранжирования территории по перспективности при дальнейшем планировании геолого-разведочных мероприятий.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного исследования подтверждена гипотеза о возможном использовании методов классификации («обучение с учителем») для картирования фациальных обстановок тюменской свиты. Получена карта вероятности фаций, связанных с развитием русловых систем на территории более 3000 кв. км. Чувствительность классификатора составила 80 %,

что позволяет говорить о высокой достоверности полученного результата. При этом для обучения использовалась незначительная выборка размеченных данных площадью менее 2 % от общей изучаемой территории. По результатам классификации проанализировано влияние отложений типа «русло» на форму отражения в целевом интервале. Наличие отложений русловой системы при-

водит к снижению уровня амплитуд. Однако отличия в форме отражения являются незначительными, что создает неопределенности в работе классификатора. Результаты исследования позволяют выполнить районирование по фациальному признаку, что, в свою очередь, дает информацию о перспективности отложений тюменской свиты на изучаемой территории.

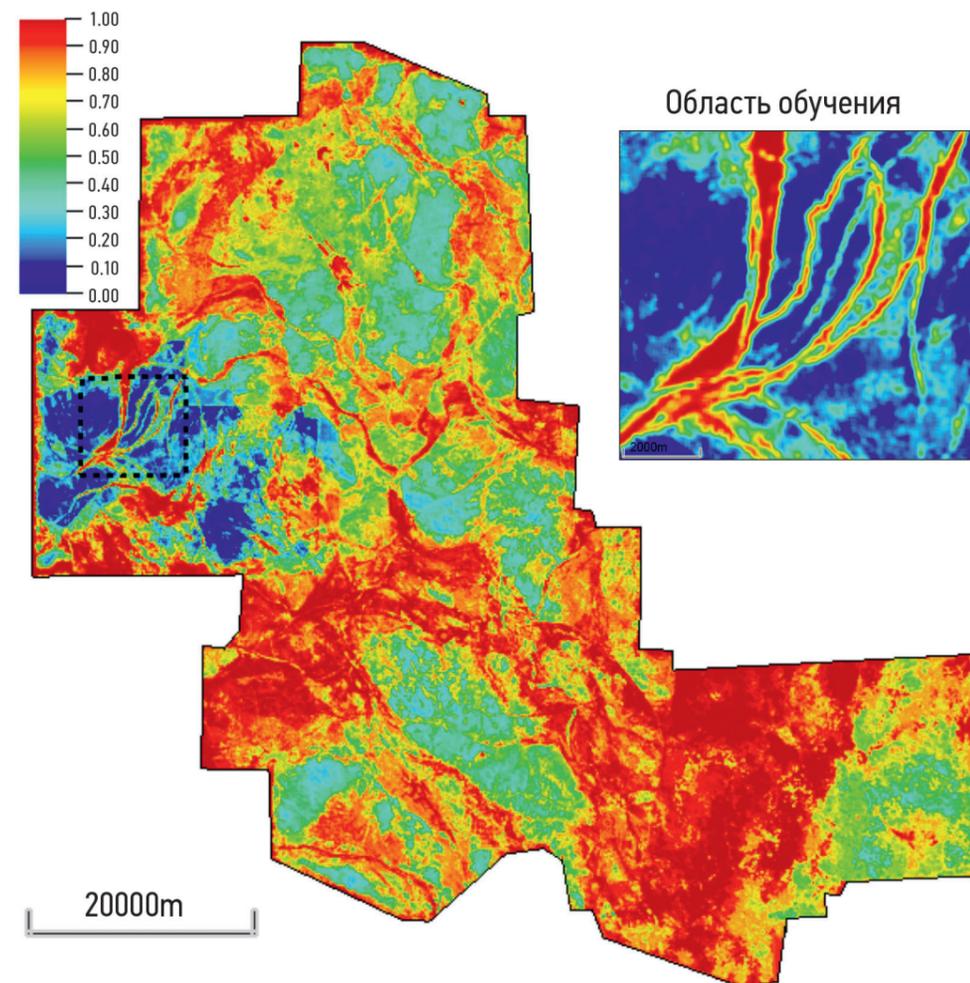


Рис. 5. Итоговая карта вероятности фации «русло». Справа сверху показан участок, использованный для обучения классификатора. Составлено авторами  
Fig. 5. The final probability map of the "channel" facies. The section used for training is shown at the top right. Made by the authors

### Список литературы

1. Breiman L. Random forests // *Machine Learning*. 2001, vol. 45, no. 1, pp. 5–32.
2. Буторин А.В., Зиннурова Р.Р., Митяев М.Ю., Онегов А.В., Шарифуллин И.Ф., Виноходов М.А. Оценка потенциала тюменской свиты в пределах Ноябрьского региона Западной Сибири // *Нефтяное хозяйство*. — 2015. — № 12. — С. 41–43.

### References

1. Breiman L. Random forests. *Machine Learning*. 2001, vol. 45, no. 1, pp. 5–32.
2. Butorin A.V., Zinnurova R.R., Mityaev M.U., Onegov A.V., Sharifullin I.F., Vinohodov M.A. Estimating the potential of the Tumen formation in the Noyabrsk region of Western Siberia. *Neftyanoe hozyaistvo*, 2015, no. 12, pp. 41–43. (In Russ.)

### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

**Г.В. Мохов** — участвовал в подготовке текста статьи, осуществлял геологическую интерпретацию получаемых данных.

**Aleksander V. Butorin** — 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.

**Grigory V. Mokhov** — participated in the preparation of the text of the article, carried out the geological interpretation of the data obtained.

### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Александр Васильевич Буторин\*** — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель по развитию дисциплины «Сейсморазведка», ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: butorin.av@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 8474-6120  
Author ID: 877389  
Web of Science Researcher ID: B-7405-2019  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439>  
Scopus Author ID: 56370048400

**Aleksander V. Butorin\*** — Cand. of Sci (Geophysics), Head of seismic discipline, JST "Gazpromneft Science & Technology Center" 75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: butorin.av@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 8474-6120  
Author ID: 877389  
Web of Science Researcher ID: B-7405-2019ORCID:  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439>  
Scopus Author ID: 56370048400

**Григорий Владимирович Мохов** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: mokhov.gv@gazpromneft-ntc.ru

**Grigory V. Mokhov** — Project manager, JST "Gazpromneft Science & Technology Center" 75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia  
e-mail: mokhov.gv@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ РИФОВЫЕ СИСТЕМЫ РУБЕЖИНСКОГО ПРОГИБА (ЮЖНАЯ ЧАСТЬ БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ)

© Коллектив авторов,  
2021

**А.П. Вилесов<sup>1,\*</sup>, В.С. Леденев<sup>2</sup>, Д.В. Солодов<sup>2</sup>, А.В. Филичев<sup>2</sup>, Н.В. Богомолова<sup>1</sup>, Л.И. Макарова<sup>1</sup>, Н.Ю. Гребенкина<sup>1</sup>, А.Г. Казачкова<sup>1</sup>, А.С. Сидубаев<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург  
<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Рубежинский прогиб до настоящего времени остается одним из наиболее слабо изученных нефтегазоносных районов Оренбургской области. В настоящее время «Газпром нефть» проводит в пределах прогиба планомерные геологоразведочные работы на 5 лицензионных участках Южно-Оренбургского кластера.

**Цель.** Целью настоящей работы является представление новых данных о геологическом строении рифовых систем палеозоя Рубежинского прогиба.

**Материалы и методы.** Основными исходными материалами для работы послужили результаты интерпретации сейсморазведки 3D, проведенной на 4 участках. Кроме этого, для анализа была привлечена информация по ранее пробуренным скважинам и региональным седиментационным моделям.

**Результаты.** В результате интерпретации материалов сейсморазведочных работ Южно-Оренбургского кластера внесены значительные уточнения в региональные модели строения рифовых систем верхнего палеозоя средней части Рубежинского прогиба. Впервые установлено, что в интервале ардатовского и муллинского горизонтов здесь формировались группы одиночных рифов, представляющие собой потенциальные литологические ловушки. Для франского интервала выявлено развитие одиночных рифов, отдельных изолированных платформ и южной бортовой зоны крупной Южно-Бузулукской карбонатной платформы с барьерными рифовыми системами. Одиночные франские рифы являются потенциальными литологическими ловушками, а барьерные франские рифы вместе с наращивающими их раннефаменискими формируют серию структурных ловушек в перекрывающих комплексах. Установлена значительная проградация фамениской онаймленной карбонатной платформы в сторону Прикаспийского палеобассейна. Проградирующие клиноформные комплексы могут формировать структурно-литологические ловушки в склоновых комплексах платформы. Для сульфатно-карбонатного комплекса онского надгоризонта подтверждено наличие барьерной рифовой системы, окаймляющей поздневизейскую эпикратонную карбонатную платформу. В подольско-ассельском интервале разреза установлено развитие довольно крупных рифов барьерной системы карбонатной платформы, которая последовательно проградировала в сторону Прикаспия с конца среднего карбона до конца артинского века ранней перми. Барьерные постройки формируют в перекрывающих нижнепермских отложениях структурные ловушки различных размеров.

**Заключение.** Проведенный анализ свидетельствует о значительной роли палеозойского рифообразования в формировании осадочного комплекса Рубежинского прогиба.

**Ключевые слова:** Бузулукская впадина, Рубежинский прогиб, верхний палеозой, рифы, карбонатные платформы, рифовые резервуары, нефтегазоносность

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

**Для цитирования:** Вилесов А.П., Леденев В.С., Солодов Д.В., Филичев А.В., Богомолова Н.В., Макарова Л.И., Гребенкина Н.Ю., Казачкова А.Г., Сидубаев А.С. Верхнепалеозойские рифовые системы Рубежинского прогиба (южная часть Бузулукской впадины). PRONEFT. Профессионально о нефти. 2021;6(3):30–42. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-30-42>

Статья поступила в редакцию 31.05.2021  
Принята к публикации 26.07.2021  
Опубликована 29.09.2021

UPPER PALEOZOIC REEF SYSTEMS OF THE RUBEZHINSKY TROUGH (SOUTHERN PART OF THE BUZULUK DEPRESSION)

**Aleksandr P. Vilesov<sup>\*1</sup>, Viktor S. Ledenev<sup>2</sup>, Danil V. Solodov<sup>2</sup>, Aleksandr V. Filichev<sup>2</sup>, Natalya V. Bogomolova<sup>1</sup>, Lyubov I. Makarova<sup>1</sup>, Natalya Ju. Grebenkina<sup>1</sup>, Anna G. Kazachkova<sup>1</sup>, Aleksandr S. Sidubaev<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg  
<sup>2</sup>Gazpromneft-GEO LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The Rubezhinsky Trough has been remained one of the most poorly studied petroleum areas of the Orenburg region to date. At present, Gazprom Neft conducts systematic exploration work within the trough at five license areas of the South Orenburg Cluster.

**Aim.** The purpose of this article is representation of preliminary new dates on a geological structure of paleozoic reef systems within the Rubezhinsky Trough.

**Materials and methods.** The main original materials for the work are the results of the interpretation of the 3D seismic carried out at four license areas. In addition, results drilling and regional sedimentation models were involved for analysis.

**Results.** Regional models of Upper Paleozoic reef systems of the Rubezhinsky Trough have been extensively detailed as a result of the interpretation of 3-D seismic data within the South Orenburg cluster. It was first established that isolated reefs were formed in the interval of the Ardatovian and Mullinian regional stages (Givetian Stage of Middle Devonian) of the research area. Ardatovian-mullinian isolated reefs are covered with clay deposits and represent potential lithological traps for petroleum deposits. Isolated reefs, isolated carbonate platforms and the southern margin of the vast South-Buzuluk carbonate platform with barrier reef systems have been identified for the Frasnian Stage. Isolated frasnian reefs are potential hydrocarbon traps. Barrier frasnian reefs together with increasing them early famennian ones form a series of structural hydrocarbon traps in the overlapping complexes. The significant progradation of the margin of the famennian carbonate platform towards the Pre-Caspian paleobasin is established. Famennian progradation complexes form several large clinoforms which are potentially forward looking for the search for structural-lithological petroleum traps. The barrier reef system has been confirmed for the evaporite-carbonate complex of the Okskian regional stage. Okskian reefs border the late vissean epicratonic carbonate platform. Relatively large reefs of the carbonate platform barrier system were identified in the interval from Podolskian regional stage (Carboniferous) to Asselian Stage (Permian). This barrier system has progradational architectures towards the Pre-Caspian paleobasin that was formed from the end of the Middle Carboniferous to the end of the Artinskian Age of the Early Permian. Podolskian-asselian barrier buildings predefine the development of structural hydrocarbon traps of various sizes in overlapping Lower Permian deposits.

**Conclusions.** A preliminary analysis of 3-D seismic data indicates the significant role of the paleozoic reef systems in the formation of the sedimentary complex of the Rubezhinsky trough.

**Keywords:** Buzuluk Depression, Rubezhinsky Trough, Upper Paleozoic, reefs, carbonate platforms, reef reservoirs, petroleum traps, hydrocarbon potential

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

**For citation:** Vilesov A.P., Ledenev V.S., Solodov D.V., Filichev A.V., Bogomolova N.V., Makarova L.I., Grebenkina N.Ju., Kazachkova A.G., Sidubaev A.S. Upper Paleozoic reef systems of the Rubezhinsky Trough (southern part of the Buzuluk Depression). PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3): 30–42. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-30-42>

Manuscript received 31.05.2021

Accepted 26.07.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Рубежинский прогиб остается до настоящего времени одной из наиболее слабо изученных тектонических зон Бузулукской впадины. Это объясняется значительными глубинами залегания в его пределах продуктивных нефтегазоносных комплексов (НГК) девона и карбона, увеличенными мощностями и сложной тектоникой нижнепермской соляной толщи, осложняющими проведение геологоразведочных работ. Кроме этого, на протяжении позднего палеозоя территория Рубежинского прогиба располагалась в зоне перехода от относительно мелководных обстановок эпиконтинентального шельфа Русской плиты к глубоководному бассейну Прикаспийской впадины, что обусловило так же и высокую фациальную сложность его осадочных комплексов.

В то же время наличие в пределах прогиба подтвержденных признаков формирования элементов углеводородной системы свидетельствует о значительном ресурсном потенциале поисковой зоны. По результатам бурения и сейсморазведочных работ 2D

подтверждено распространение нефтематеринских пород в широком стратиграфическом интервале, наличие пластов коллекторов карбонатного и терригенного состава. Прогнозируется наличие в разрезе флюидоупоров литологической и тектонической природы. С учетом сложного строения потенциально продуктивных комплексов было принято решение выполнить сейсморазведочные работы 3D для подготовки целевых поисковых объектов.

Южно-Оренбургский кластер «Газпром нефти», включающий Солнечный, Корнаваринский, Надеждинский, Западно-Рубежинский и Первомайский лицензионные участки (ЛУ), охватывает значительную площадь средней части Рубежинского прогиба (рис. 1). Интерпретация результатов сейсморазведочных работ 3D, выполненных в 2019–2020 гг. в пределах первых четырех участков кластера, позволила получить большой объем новой информации о строении как карбонатных, так и терригенных осадочных комплексов верхнего палеозоя. В данной работе приводятся данные о рифовых системах верхнего палеозоя, которые являются одними



Рис. 1. Расположение лицензионных участков Южно-Оренбургского кластера «Газпром нефти» на тектонической схеме Бузулукской нефтегазоносной области. Условные обозначения: 1 — граница Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы; 2, 3 — границы тектонических элементов первого (2) и второго (3) порядка; 4, 5 — границы Муханово-Ероховского прогиба по фаменискому (4) и турнейскому (5) ярусам; 6 — административные границы регионов; 7 — государственная граница; 8 — лицензионные участки. Цифрами обозначены участки: 1 — Солнечный; 2 — Корнаваринский; 3 — Надеждинский; 4 — Западно-Рубежинский; 5 — Первомайский. Составлено авторами

Fig. 1. Location of license areas of the South Orenburg cluster of the oil company "Gazprom Neft" on the tectonic scheme of the Buzuluk Petroleum Region. Legend: 1 — the border of the Volga-Ural antecline and the Pre-Caspian syncline; 2, 3 — the boundaries of the first (2) and second (3) order tectonic elements; 4, 5 — the boundaries of the Mukhanovo-Erokhovskiy Trough along the surface of the Famennian (4) and Tournaisian (5) Stages; 6 — borders between Russian regions; 7 — Russia state border; 8 — license areas. The numbers indicate the license areas: 1 — Solnechny; 2 — Kornavarskiy; 3 — Nadezhdinskiy; 4 — West-Rubezhinskiy; 5 — Pervomaiskiy. Figure prepared by the authors

из основных нефтегазопроисковых объектов на территории Рубежинского прогиба. Цель работы — дать оперативное освещение новой информации по этому аспекту региональной геологии.

В целом для девонских, каменноугольных и пермских карбонатных последовательностей юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции характерны разнообразные региональные модели осадконакопления [1–3 и др.]. Результаты интерпретации сейсморазведки 3D Южно-Оренбургского кластера вносят уточнения в выполненные ранее реконструкции, позволяют точнее провести границы распространения рифовых систем и скорректировать концептуальные седиментационные модели, что, безусловно, имеет важное значение на этапе поисково-разведочных работ. Актуальность работы обусловлена высокой востребованностью информации о палеозойских рифах региона и необходимостью ее учета при планировании поискового бурения.

### РИФЫ СРЕДНЕГО ДЕВОНА

Среднедевонский стратиграфический интервал включает три уровня регионального развития карбонатов: бийско-мосоловский (эйфельский ярус, пласты Д5 и Д6), средневоробьевский (живетский ярус, пласт Д4-0) и позднеардатовско-муллинский (живетский ярус, пласт Д3-0). На протяжении всех этих стадий осадконакопление в регионе происходило по модели полого-наклонного шельфа — карбонатного и терригенно-карбонатного рампа. Развитие органогенных построек характерно для бийско-мосоловского и позднеардатовско-муллинского этапов. Организмами-каркасостроителями являются морфологически разнообразные строматопороидеи и табуляты, четырехлучевые кораллы (ругозы). **Органогенные постройки бийско-мосоловского интервала** можно отнести к группе пач-рифов (или лоскутных рифов). На территории Бузулукской впадины установленные толщины построек этого возраста могут достигать 50–60 м. В бийском горизонте

постройки сложены преимущественно тонковветвистыми строматопороидеями — амфипорами и по морфологии могут быть отнесены к биостромам. В клинцовско-мосоловском интервале скелетные постройки формировались значительно более разнообразным комплексом скелетных организмов, и во время седиментации были представлены уже биогермами, вершины которых располагались в условиях активной волновой гидродинамики.

В пределах Южно-Оренбургского кластера пач-рифов бийско-мосоловского возраста не выражены структурно, что не позволяет выделять их сейсмическими методами. Лишь в отдельных случаях, например, на Западно-Рубежинском ЛУ, относительно крупные постройки можно обнаружить при анализе временных разрезов. Развитие таких построек происходило в зоне среднего рампа, преимущественно в условиях умеренной и слабой придонной гидродинамики. Латерально пач-рифов замещаются плотными карбонатными межбиогермными осадками (биокластовыми известняками со структурой вакстоун и флаутстоун). Породы самих построек, представленные кораллово-строматопоровыми и строматопоровыми известняками со структурой баундстоун, обычно обладают внутрискелетной пористостью, слабо связанной микротрещинами деформации. Развитие высокоемких коллекторов в бийско-афонинском интервале Оренбургской области обусловлено процессами гидротермальной доломитизации вдоль проводящих разломов [4]. Закономерности распространения вторичных доломитовых коллекторов на территории Южно-Оренбургского кластера еще предстоит выявить по результатам бурения первых скважин и переинтерпретации сейсморазведки 3D.

**Позднеардатовско-муллинский интервал** соответствует региональному этапу формирования старооскольских одиночных рифов, которые выделяются в пределах Оренбургской и Саратовской областей [5]. Развитие этих органогенных построек началось в зоне среднего рампа в позднеардатовское время. В это время они представляли собой слабо выраженные в рельефе пач-рифов. Значительный подъем уровня моря в муллинское время и сокращение поступления глинистого материала вызвали резкую дифференциацию осадконакопления при общем увеличении глубин бассейна. Пач-рифов среднего рампа трансформировались в изолированные одиночные рифы, окруженные субдоманикоидными тонкослоистыми осадками с увеличенным содержанием  $C_{орг}$ . В структуре рифовых пород значительную роль стали играть мор-

ские раннедиагенетические цементы, заполняющие межскелетные пустоты. В пределах Южно-Оренбургского кластера зона развития одиночных старооскольских рифов прослеживается с ЮЗ на СВ в пределах Корнаваринского участка (рис. 2). Толщина карбонатных отложений в пределах одиночных рифов достигает 70–100 м. Рифы в плане имеют различную форму: от относительно изометричной до удлиненной. При этом наблюдается закономерное расположение вытянутых построек, ориентированных по длине с СЗ на ЮВ, в региональном плане от палеопобережья в направлении глубокой части бассейна. Рифы формируют цепочки и группы. Ширина построек изменяется от 150 до 300–400 м, в длину они могут достигать 1 км. Предполагается, что полоса развития одиночных старооскольских рифов приурочена к подстилающему клиноформному комплексу терригенных отложений нижнего ардата, образующих зону увеличенных толщин того же простираения.

### В СТАТЬЕ ДАНА НОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РИФОВЫХ СИСТЕМАХ ВЕРХНЕГО ПАЛЕОЗОЯ — ВАЖНЫХ ОБЪЕКТАХ ДЛЯ ПОСТАНОВКИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ РУБЕЖИНСКОГО ПРОГИБА.

Одиночные старооскольские рифы представляют из себя литологические ловушки относительно небольших размеров. Латерально они ограничены плотными глинисто-карбонатными и глинистыми отложениями муллинского горизонта, а перекрываются терригенно-глинистыми отложениями пашийского горизонта и глинистой пачкой тиманского горизонта. В пашийское время эти постройки, по-видимому, подверглись процессам карстования в условиях субаэральной экспозиции. Возможно, что над наиболее амплитудными рифами пашийские отложения отсутствуют. На территории Рубежинского прогиба старооскольские одиночные рифы выделены впервые.

### РИФЫ И РИФОВЫЕ СИСТЕМЫ ФРАНСКОГО ЯРУСА

Анализ материалов сейсморазведки позволяет сделать вывод о высокой сложности франских осадочных систем в пределах Южно-Оренбургского кластера. Здесь выделяются такие типы карбонатных осадочных тел как изолированные одиночные рифы, изолированные карбонатные платформы и крупная карбонатная платформа, окаймленная

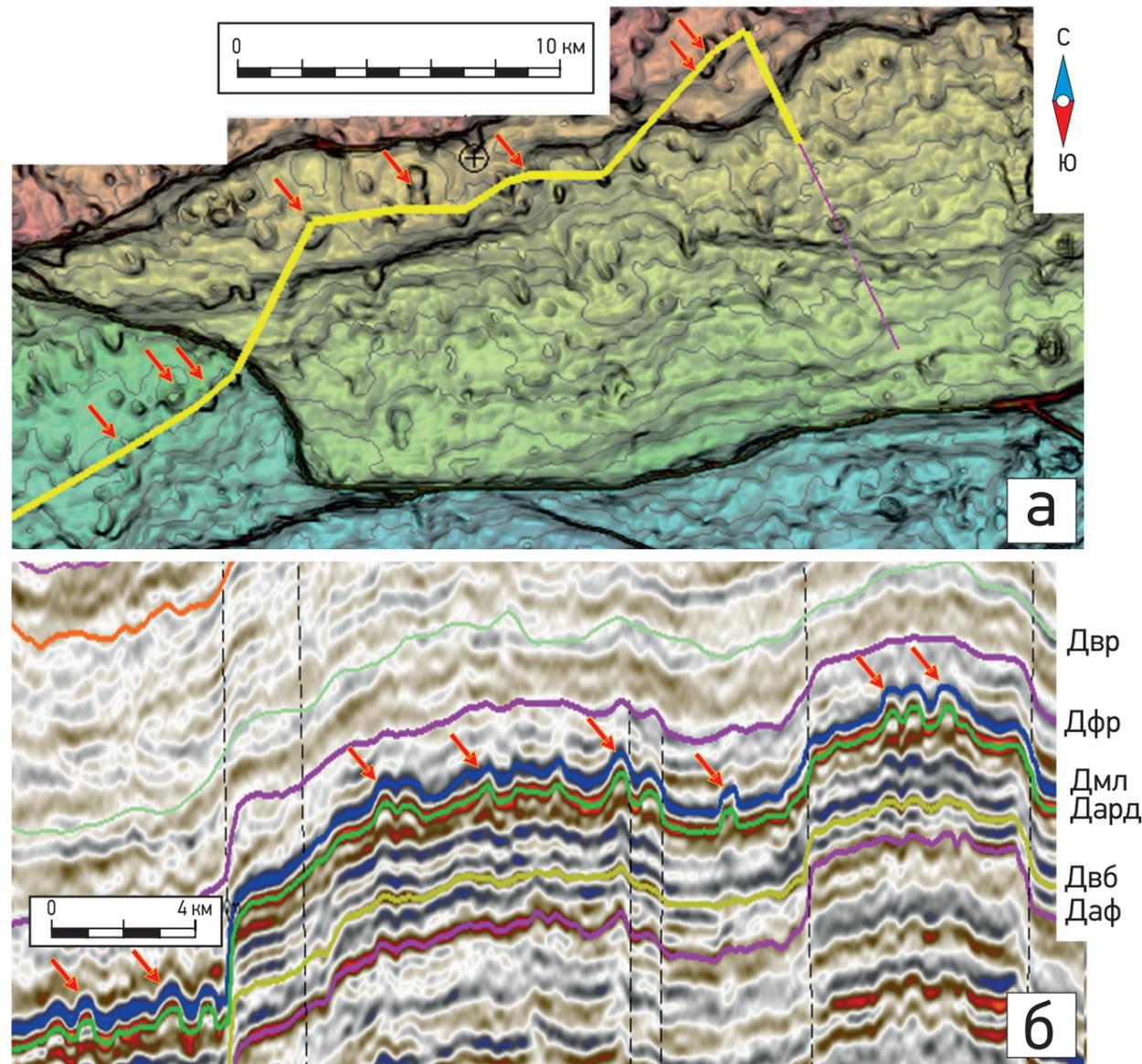


Рис. 2. Старооскольские одиночные рифы Корнаваринского ЛУ на карте изохрон (а) с подложной углов наклона по ОГ Дард и в волновом поле временного разреза (б). Составлено авторами  
 Fig. 2. Starooskolskian isolated reefs within the Kornavarininsky license area on the isochron map with a the inclination angles substrate along the the Dard reflecting horizon (а) and in the seismic line (б). Figure prepared by the authors

барьерными рифовыми системами. Каркасы одиночных и барьерных франских рифов формировались сообществами кораллов и строматопороидей, микробинальная седиментация выполняла вспомогательную функцию, образуя межкаркасные цементы в постройках [6].

**Одиночные франские рифы** в восточной части Рубежинского прогиба являются в настоящее время одним из основных объектов эксплуатационного бурения на Волостновском ЛУ [7–9]. Окруженные депрессионными доманикоидными фациями и перекрытые карбонатно-глинистыми отложениями колганской толщи, они представляют собой литологи-

ческие ловушки УВ [6]. В пределах Южно-Оренбургского кластера одиночные рифы франского возраста выделены на Солнечном (рис. 3) и Корнаваринском ЛУ. По своим сейсмическим характеристикам они сходны с рифами Волостновского участка и выделяются в полях динамических атрибутов сейсмической записи: акустического импеданса, среднеквадратичных амплитуд, когерентности и др. В этих полях рифы выражены локальными аномалиями с явной концентрической зональностью распределения атрибутов, отражающей фациальную зональность рифов (фациальные зоны рифового ядра и рифового склона).

Франские одиночные рифы в плане обычно округлые, изометричные или овальные. Диаметр построек изменяется от 250 до 750 м, в единичных случаях — до 1000 м. Высоту предварительно можно оценить в 180–200 м. Геохронологический интервал развития одиночных франских рифов охватывает доманиковское и, возможно, мендымское время. В то же время, в восточной части прогиба одиночные рифы развивались до воронежского времени [6]. Более длительное развитие (со среднего франа по ранний фамен) установлено только для Солнечного рифа одноименного ЛУ. Причину прекращения развития одиночных рифов в позднефранское время в пределах средней части Рубежинского прогиба еще предстоит выяснить. Остается открытым важный практический вопрос о наличии в разрезе верхней части франского яруса и низах фамена зональной пачки пород флюидоупоров, перекрывающей одиночные рифовые постройки. Получить на него ответ можно лишь в результате поисково-разведочного бурения. Как показывают региональные данные [1], для франского этапа осадконакопления в Волго-Уральском бассейне было характерно развитие мелких, в том числе изолированных, карбонатных платформ. Характерны франские изолированные платформы и для обрамления Прикаспийского палеобассейна

[10, 11 и др.]. В пределах Южно-Оренбургского кластера **изолированная франская карбонатная платформа** установлена в южной части Корнаваринского ЛУ. Она выделяется по характеру волнового поля, картам интервальных времен (рис. 4) и данным сейсмофациального анализа. Развитие этой изолированной карбонатной платформы продолжилось и в раннем фамене. Лишь в среднем фамене в результате проградации бортовой зоны крупной окаймленной платформы с севера она была включена в ее состав и прекратила развитие как обособленное аккумулятивное карбонатное тело. Над краевым рифом северной бортовой зоны изолированной платформы выделена структура облекания с вероятными ловушками в заволжских и турнейских отложениях. Бортовая зона крупной **окаймленной карбонатной платформы** франского возраста выделяется в северной части Солнечного и Корнаваринского участков. Как показывают региональные данные [12], карбонатная платформа субширотного простирания сформировалась в южной части Бузулукской впадины уже в среднефранское время. Она протягивается с территории Самарской области до центральной части Оренбургской (район Лебяжинского месторождения), ограничена с юга глубоководной зоной Рубежинского прогиба, с севера — внутрिशельфовой

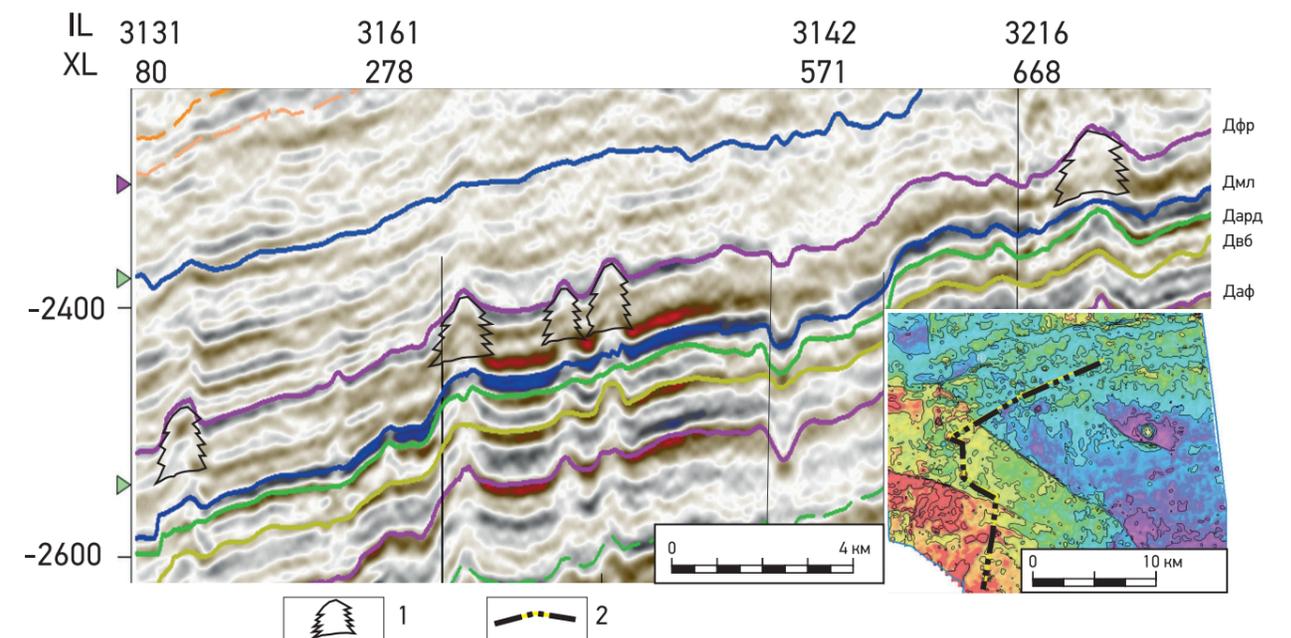


Рис. 3. Одиночные франские рифы Солнечного ЛУ в волновом поле временного разреза. Линия профиля показана справа внизу на карте интервальных времен ОГ Дфр (вблизи кровли доманика) — Дмл (в кровле муллинского горизонта). Условные обозначения: 1 — выделенные одиночные рифы; 2 — линия профиля. Составлено авторами  
 Fig. 3. Seismic line across the isolated frasnian reefs on the Solnechny license area. The profile line is shown at the bottom right on the time interval map between reflecting horizons Dfr (surface near top of the Domanikian) and Dml (the surface of the Mullinskian top). Legend: 1 — isolated reefs; 2 — profile line. Figure prepared by the authors

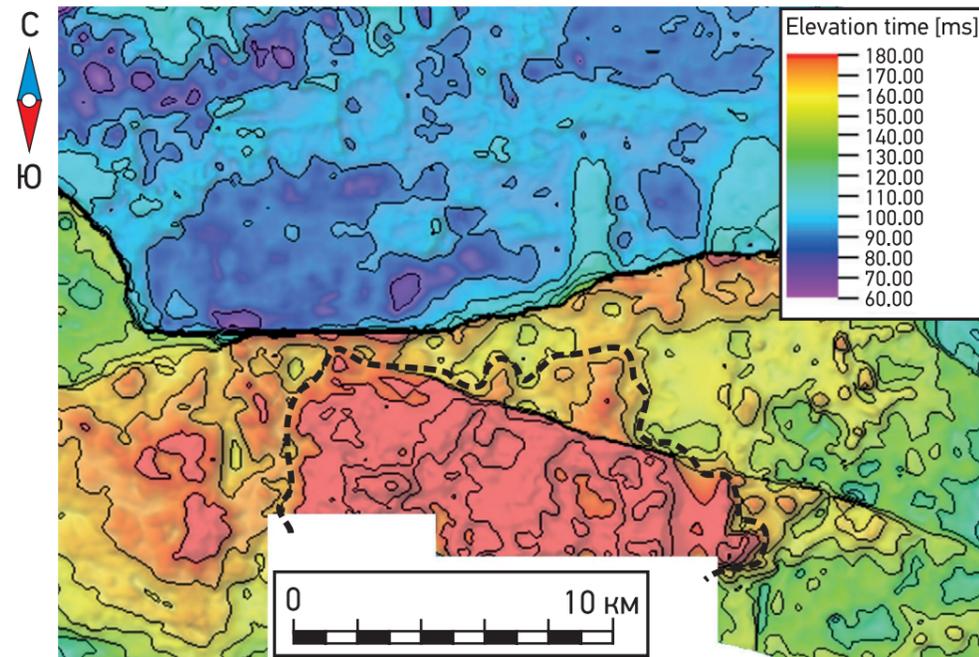


Рис. 4. Изолированная франская карбонатная платформа, выделенная на карте интервальных времен между ОГ Дмл — Двр (Корнаваринский и Солнечный участки). Пунктирной линией показана предполагаемая граница платформы. Составлено авторами  
 Fig. 4. The isolated frasnian carbonate platform is shown on the time interval map between the reflecting seismic horizons Dml and Dvr within the Kornavarinsky and Solnechny license areas. The estimated platform boundary is indicated by a dotted line. Figure prepared by the authors

впадиной Муханово-Ероховского прогиба, с востока — позднефранской относительно глубоководной зоной меридионального простирания. Учитывая, что платформа приурочена к южной части Бузулукской впадины, предлагаем в дальнейшем называть ее Южно-Бузулукской. В пределах Южно-Оренбургского кластера краевая зона этой карбонатной платформы выделяется как по структуре волнового поля (барьерные рифы платформы), так и по заметному увеличению толщин франских отложений (рис. 5).

Бортовая зона франской окаймленной платформы наращивается в раннефаменское время. По вышезалегающим горизонтам (заволжскому горизонту, турнейскому ярусу) барьерные рифы платформы дают цепочку структурных ловушек облекания, потенциально перспективных для поискового бурения.

#### ФАМЕНСКИЕ РИФОВЫЕ СИСТЕМЫ

К рубежу франского и фаменского веков приурочен глобальный кризис в морских экосистемах, в результате которого значительная часть специализированных франских рифостроителей (строматопороидей, табулятных и четырехлучевых кораллов)

вымерли [13]. Основная роль в формировании рифовых наркасов переходит к микробиальным сообществам, которые уже в раннем фамене показывают свою высокую продуктивность, не уступающую по масштабам метазойным рифовым системам [14, 15]. В российской геологической литературе существует представление о фаменских органогенных постройках, как специфичных микробиальных холмах. В то же время исследование качественного кернового материала показывают, что фаменские постройки имели основные признаки настоящих рифов — морфологическую выраженность, волнустойчивость, явную фациальную дифференциацию.

В пределах Южно-Оренбургского кластера по данным сейсморазведки в фаменское время происходило активное развитие Южно-Бузулукской окаймленной карбонатной платформы с ее отчетливой поэтапной проградацией в сторону Прикаспийского палеобассейна (рис. 6). В раннефаменское время бортовая зона платформы наращивает франский борт, а на следующих этапах — в среднефаменское время — значительно смещается на юг, при этом включая в свой состав более мелкие аккумуляционные формы, такие как Солнечный риф. В результате проградации формируется как минимум три

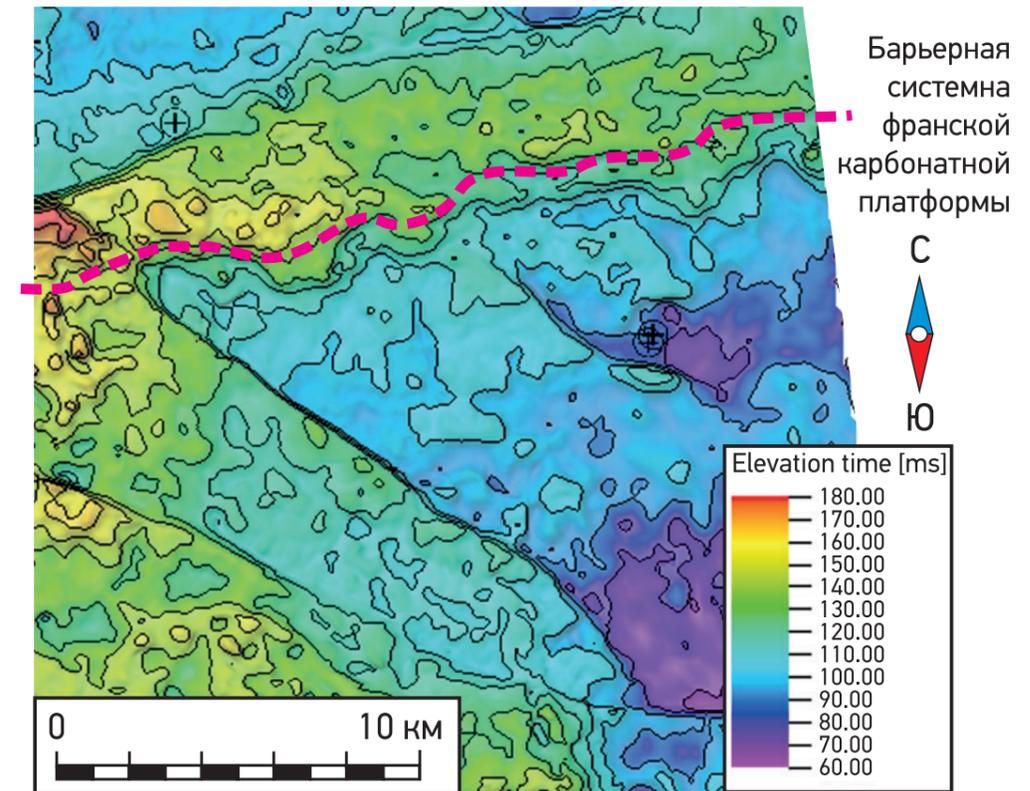


Рис. 5. Карта интервальных времен франских отложений (ОГ Двр — Дмл) Солнечного ЛУ. Барьерная зона Южно-Бузулукской окаймленной франской карбонатной платформы показана пунктирной линией. Составлено авторами  
 Fig. 5. The time interval map of the frasnian deposits (between the reflecting seismic horizons Dvr and Dml) of the Solnechny license area. The estimated margin of the South-Buzuluk frasnian carbonate platform is shown by a dotted line. Figure prepared by the authors

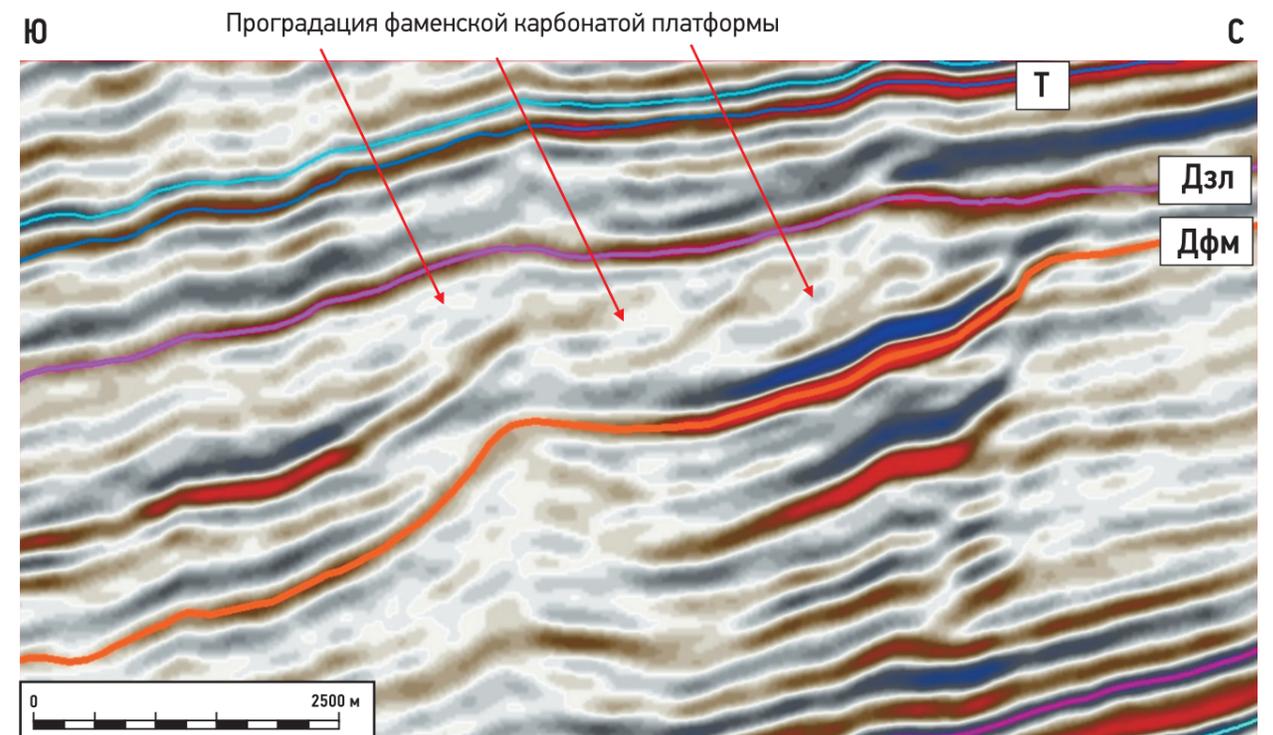


Рис. 6. Проградирующая бортовая зона фаменской карбонатной платформы на Солнечном ЛУ в волновом поле меридионального временного разреза. Составлено авторами  
 Fig. 6. The seismic line (from south to north) across the prograding slope strata of the famennian carbonate platform on the Solnechny license area. Figure prepared by the authors

системы барьерных построек, последовательно смещающихся в сторону Прикаспия. Развитие фаменской окаймленной платформы происходило на фоне глобальных эвстатических колебаний. По данным интерпретации можно выделить стадии низкого стояния относительного уровня моря (ОУМ) с хорошо выраженным в волновом поле глинисто-карбонатным трактом (на одном из этапов), и сменяющими их трактами трансгрессии и высокого стояния, сложенными чистыми карбонатными осадками с барьерными органогенными постройками. Клиноформное строение проградирующей карбонатной платформы потенциально благоприятно для формирования структурно-литологических ловушек в склоновых комплексах платформы.

В позднефаменское время происходит региональная смена бентосных карбонатных систем: микробиальная (автомикритовая) карбонатная фабрика сменяется тропической мелководной с преобладанием зернистого материала [15]. Это проявляется в строении фаменской карбонатной платформы: из окаймленной она трансформируется в платформу рамп.

### РИФОВЫЕ СИСТЕМЫ ОКСКОГО НАДГОРИЗОНТА

В окском надгоризонте визейского яруса по результатам сейсморазведки удалось проследить фрагмент барьерной рифовой системы эпикратонной карбонатной платформы. Вопрос о ее положении и существовании до настоящего времени остается открытым в связи с недостаточной изученностью окских отложений по периферии Волго-Уральского палеобассейна. Однако циклическое строение сульфатно-карбонатных отложений окского надгоризонта Бузулукской впадины с чередованием зонально-региональных ангидритовых флюидоупоров и продуктивных доломитовых пластов заставляет ожидать наличия такой барьерной зоны по периферии платформы. В южной части Солнечного ЛУ барьерная система окских органогенных построек имеет субширотное простирание и проявляется как в структуре волнового поля, так и в увеличенных мощностях окских отложений. Причем в результате интерпретации удалось установить, что развитие системы барьерных построек происходило поэтапно: по структуре волнового поля, картах сейсмофаций и толщин прослежена субширотная раннеокская барьерная система и субпараллельная ей, но смещенная южнее, более поздняя — позднеокская.

На Солнечном и Корнаваринском ЛУ во внутренней зоне платформы, сразу за барьером, наблюдается заметное увеличение толщины покровской пачки, приуроченной к подшве серпуховского яруса и сформированной на этапе раннесерпуховской трансгрессии. Пачка выступает региональным флюидоупором. Увеличение ее толщины является благоприятным фактором для формирования залежей в окских карбонатах. Продуктивность этих отложений доказана на Сладковско-Заречном месторождении, к югу от Солнечного ЛУ.

### СЕРПУХОВСКО-РАННЕБАШКИРСКИЕ РИФЫ

Еще одной субширотной системой органогенных построек, маркирующей ниже-среднекаменноугольный борт эпикратонной карбонатной платформы, являются постройки серпуховско-раннебашкирского возраста. Они выделяются на картах спектральной декомпозиции и сейсмофаций на юге Солнечного ЛУ. Рифы серпуховско-раннебашкирского возраста группируются в линейный вал, со структурами облекания которого могут быть связаны небольшие залежи в пласте А4.

### ПОДОЛЬСКО-АССЕЛЬСКИЕ РИФЫ

Для среднекаменноугольно-нижнепермского интервала разреза в результате интерпретации установлено развитие системы барьерных рифов края карбонатной платформы (рис. 7), которая последовательно проградировала с севера на юг, в сторону Прикаспия. Этапы проградации с последовательной сменой подольско-гжельских, ассельских и сакмарско-артинских построек отчетливо прослеживаются при анализе волновых разрезов, в картах сейсмических атрибутов. Самая поздняя генерация нижнепермских рифов формирует наиболее южный борт платформы.

На территории средней части Рубежинского прогиба барьерные рифы среднего-верхнего карбона и нижней перми до настоящего времени не вскрыты бурением. Они выделяются по увеличению толщин, структуре волнового поля, характерной для органогенных построек, картам сейсмофаций и сейсмическим атрибутам. Их ширина изменяется от 1,5 до 2,0 км, высота может достигать 250–280 м.

Подольско-гжельские и ассельские рифы не формируют непрерывную барьерную си-

стему на краю платформы, как и нижнепермские рифы западного борта Предуральского краевого прогиба. Отдельные рифы системы могут быть хорошо выражены морфологически и разделены участками сниженных толщин. Однако регионально эти постройки в пределах Южно-Оренбургского кластера приурочены к хорошо выраженным субширотным зонам, обозначая переход от мелководных районов эпиконтинентальной платформы к глубоководному бассейну Прикаспийской впадины. Сами постройки не перекрыты выдержанными породами-флюидоупорами, однако они формируют структуры облекания в перекрывающих отложениях артинского и кунгурского ярусов, где развиты сульфатные покрывки. Следовательно, выделение подольско-верхнекаменноугольных и ассельских рифов, а также структур их облекания является перспективным направлением на всей территории Южно-Оренбургского кластера.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения сейсморазведочных работ на территории Южно-Оренбургского кластера лицензионных участков

«Газпром нефти» в средней части Рубежинского прогиба значительно уточнены представления о рифовых системах различных стратиграфических уровней верхнего палеозоя.

Впервые установлено, что в интервале ардамовского и муллинского горизонтов на этой территории формировались группы одиночных рифов, представляющих собой потенциальные литологические ловушки.

Для франского интервала установлено развитие одиночных рифов, отдельных изолированных платформ и южной бортовой зоны крупной Южно-Бузулукской карбонатной платформы с барьерными рифовыми системами. Одиночные франские рифы являются потенциальными литологическими ловушками, аналогичными Рыбкинским рифам восточной части Рубежинского прогиба. Барьерные рифы франского возраста вместе с нарастающими их раннефаменскими формируют серию структурных ловушек в перекрывающих комплексах.

В результате интерпретации сейсмике 3D впервые установлена значительная проградация фаменской окаймленной карбонатной платформы в сторону Прикаспийского палеобассейна. Проградирующие клиноформные комплексы включают линзы глинистых пород

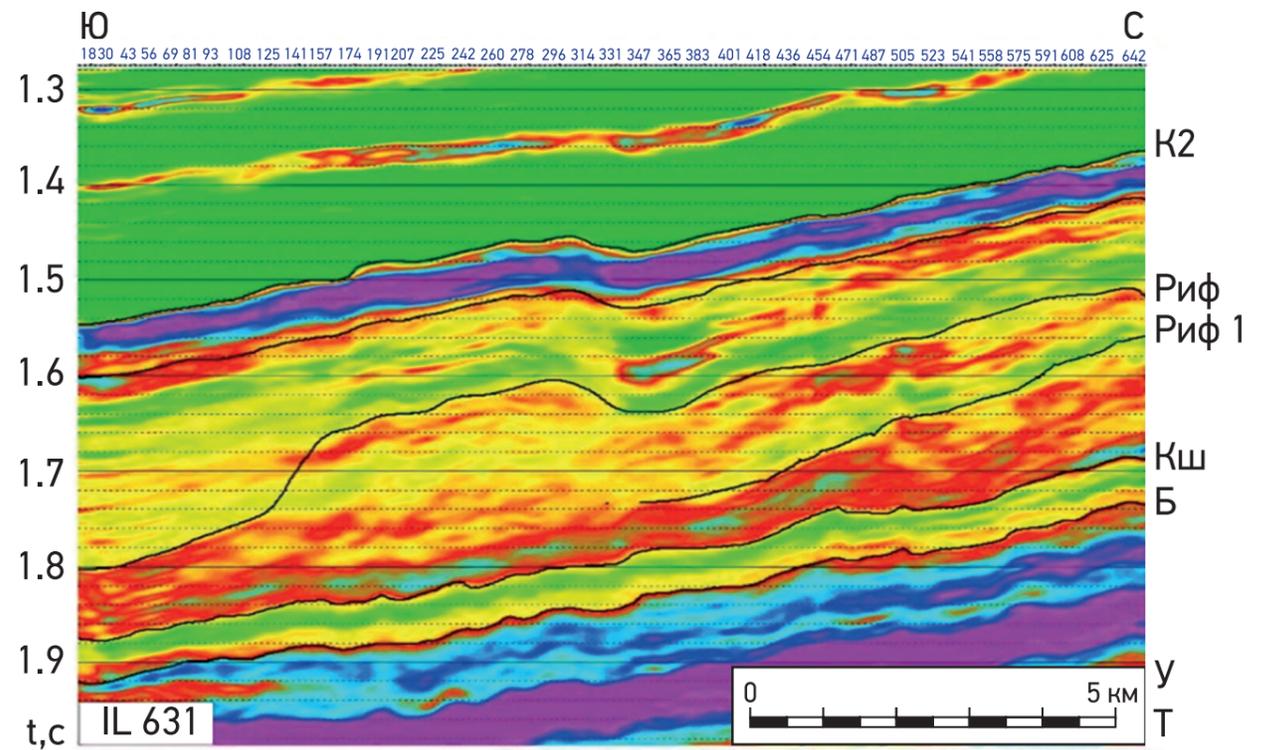


Рис. 7. Субмеридиональный вертикальный срез куба импеданса через систему барьерных рифов подольско-ассельского возраста на Солнечном ЛУ. Составлено авторами  
 Fig. 7. Meridional section of the seismic acoustic impedance cube across the Podolskian — Asselian barrier reef system on the Solnechny license area. Figure prepared by the authors

трактов низкого стояния и потенциально могут формировать структурно-литологические ловушки в склоновых комплексах платформ.

Для сульфатно-карбонатного комплекса окского надгоризонта подтверждено наличие барьерной рифовой системы, окаймляющей поздневизейскую эпикратонную карбонатную платформу Русской плиты. Это открытие позволяет объяснить цикличность

накопления сульфатных отложений во внутренней зоне платформы.

В подольско-ассельском интервале разреза установлено развитие довольно крупных рифов барьерной системы карбонатной платформы, возможно, сходных с рифами западного борта Предуральяского краевого прогиба. Эти постройки формируют в перекрывающих нижнепермских отложениях структурные ловушки различных размеров.

#### Список литературы

1. Вилесов А.П., Никитин Ю.И., Рихтер О.В., Махмудова Р.Х. Модель седиментации колганской толщи верхнего девона северного обрамления Соль-Илецкого свода // Эколит — 2019. Фациальный анализ в литологии: теория и практика. — М.: МАКС Пресс, 2019. — С. 31–34.
2. Горозжанина Е.Н. Типы карбонатных платформ Южного Урала и Приуралья, их связь с нефтегазоносностью // Геология, полезные ископаемые и проблемы геозологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий. — Уфа, 2010. — С. 188–191.
3. Жемчужова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В., Макаров Н.Д., Панков В.В. Карбонатные резервуары подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы // Георесурсы. — 2017. — Спецвыпуск. — Ч. 2. — С. 194–207.
4. Вилесов А.П., Чертина К.Н., Воронцов И.П., Девятка Н.П. Генезис доломитовых коллекторов бийско-афонинской карбонатной толщи Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — № 11. — С. 25–34.
5. Кузнецов В.Г. Палеозойские рифы Прикаспийской впадины и их нефтегазоносность. Статья 1. Геологическое развитие Прикаспийской впадины и распространение рифов // Известия вузов. Геология и разведка. — 2007. — № 2. — С. 6–14.
6. Вилесов А.П., Никитин Ю.И., Ахтямова И.Р., Широковских О.А. Франские рифы рыбнинской группы: фациальное строение, этапы формирования, нефтеносность // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 7. — С. 4–22.
7. Корников Р.О., Вилесов А.П., Ахтямова И.Р., Соболев В.И., Елисеев А.Н. Создание геологической 3D сейсмолитофациальной модели одиночных рифов пинаклового типа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2018. — № 4. — С. 20–27.
8. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Истомина Н.М., Корягин Н.Н. Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 5. — С. 13–21.
9. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Истомина Н.М., Соболев В.И., Серeda И.А. Причины различной наполненности франских рифогенных ловушек нефти на Волостновско-Рыбинском участке Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2020. — № 10. — С. 4–11.
10. Ахияров А.В., Семёнова К.М. Палеозойские карбонатные платформы Прикаспийской впадины как нефтегазопосконовые критерии // Вести газовой науки. — 2013. — Т. 16. — № 5. — С. 238–252.
11. Исказиев К.О., Савинова Л.А., Алмазов Д.О., Ляпунов Ю.В., Антипов М.П. Фациальное моделирование строения Темирской карбонатной платформы на основе концепции и принципов секвентной стратиграфии // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 12. — С. 96–101.
12. Никитин Ю.И. Палеогеографические реконструкции позднедевонского осадконакопления на юге Волго-Уральской провинции в связи с поисками рифовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2020. — № 8. — С. 4–18.
13. Copper P. Reef development at the Frasnian/Famennian mass extinction boundary // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. — 2002. — V. 181. — P. 27–65.
14. Вилесов А.П. Модель седиментации карбонатной толщи фаменского яруса Бобровско-Покровского вала (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2017. — № 6. — С. 4–12.
15. Вилесов А.П. Бентосные карбонатные фабрики фамена юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и особенности строения пустотного пространства пластов-коллекторов // Осадочные комплексы Урала и прилегающих регионов и их минерагения. — Екатеринбург, 2016. — С. 50–53.

#### References

1. Vilesov A.P., Nikitin Ju.I., Rikhter O.V., Makhmudova R.Kh. Sedimentological model of the Colganian Formation (Upper Devon) on the northern frame of the Sol-Iletsy Vault. Coll. papers: *Ekzolit — 2019. Facial Analysis in Lithology: Theory and Practice*. Moscow: MAKS Press, 2019, pp. 31–34. (In Russ.)
2. Gorozhanina E.N. Types of carbonate platforms of the Southern Urals and Urals, their connection with oil and gas resources. *Geology, minerals and problems of geocology of Bashkortostan, Urals and adjacent areas*. Ufa, 2010, pp. 188–191. (In Russ.)
3. Zhemchugova V.A., Makarova E.Yu., Naumchev Yu.V., Makarov N.D., Pankov V.V. Carbonate reservoirs of subsalt deposits of the Caspian syncline. *Georesursy [Georesources]*. 2017. Special issue, Part 2, pp. 194–207. (In Russ.)
4. Vilesov A.P., Chertina K.N., Vorontsov I.P., Devyatka N.P. Genesis of dolomite reservoirs of biysk-afonian carbonate complex in Orenburg region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]*. 2011, no. 11, pp. 25–34. (In Russ.)
5. Kuznetsov V.G., Paleozoic reefs of the Caspian depression and their oil and gas resources. Article 1. Geological development of the Caspian basin and the spread of reefs. *Geologiya i Razvedka [Geology and Exploration]*. 2007, № 2, pp. 6–14. (In Russ.)
6. Vilesov A.P., Nikitin Yu.I., Akhtyamova I.R., Shirokovskikh O.A. The frasnian reefs of the Rybinsky group: facial structure, formation stages, oil potential. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]*. 2019, no. 7, pp. 4–22. (In Russ.)
7. Kornikov R.O., Vilesov A.P., Akhtyamova I.R., Sobolev V.I., Eliseev A.N. Development of geological 3d seismic litho-facial model of single pinnacle-type reefs. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]*. 2018, no. 4, pp. 20–27. (In Russ.)

8. Shakirov V.A., Vilesov A.P., Chertina K.N., Istomina N.M., Koryagin N.N. Oil reserves distribution in complicatedly-built fractured collectors of the frasnian reefs of Volostnovsky area in Orenburg region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]*. 2019, no. 5, pp. 13–21. (In Russ.)

9. Shakirov V.A., Vilesov A.P., Istomina N.M., Sobolev V.I., Sereda I.A. Reasons for different capacity of the frasnian reef oil traps in the Volostnovsko-Rybinsky license area of the Orenburg region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]*. 2020, no. 10, pp. 4–11. (In Russ.)
10. Akhtiyarov A.V., Semyonova K.M. Paleozoic carbonate platforms of Peri-Caspian Depression as oil-and-gas search criteria. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. 2013, no. 5, pp. 238–252. (In Russ.)
11. Iskaziev K.O., Savinova L.A., Almazov D.O., Lyapunov U.V., Antipov M.P. Facies modeling of the Temir carbonate platform based on the concept and principles of sequence stratigraphy. *Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry]*. 2019, no. 12, pp. 96–101. (In Russ.)
12. Nikitin Yu.I. Paleogeographic reconstructions of the late devonian sediments deposition in the south of the Volgo-Ural province caused by prospecting for reef oil deposits. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]*. 2020, no. 8, pp. 4–18. (In Russ.)
13. Copper P. Reef development at the Frasnian/Famennian mass extinction boundary. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2002, v. 181, pp. 27–65.
14. Vilesov A.P. Sedimentation model of the carbonate deposits of the Famennian stage of Bobrovsko-Pokrovsky swell (Volga-Ural oil and gas province). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]*. 2017, no. 6, pp. 4–12.
15. Vilesov A.P. Famennian Benthic carbonate factories of the south-eastern part of the Volga-Ural oil and gas province and the pore space structure of the reservoirs. *Sedimentary complexes of the Urals and adjacent regions and their Minerageny*. Ekaterinburg, 2016, pp. 50–53.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

**Д.В. Солодов** — подготовил текст разделов статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.В. Филичев** — подготовил текст разделов статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.В. Богомолова** — подготовила рисунки к статье, выполнила редакцию разделов, утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Л.И. Макарова** — выполнила редакцию разделов и подрисовочных подписей, утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.Ю. Гребенкина** — подготовила отдельные рисунки к статье, выполнила редакцию разделов, утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.Г. Казачкова** — выполнила редакцию текста по разделам статьи, утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.С. Сидубаев** — выполнил редакцию текста по отдельным разделам статьи, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Aleksandr P. Vilesov** — developed the article general concept, prepared the text and list of references, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Viktor S. Ledenev** — developed the article concept, prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Danil V. Solodov** — prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Aleksandr V. Filichev** — prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Natalya V. Bogomolova** — prepared pictures for the article, edited the sections of the article and captions to pictures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Lyubov I. Makarova** — edited the sections of the article and captions to pictures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Natalya Yu. Grebenkina** — prepared some pictures for the article, edited the sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Anna G. Kazachkova** — edited some sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Aleksandr S. Sidubaev** — edited some sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Александр Петрович Вилесов\*** — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров, 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus Author ID: 57198131907

**Виктор Сергеевич Леденев** — руководитель проекта, 191167, Россия, Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22.  
e-mail: Ledenev.VS@gazprom-neft.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3239-170X>

**Данил Вячеславович Солодов** — заместитель руководителя проекта, 191167, Россия, Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22.  
e-mail: Solodov.DV@gazprom-neft.ru  
SPIN-код: 4783-3496

**Александр Викторович Филичев** — руководитель направления «Геология», 191167, Россия, Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22.  
e-mail: Filichev.AV@gazprom-neft.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7335-5011>  
Scopus Author ID: 56400927100

**Наталья Владимировна Богомолова** — руководитель направления «Сейсморазведка», 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Bogomolova.NaV@gazpromneft-ntc.ru

**Любовь Ивановна Макарова** — геолог, 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Makarova.LI@gazpromneft-ntc.ru

**Наталья Юрьевна Гребенкина** — главный специалист, 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Grebenkina.NYu@gazpromneft-ntc.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0842-4399>

**Анна Григорьевна Казачкова** — руководитель направления «Геология», 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Kazachkova.AG@gazpromneft-ntc.ru

**Александр Сергеевич Сидубаев** — руководитель по разработке продуктов, 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Sidubaev.AS@gazpromneft-ntc.ru

**Aleksandr P. Vilesov\*** — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Expert on the sedimentology of carbonate reservoirs 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus Author ID: 57198131907

**Viktor S. Ledenev** — Project manager, 22, Sinopskaya emb., 191167, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Ledenev.VS@gazprom-neft.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3239-170X>

**Danil V. Solodov** — Deputy project manager, 22, Sinopskaya emb., 191167, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Solodov.DV@gazprom-neft.ru  
SPIN-code: 4783-3496

**Aleksandr V. Filichev** — Project manager of geology, 22, Sinopskaya emb., 191167, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Filichev.AV@gazprom-neft.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7335-5011>  
Scopus Author ID: 56400927100

**Natalya V. Bogomolova** — Project manager of seismic exploration, 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Bogomolova.NaV@gazpromneft-ntc.ru

**Lyubov I. Makarova** — Geologist 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Makarova.LI@gazpromneft-ntc.ru

**Natalya Yu. Grebenkina** — Chief specialist, 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Grebenkina.NYu@gazpromneft-ntc.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0842-4399>

**Anna G. Kazachkova** — Project manager of geology, 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Kazachkova.AG@gazpromneft-ntc.ru

**Aleksandr S. Sidubaev** — Product development manager, 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Sidubaev.AS@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОСТИ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ

**Е.М. Викторова\*, Д.И. Жигулина, П.Ю. Киселев, В.Ю. Климов**

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

**Электронный адрес:** Viktorova.em@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Фокус внимания геолого-разведочных работ смещается в сторону более «сложных» запасов, сосредоточенных преимущественно в неструктурных ловушках ачимовской и тюменской свит. При этом важным вопросом является методика оценки объемов запасов и достаточности ресурсной базы для экономической успешности вовлечения таких запасов в разработку.

**Цель.** Основной целью работы являлась разработка алгоритма для оценки ресурсной базы неструктурных ловушек в условиях отсутствия качественных данных сейсморазведочных работ (СРР) 3D, позволяющих занартировать интересующие тела.

**Методы.** Алгоритм разрабатывался на примере неструктурных ловушек тюменской свиты, отложения которой формировались в процессе смены фациальных обстановок от континентальных к переходным вверх по разрезу. Предлагаемый алгоритм включает в себя сбор статистики по количеству, размерам и площадям потенциальных песчаных тел на основе различных карт сейсмических атрибутов на месторождениях-аналогах. Далее определяется коэффициент, характеризующий плотность потенциально перспективных тел на единицу площади. На основе этих данных восстанавливается математическое распределение функции плотности вероятности, описывающее долю площади анализируемого участка, которую могут занимать потенциальные песчаные тела. На этом этапе возможно оценить интегральную ресурсную базу анализируемого участка без учета вероятности геологического успеха (gCos). Для корректного учета геологических рисков необходимо определить потенциальное число залежей (в том числе и неструктурных), которые могут быть сформированы в отложениях русел, каналов и аккреционных комплексов. Дискретное математическое распределение ожидаемого количества залежей строится по данным количества перспективных тел на месторождениях-аналогах. В случае если на участке есть скважины с подтвержденными промышленными притоками, то часть ресурсной базы переводится в запасы, то есть геологические риски по части залежей считаются снятыми.

**Результаты.** Описанная методика была применена авторами для «слепого» теста на новом участке, на котором имеются данные СРР 3D. В ходе анализа полученные доли потенциальных перспективных песчаных тел укладываются в первоначальное распределение по данным месторождений-аналогов. Предлагаемый подход к расчету РБ может быть использован для оценки ресурсного потенциала любых участков со сложной построенными ловушками, распространение которых в большей степени контролируется не структурными, а фациальными условиями, а также, когда перспективные тела не могут быть геометризованы в связи с отсутствием на участке данных СРР 3D.

**Заключение.** Применение данной методики, с имеющейся на настоящий момент статистикой, значительно повышает качество оценки диапазона возможной вариации ресурсной базы и позволяет выделить новые перспективные участки, в которых сконцентрированы запасы. Также одним из важных вопросов, решаемых предлагаемым подходом, является возможность оценить РБ и соответственно — потенциальную стоимость актива и величину рискованного капитала, необходимого для опосредования перспективных залежей, до момента вложения существенных инвестиций программу ГРП.

**Ключевые слова:** неструктурные ловушки, литологические ловушки, меандрирующие реки, приливные каналы, оценка ресурсной базы, тюменская свита, gCos, неопределенность, геологические риски, распределения, аналоги, ресурсы

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

**Для цитирования:** Викторова Е.М., Жигулина Д.И., Киселев П.Ю., Климов В.Ю. Подходы к оценке неструктурных ловушек в условиях ограниченности данных на примере тюменской свиты. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021,6(3):43–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-43-51>

Статья поступила в редакцию 24.05.2021

Принята к публикации 03.08.2021

Опубликована 29.09.2021

NEW APPROACH TO APPRAISE NON-STRUCTURAL TYUMEN FORMATION TRAPS IN THE ABSENCE OF HIGH QUALITY OF DATA

**Evgeniia M. Viktorova\*, Daria I. Zhigulina, Pavel Y. Kiselev, Vladimir Y. Klimov**  
Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Viktorova.em@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** On the one hand, the focus of exploration works changes to the more difficult reserves side, which were basically accumulated in the non-structural traps of Achimov and Tyumen formations. On the other hand, there are two important questions. The first is how the volume of reserves should be estimated correctly and the second is which volume of reserves is enough for economic successfully development.

**Aim.** The main aim is to create a new actual approach of non-structural traps appraisal is considered in the absence of high quality of seismic data which allows identify such types of traps, which allows identify such types of traps.

**Materials and methods.** Presented at the article algorithm enables estimate resources of non-lithological traps as exemplified in Tyumen formation, which was formed during depositional changes from continental to transitional depositional environments. The algorithm consists of some steps. The first step is collection on numbers, sizes and areas potential sand bodies based on different seismic attributes from analogies data. On the next step the coefficient which shows what numbers of geological bodies can be found on the unit of area was defined. Based on these data the probability distribution function which shows what part of studied area could be covered by potential bodies was made. After these steps, the integral resource base without regard to geological chance of success (gCoS) can be estimated. In order to account for geological risks the numbers of potential traps (including also non-structural traps), which were formed by meandering rives, tidal channels and point-bars, have to be defined. As a result, the discrete mathematical distribution of expected numbers of traps was made based on analogies data. If the oil inflow was obtained from wells which have already drilled on the studied area part of resource base transfer to reserves (without including gCoS).

**Results.** Discussed method was applied for "blind-test" on the new studied block with 3D seismic data. The obtained results of potential sand bodies fraction is correspond to the initial distribution from analogy fields. The method can be used for resource base potential on any block where there are lithological traps, which are controlled by mainly the facies conditions instead of structural plan, and also the 3D seismic data is absent.

**Conclusions.** The appliance of discussed method which based on the available statistical data helps improve the quality estimation of change resource base range and allows to map the new prospective areas containing reserves and resources. One more important thing is this method allows to resolve the problem of base potential estimation and as a result to put a price on asset and risk capital values needed to explore the potential areas by drilling before the key outlays in the exploration program will be invested.

**Keywords:** non-structural traps, lithological traps, meandering channels, tidal channels, point-bars, resource appraisal, Tyumen formation, gCoS, uncertainty, risk, distributions, analogues, resources

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

**For citation:** Viktorova E.M., Zhigulina D.I., Kiselev P.Y., Klimov V.Y. New approach to appraise of non-structural Tyumen formation traps in the absence of high quality of data. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):43–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-43-51>

Manuscript received 24.05.2021  
Accepted 03.08.2021  
Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

В шестидесятые годы XX века, когда в нашей стране начиналось освоение крупных нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири, первыми в разработку вовлекались относительно простые по геологическому строению неокомские залежи с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, которые на сегодняшний день находятся на четвертой стадии разработки. В связи с этим сейчас фокус внимания геолого-разведочных работ смещается в сторону более «сложных» запасов, сосредоточенных преимущественно в неструктурных ловушках ачимовской и тюменской свит.

При этом важным вопросом является методика оценки объемов запасов и достаточности ресурсной базы для экономически успешного вовлечения таких запасов в разработку, особенно если на оцениваемом участке они являются драйвером проекта, так как в этом случае требуются значительные затраты не только на геолого-разведочные работы, но и на подготовку участка к эксплуатации.

В данной статье описываются подходы к оценке ресурсного потенциала тюменской свиты в условиях низкой степени изученности оцениваемого участка. Авторы при разработке методических подходов ставили перед собой целью в первую очередь учесть неструктурные ловушки, которые чаще всего не попадают в фокус внимания геологов при оценке ресурсной базы по причине невозможности картирования перспективных литологически ограниченных тел, неконтролируемых структурным фактором, в отсутствие данных СРР 3D.

В результате был разработан алгоритм, позволяющий оценить возможный диапазон величины ресурсной базы неструктурных ловушек, приуроченных к отложениям русловых систем и приливных каналов.

## КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ И ПРОБЛЕМАТИКА ВЫБОРА АНАЛОГОВ

На рассматриваемом участке, расположенном в Салымском нефтегазоносном районе в пределах Фроловской мегавпадины, пер-

спективы тюменской свиты сосредоточены в пластах Ю2–Ю6.

Согласно палеогеографическим картам различных исследователей [1, 2], формирование тюменской свиты происходило в процессе смены условий осадконакопления от континентальных к переходным вверх по разрезу — меандрирующие русла сменяются приливными каналами и протоками. Формирование пластов Ю5–6 происходило в континентальных условиях осадконакопления в пределах аккумулятивной аллювиальной равнины. Постепенно континентальные обстановки сменяются на прибрежную равнину, подтапливаемую морем — пласт Ю4. Здесь могут быть встречены фации, типичные для переходных трансгрессивных обстановок, — приливные отмели, лагуны, марши. Пласты Ю2–3 позднее формируются в условиях прибрежного залива, для которого характерно наличие фаций лагун, маршей, приливных отмелей и каналов.

Суммируя вышесказанное, можно сделать следующие предположения:

- в пластах Ю4–6 ожидаемое количество потенциальных тел будет меньше, их ширина и эффективная мощность, в свою очередь, больше;
- в пластах Ю2–3 общее количество ожидаемых тел будет больше, их ширина и эффективная мощность меньше.

Смена условий накопления отложений рассматриваемых пластов обуславливает большое разнообразие форм и размеров потенциально продуктивных тел («шнурковые» сильноизвилистые каналы, пояса меандрирования с характерным комплексом фаций: аккреционные комплексы и преимущественно глинистые каналы). Данный факт не позволяет напрямую использовать плотностной метод, так как форма и размещение потенциальных тел по площади в отложениях тюменской свиты могут быть разнообразными, в отличие от пластов ачимовской толщи, где с долей условности можно принять изометричную форму тела.

Отдельно стоит отметить сложность выбора объектов-аналогов при оценке тюменской свиты. Зачастую на государственном балансе запасов (ГБЗ) по пластам тюменской свиты стоят запасы структурных, в лучшем случае — структурно-литологических залежей, которые не учитывают перспективы сложно описываемых неструктурных ловушек. Кроме того, использование напрямую данных ГБЗ искажает статистику, так как залежи приурочены в том числе и к отложениям фоновых фаций, что, в свою очередь, занижает потенциальные продуктивные толщины.

## ПРЕДПОСЫЛКИ И АЛГОРИТМ РАСЧЕТА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ

Для решения вышеперечисленных проблем был разработан предлагаемый подход, позволяющий учитывать возможность развития литологических ловушек на рассматриваемом участке без необходимости учитывать непосредственно форму и количество данных тел.

Первым шагом для реализации данного алгоритма является сбор статистики о количестве, размерах и площадях закантированных тел по различным картам сейсмических атрибутов на месторождениях-аналогах. Согласно принятым в нефтяном сообществе подходам месторождения-аналоги должны иметь высокую степень изученности, что существенно сокращает выборку. Поэтому для оценки пластов тюменской свиты предлагается использовать информацию не только по разведанным месторождениям с аналогичными условиями формирования, но и данные объектов с предполагаемыми перспективами по результатам СРР 3D даже в случае отсутствия большого количества скважин.

## РАЗРАБОТАННЫЙ АЛГОРИТМ ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ РБ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК, ПРИУРОЧЕННЫХ К ОТЛОЖЕНИЯМ РУСЛОВЫХ СИСТЕМ И ПРИЛИВНЫХ КАНАЛОВ, ПРИ НИЗКОЙ СТЕПЕНИ ИЗУЧЕННОСТИ УЧАСТКА.

После сбора статистики по месторождениям-аналогам был рассчитан коэффициент, показывающий, какой процент от рассматриваемой площади может быть занят отложениями русел, каналов и аккреционных комплексов:

$$p_k = \frac{\sum S_{\text{каналов}}}{S_{\text{лу}}}$$

где  $p_k$  — доля лицензионного участка, занятая перспективными телами, от общей площади участка.

На **рис. 1** приведены примеры некоторых рассмотренных участков; на **рис. 2** — пример алгоритма расчета потенциальной перспективной площади на лицензионном участке.

На этапе геолого-экономической оценки участка важно оценить не только полный объем ресурсной базы, но и РБ с применением фактора геологического успеха gCos. Применение gCos на всю перспективную площадь не позволяет корректно учесть ресурсы в случае геологического успеха (ГУ), так

как в каждой реализации получается либо успех, либо неуспех всей площади, что не отражает реальную геологическую ситуацию. Поэтому для корректного расчета ресурсной базы gCoS должен учитываться для каждого

потенциального руслового объекта, что ввиду отсутствия 3D CPP становится непростой задачей. Для решения данной проблемы был использован следующий алгоритм: в каждой

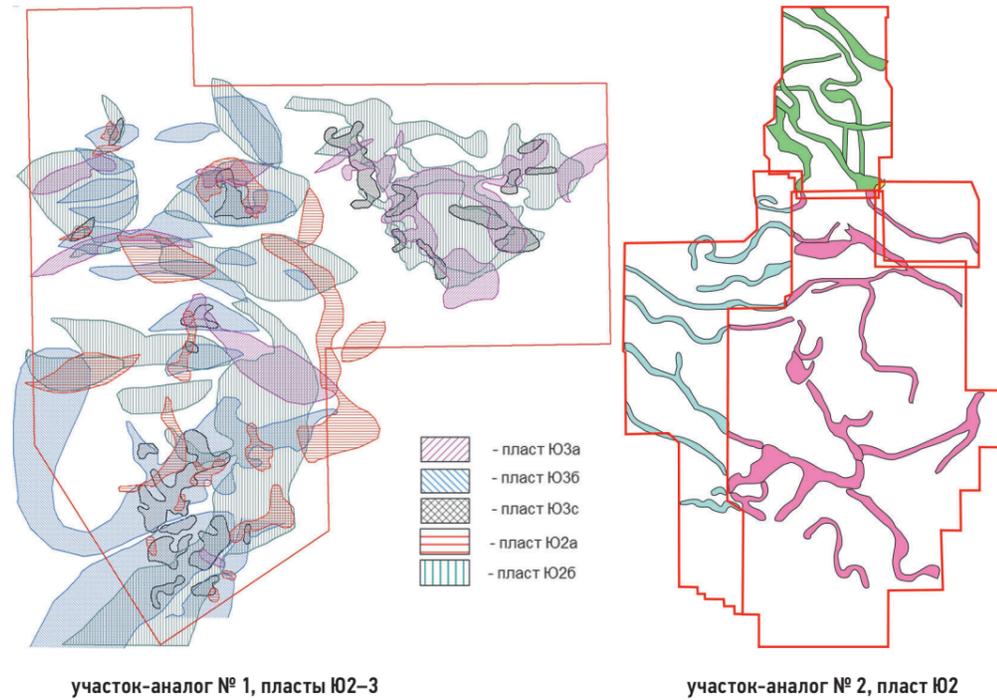


Рис. 1. Участки-аналоги для расчета статистики по возможным долям перспективных площадей. Составлено авторами  
Fig. 1. Analogue areas statistics gathering about possible proportion of perspective bodies. Made by authors

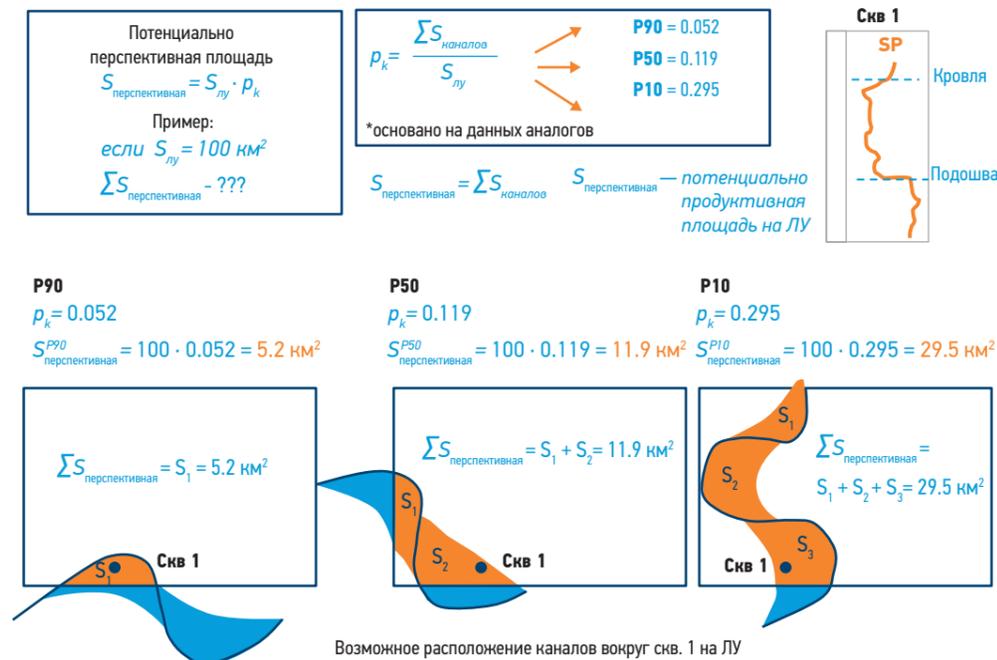


Рис. 2. Пример алгоритма расчета потенциальной перспективной площади на лицензионном участке. Составлено авторами  
Fig. 2. Example of potential area calculation. Made by authors

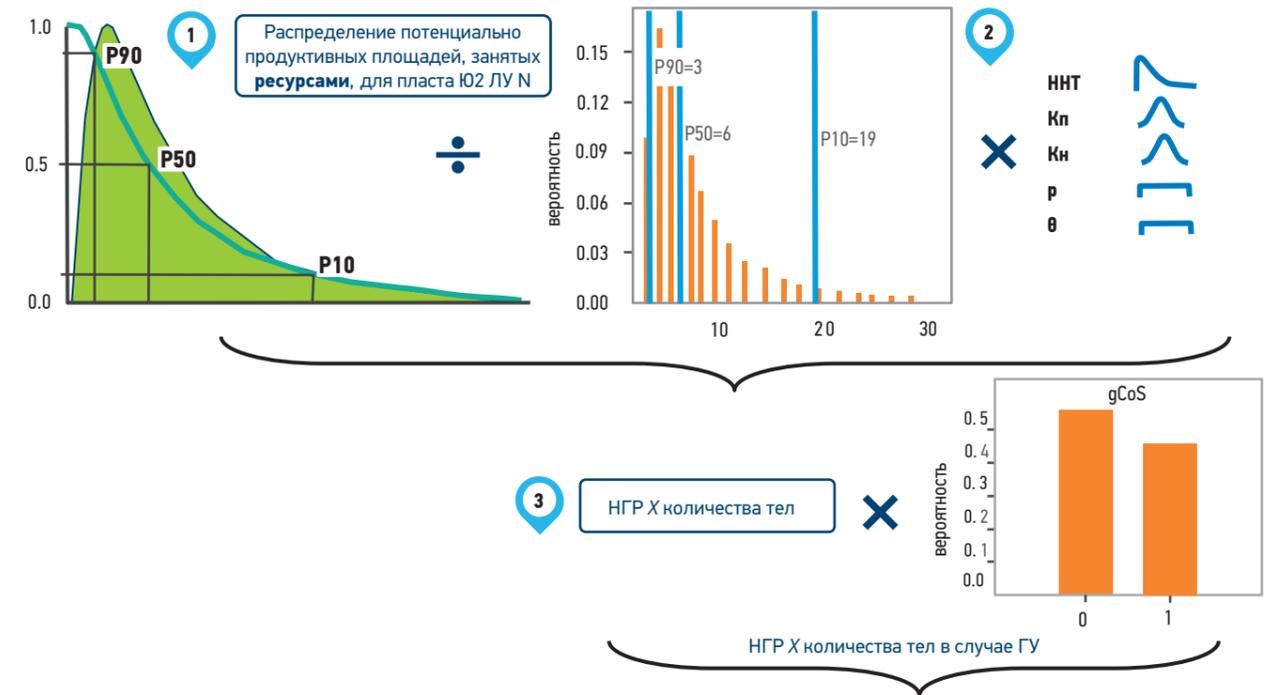


Рис. 3. Схема расчета НГР для оцениваемого участка. Составлено авторами  
Fig. 3. Resource estimation scheme. Made by authors

итерации расчета случайным образом выбирались площадь, занятая потенциально перспективными телами, и количество тел (применяется напрямую исходя из предположения, что количество тел не зависит от площади участка, а зависит от фациальных условий). Площадь и количество перспективных тел моделировались в соответствии с распределениями, построенными по данным месторождений и пластов-аналогов (рис. 3). Площадь делилась на количество ожидаемых тел, и для каждого тела в расчете начальных геологических ресурсов (НГР) выбирались случайные параметры из распределения подсчетных величин (эффективные нефтенасыщенные толщины, пористость, насыщенность, плотность, пересчетный коэффициент). В результате получается некоторое количество тел с одинаковой площадью, но различными свойствами и шансом успеха, формирующими ресурсную базу участка. В случае если на оцениваемом участке имеются скважины с подтвержденными запасами, то на подготовительном этапе необходимо разделить общую перспективную площадь на уверенные области вокруг скважин и оставшиеся неподтвержденные площади. Учитывая тот факт, что в тюменской свите ожидаются русловые тела (меандрирующие русла и приливные каналы), характеризующиеся латеральной неоднородностью,

для выделения минимально и максимально уверенных площадей, занятых запасами, может быть использована окружность радиусом  $L$  в следующем соотношении: для варианта P90 —  $L = 10 \cdot h$ , для P10 —  $100 \cdot h$ , где  $h$  — мощность коллектора в скважине (соотношения получены для современной русловых систем) (рис. 4). Площадь, занятую ресурсами, можно получить вычитанием распределения площадей запасов из общего распределения перспективных площадей на участке.

### АПРОБАЦИЯ МЕТОДИКИ

Описанная методика была применена авторами для «слепого» теста на новом участке, на котором имеются данные CPP 3D. В ходе анализа полученные доли укладываются в первоначальное распределение по данным месторождений-аналогов (рис. 5). По данным собранной статистики для вариантов P90 — P50 — P10 перспективные тела могут занимать на участке 5,2% — 11,9% — 29,5% соответственно. На оцениваемом участке по данным карт спектральной декомпозиции получились следующие доли: 7% — 11% — 18% соответственно. Также авторами методики был отмечен следующий факт: на рассматриваемом участке пробурено 2 скважины, имеющие схожий разрез

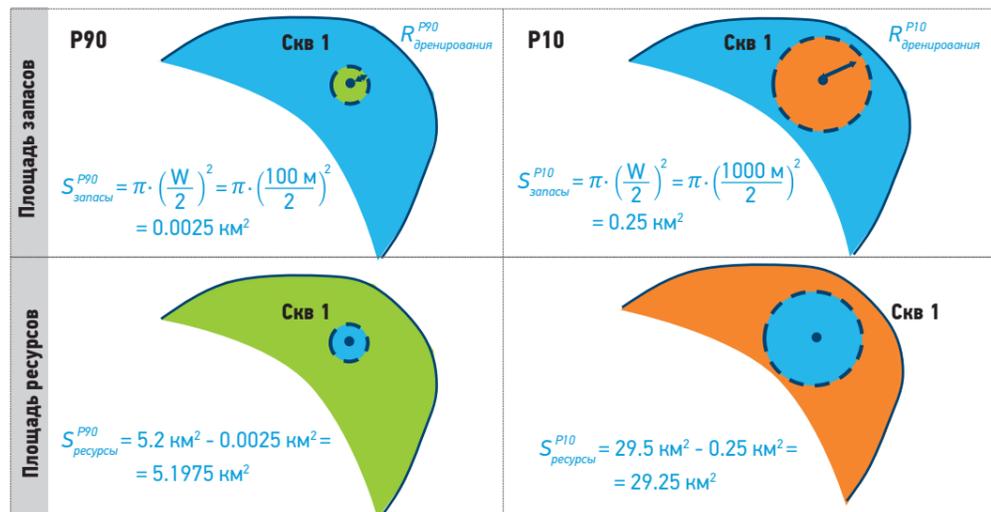
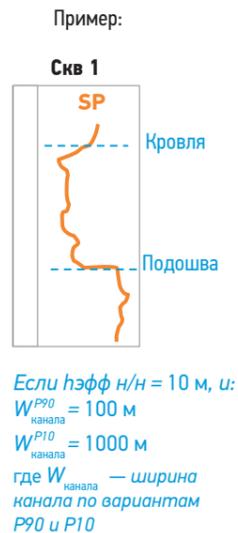


Рис. 4. Учет уверенных площадей вокруг скважин с притоками. Составлено авторами  
 Fig. 4. Separation areas of reserves and resources from all potential area. Made by authors

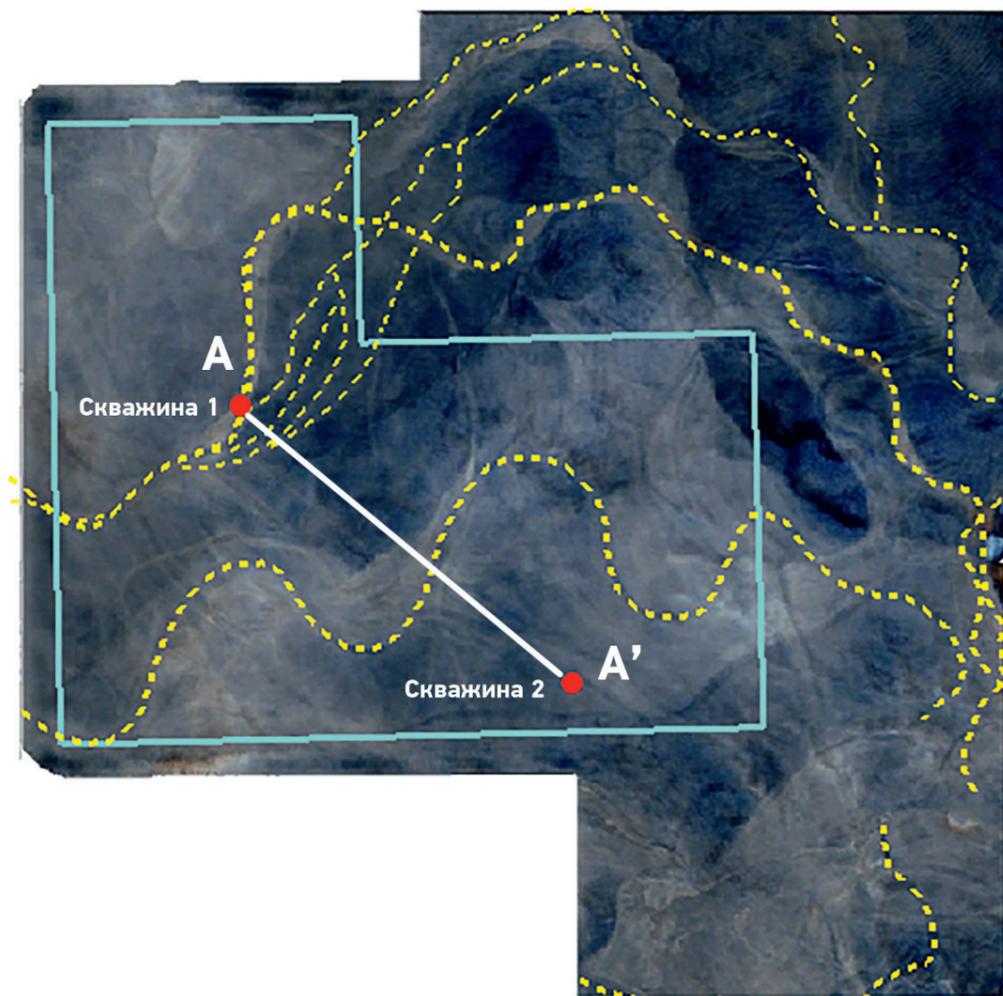


Рис. 5. Слайд eXChroma вдоль ОГ Ю02 на участке для проведения «слепого теста». Составлено авторами  
 Fig. 5. eXChroma slice across U2 at the area for "blind test". Made by authors

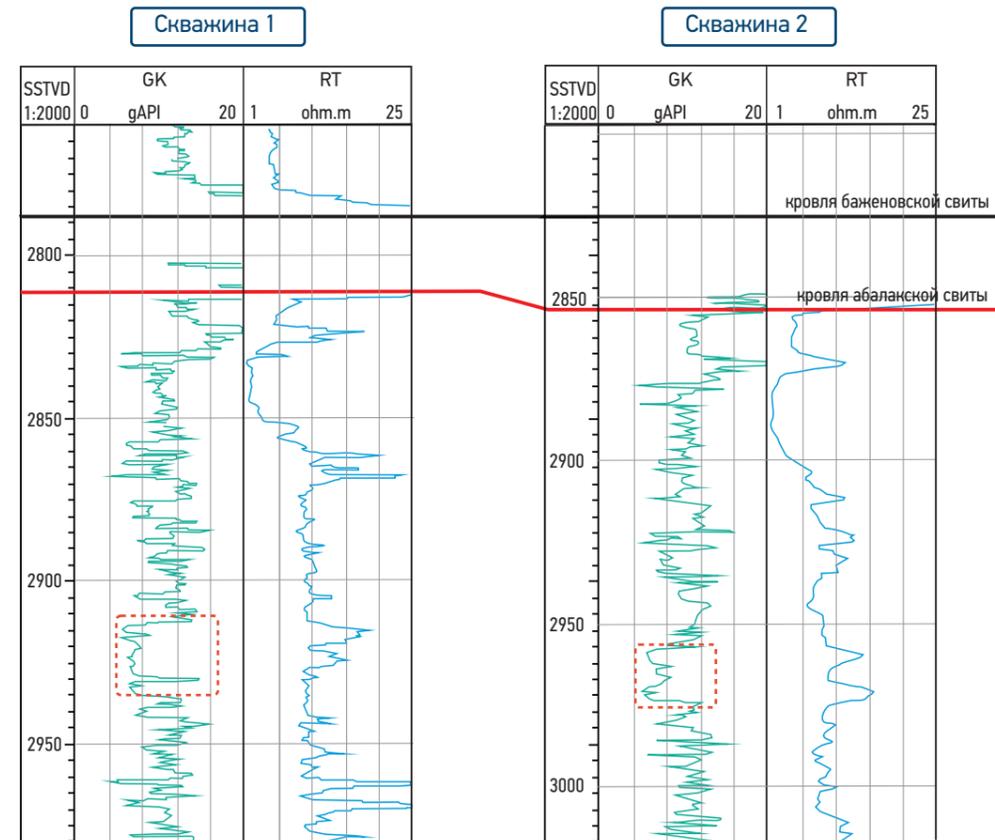


Рис. 6. Схема корреляции по линии AA' (красным пунктиром выделена форма кривой ГК, характерная для отложений русловых фаций). Составлено авторами  
 Fig. 6. Correlation scheme across AA' line (red dotted line shows channel facies on GR log). Made by authors

по данным ГИС (рис. 6), но только скважина 1 попала в выделенные полигоны русел по данным СРР 3D. Можно сделать вывод о том, что в максимальном варианте могут быть тела, которые не видны на сейсмических атрибутах в связи со сложным геологическим строением тюменской свиты и значительным влиянием отложений баженовской и абалакской свит, что хорошо коррелируется со значительным увеличением доли в варианте P10 по данным месторождений-аналогов. Кроме того, для оценки погрешности расчетов различными методами была рассчитана ресурсная база классическим плотностным методом — переносом величины начальных геологических запасов на единицу площади с месторождений-аналогов на анализируемый участок. Во всех вариантах НГР, рассчитанные простым плотностным методом, на месторождениях-аналогах во много раз ниже, чем по методике, предлагаемой авторами: по варианту P10 — в 5,4 раза, по варианту P50 — в 10,9 раза, по P90 — в 14,7 раза. Как уже отмечалось ранее, это объясняется тем, что зачастую запасы, утвержденные на ГБЗ, приурочены только к структурным ловушкам,

без учета потенциальных чисто литологических ловушек, а также включают запасы, ассоциированные с фоновыми фациями, занимающими средние продуктивные толщины. Кроме того, классический плотностной метод не позволяет корректно учесть геологические риски.

### ВЫВОДЫ

Таким образом, предлагаемый подход к расчету РБ может быть использован для оценки ресурсного потенциала любых участков со сложнопостроенными ловушками, распространение которых в большей степени контролируется не структурными, а фациальными условиями, а также когда перспективные тела не могут быть геометризованы в связи с отсутствием на участке данных СРР 3D. Минусом данной методики можно считать сложность сбора данных статистики аналогичных литологических ловушек, так как в настоящий момент работа по построению концептуальных геологических моделей, с которых может быть получена качественная статистическая информация

для уточнения предлагаемой методики, проведена на незначительном количестве месторождений.

В то же время применение данной методики с имеющейся на настоящий момент статистикой, несомненно, значительно повышает качество оценки диапазона возможной вариации ресурсной базы и позволяет выделить новые перспективные участки, в которых сконцентрированы запасы. По результатам оценки РБ с применением стандартного плотностного метода расчета и использова-

нием статистики по данным ГБЗ большинство эффективных нефтенасыщенных толщин изначально меньше, чем принятые минимально рентабельные толщины.

Также одним из важных вопросов, решаемых предлагаемым подходом, является возможность оценить РБ и, соответственно, — потенциальную стоимость актива и величину рискованного капитала, необходимого для опосредованного перспективных залежей, до момента вложения существенных инвестиций программу ГРП.

#### Список литературы

1. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедев Н.К., Кинитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5. — С. 745–776.
2. Атлас палеотектонических и палеогеологических карт Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Лист 6. Позднекалоловейское время. Масштаб: 1:5 000 000. — Составлена СНИИГГиМС, редактор Сурков В.С. — 1995.
3. Костеневич К.А., Белоус О.И., Слюнкина С.А. Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты. — Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге / Труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, посвященного обобщению положительного опыта литологических и фациально-циклических исследований в нефтегазовой литологии и геологическом моделировании терригенных и карбонатных природных резервуаров. НИТГУ. — Томск: Изд-во ЦППС НД. — 2017. — 285 с.
4. Сафонов В.Г., Зервандо К.Ю. Развитие геолого-разведочного проекта в Уватском районе на юге Западной Сибири // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2015. — № 3. — С. 10–13.
5. Финогенова А.С., Зервандо К.Ю. Прогнозирование распространения русловых песчаников в отложениях средней юры на основе сейсмofациального анализа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2013. — № 3. — С. 28–33.
6. Никанорова М.А., Кулявцев В.В., Сафьянников И.М., Сауткин А.П., Пискарев В.И. Особенности моделирования целевых объектов тюменской свиты для заложения скважин и расчета прогнозных показателей добычи // Нефть. Газ. Новация. — 2018. — № 2. — С. 40–44.

#### References

1. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedev N.K., Kinitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B. N. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous. *Geologiya i geofizika [Geology and Geophysics]*. 2014, v. 55, no. 5, p. 745–776. (In Russ.)
2. Atlas of paleotectonic and paleogeological maps of the West Siberian oil and gas province. Sheet 6. Late Cretaceous time. Scale: 1: 5,000,000. — Compiled by SNIIGGIMS, editor Surkov V.S. 1995. (In Russ.)
3. Kostenevich K.A., Belous O.I., Slyunkina S.A. *Vliyaniye usloviy formirovaniya i postsedimentatsionnykh protsessov preobrazovaniya otlozheniy na strukturu pustotnogo prostranstva i fil'tratsionno-yemkostnyye svoystva porod-kollektorov produktivnogo gorizonta tyumenskoy svity. — Sovremennyye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe [Influence of formation conditions and post-sedimentation processes of sediment transformation on the structure of the void space and the reservoir properties of reservoir rocks of the productive horizon of the Tyumen suite]*. — Modern problems of sedimentology in oil and gas engineering / Proceedings of the III All-Russian Scientific and Practical Sedimentological Meeting dedicated to the generalization of the positive experience of lithological and facies-cyclic studies in oil and gas lithology and geological modeling of terrigenous and carbonate natural reservoirs. NITPU. Tomsk: Publishing house of TsPPS ND. 2017. 285 p. (In Russ.)
4. Safonov V.G., Zervando K.Yu. Development of a geological exploration project in the Uvat region in the south of Western Siberia. *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik NK "Rosneft" [Scientific and technical bulletin of OAO NK Rosneft]*. 2015, no. 3, p. 10–13. (In Russ.)
5. Finogenova A.S., Zervando K.Yu. Forecasting the distribution of channel sandstones in the Middle Jurassic sediments based on seismic facies analysis. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]*. 2013, no. 3, p. 28–33.
6. Nikanorova M.A., Kulyavtsev V.V., Safyannikov I.M., Sautkin A.P., Piskarev V.I. Features of modeling target objects of the Tyumen suite for well placement and calculation of forecast production indicators. *Neft'. Gaz. Novatsii [Oil. Gas. Innovations]*. 2018, no. 2, p. 40–44. (In Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

**Д.И. Жигулина** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

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

**Evgeniia M. Viktorova** — combined rocks materials 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.

**Daria I. Zhigulina** — combined rocks materials 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.

**Pavel Y. Kiselev** — combined rocks materials 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.

**Vladimir Y. Klimov** — combined rocks materials 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

**Евгения Михайловна Викторова\*** — руководитель по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Viktorova.em@gazpromneft-ntc.ru

**Дарья Игоревна Жигулина** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Zhigulina.DI@gazpromneft-ntc.ru

**Павел Юрьевич Киселев** — руководитель программ оценки активов, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Kiselev.pyu@gazpromneft-ntc.ru,

**Владимир Юрьевич Климов** — директор программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.

**Evgeniia M. Viktorova\*** — Products manager, Gazpromneft STC, LLC, 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia,  
e-mail: Viktorova.em@gazpromneft-ntc.ru

**Daria I. Zhigulina** — Project manager, Gazpromneft STC, LLC, 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Zhigulina.DI@gazpromneft-ntc.ru

**Pavel Y. Kiselev** — Head of project evaluation programmes, Gazpromneft STC, LLC, 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Kiselev.pyu@gazpromneft-ntc.ru  
e-mail: Klimov.VYu@gazpromneft-ntc.ru

**Vladimir Y. Klimov** — Account manager international and non-operated assets, Gazpromneft STC, LLC, 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Klimov.VYu@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ПОДХОД К ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА И ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАЗРАБОТКЕ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОСТИ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.И. Жигулина\*, Д.И. Мингазова, Д.С. Григорьев, В.Ю. Климов, М.В. Латышева,  
П.Ю. Киселев

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

**Электронный адрес:** Zhigulina.DI@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Одним из основных нефтегазоносных регионов России является Западно-Сибирский бассейн, в котором, помимо классических структурных ловушек, интерес представляют объекты ачимовской толщи, характеризующиеся крайне сложным геологическим строением. Оценка перспектив участков, в пределах которых возможно обнаружение залежей данного типа, вызывает трудности, особенно на региональном этапе при неравномерной изученности территории сейсморазведочными работами (СРР) 2D и полном отсутствии данных СРР 3D.

**Цель.** Настоящая статья посвящена описанию методики вероятностной оценки ресурсной базы неструктурных ловушек ачимовской толщи на участках, в разной степени изученных СРР 2D.

**Материалы и методы.** В основе методики заложен «плотностный» метод, который предполагает использование статистики подсчетных параметров, количества тел на месторождениях-аналогах применительно к оцениваемому участку. Акцент в данной работе сделан на методику оценки ресурсной базы в зонах пересечения объектов как наиболее перспективных с точки зрения дальнейшей разработки.

**Результаты.** В рамках оценки по предлагаемому подходу ресурсная база была разделена на составляющие — ресурсы объектов в зонах возможного пересечения и ресурсы одиночных, непересекающихся между собой объектов.

**Заключение.** Оценка потенциала наиболее перспективных областей в рамках поискового этапа изученности позволило выявить и провести технико-экономическую оценку ранее нерентабельных залежей, тем самым повысить экономическую привлекательность оцениваемого участка.

**Ключевые слова:** неструктурные ловушки, литологические ловушки, ачимовская толща, оценка ресурсной базы, gCoS, неопределенность, аналоги, ресурсы

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

**Для цитирования:** Жигулина Д.И., Мингазова Д.И., Григорьев Д.С., Климов В.Ю., Латышева М.В., Киселев П.Ю. Подход к оценке ресурсного потенциала и дальнейшей разработке неструктурных ловушек в условиях ограниченности данных на примере ачимовской толщи Западной Сибири. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2021;6(3):52–60. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-52-60>

Статья поступила в редакцию 25.06.2021  
Принята к публикации 29.07.2021  
Опубликована 29.09.2021

A NOVEL APPROACH TO RESOURCE POTENTIAL ESTIMATION AND FIELD DEVELOPMENT OF NON-STRUCTURAL TRAPS WITH LIMITED DATA: A CASE STUDY OF ACHIMOV FORMATION IN WESTERN SIBERIA

Daria I. Zhigulina\*, Dilyara I. Mingazova, Denis S. Grigoriev, Vladimir Yu. Klimov,  
Mariya V. Latysheva, Pavel Yu. Kiselev  
Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Zhigulina.DI@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The West Siberian basin which is one of the main oil and gas regions of Russia is characterized not only by classical structural traps but also by extremely complex geological objects of Achimov sequence. Thereby, it is quite difficult to evaluate perspectives of license areas within which we can discover those Achimov type of deposits, especially at regional stage exploration in terms of a complete absence of 3D seismic data and uneven coverage of area by 2D seismic surveys.

**Aim.** This article is devoted to the methodology description for probabilistic assessment of the resource base of non-structural traps in the Achimov strata in areas with different 2D-seismic exploration degree.

**Materials and methods.** The methodology based on the “density” method which in relation to the evaluated area uses statistics of estimated parameters and number of bodies in the field analogs. The general line of this paper is how to use this methodology for resource base evaluation in the zones of Achimov deposits intersection as the most promising from the point of further development.

**Results.** As part of the project evaluation according to the proposed approach, the resource base was divided into components — resources of objects in areas of possible intersection and resources of single, non-intersecting objects.

**Conclusions.** It provides an opportunity to spot and conduct a technical and economic assessment of previously uneconomic reservoirs.

**Keywords:** non-structural traps, lithological traps, Achimov sequence, resource appraisal, gCoS, uncertainty, analogues, resources

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

**For citation:** Zhigulina D.I., Mingazova D.I., Grigoriev D.S., Klimov V.Yu., Latysheva M.V., Kiselev P.Yu. A novel approach to resource potential estimation and field development of non-structural traps with limited data: a case study of Achimov formation in Western Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):52–60. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-52-60>

Manuscript received 25.06.2021

Accepted 29.07.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

При оценке активов на поисковом этапе инженеры-нефтяники уделяют все больше внимания «неклассическим» объектам изучения, к примеру, таким как ачимовская толща (АТ). Это обусловлено как высокой степенью выработки традиционных залежей, сосредоточенных в структурных поднятиях и характеризующихся коллектором с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), так и прогрессом в нефтяной отрасли в целом. Объекты ачимовской толщи, несмотря на сложное геологическое строение, обладают высоким ресурсным потенциалом.

При наличии качественных данных СРР 3D задача выделения форм, характерных для конусов выноса, решена достаточно давно, полученные решения успешно применяются на практике. Однако на большинстве участков, предлагаемых к лицензированию, данные СРР 3D зачастую отсутствуют либо съемкой покрыта незначительная часть площади, что не позволяет сделать качественный прогноз распространения интересующих тел.

В подобных случаях оценка ресурсной базы зачастую ведется плотностным методом, при котором определяется площадь, на которую приходится одно тело на участках-аналогах, и в зависимости от площади оцениваемого участка рассчитывается потенциально ожидаемое количество тел. Данная методика позволяет выявить возможный диапазон вариации объема ресурсов на площади, но не позволяет спрогнозировать размеще-

ние тел в пределах участка и, как следствие, корректно спланировать разработку, рассчитать затраты на обустройство и эксплуатацию. Кроме того, при данном подходе растут капитальные затраты, так как в этом случае выполняется бурение отдельного фонда скважин на каждую ловушку. По результатам расчетов, проведенных на геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) одного из активов компании, было определено, что полномасштабная разработка на данном участке рентабельна только в зонах со значением кН больше 20 мД·м. При средней проницаемости отложений АТ в данном районе 1 мД для рентабельного вовлечения в разработку среднее значение нефтенасыщенной толщины (ННТ) должно составлять не менее 20 м. Детально проанализировав имеющиеся данные по участку, можно сделать следующие выводы:

- если рассматривать каждую клиноформу в отдельности — непарные ловушки, то зоны с рентабельными кН для пласта составляют около 5% от площади распространения клиноформы;
- если рассматривать суммарную карту ННТ в пределах двух клиноформенных пластов — парные ловушки, то зона рентабельных кН значительно увеличивается и составляет 17% (рис. 1).

В зависимости от проекта геолого-экономической оценки (ГЭО) природо может быть разным, но, очевидно, в зонах пересечения клиноформ их толщины могут компенсироваться (рис. 2).

Для формирования экономически рентабельной системы разработки участка

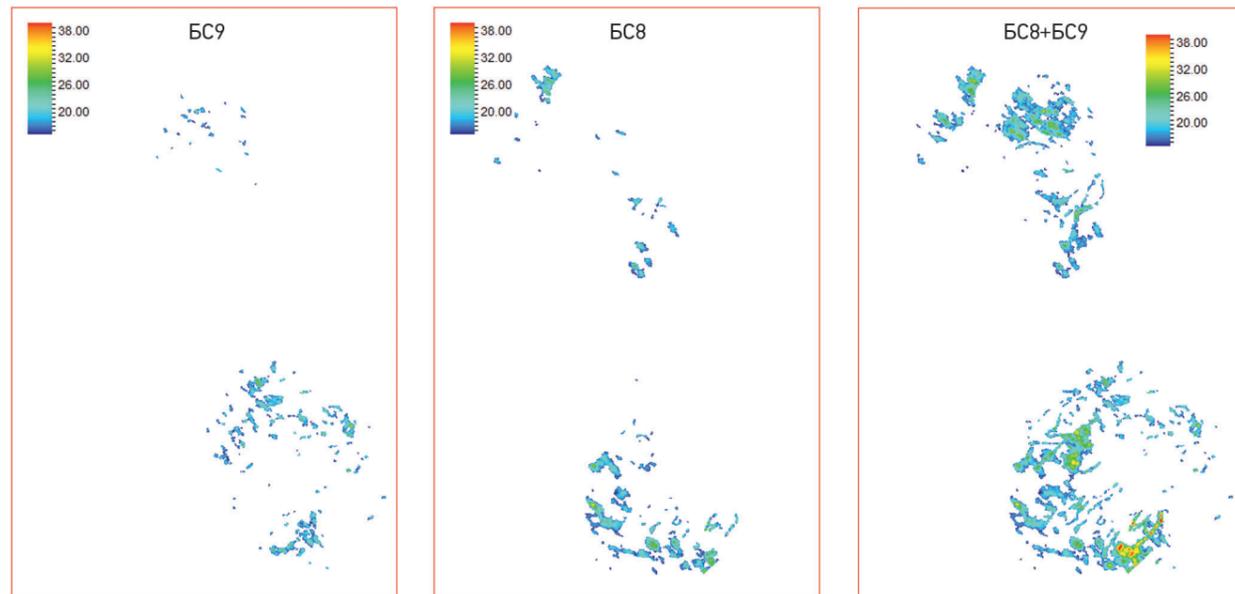


Рис. 1. Карты kH с отсечкой 20 мД·м. Составлено авторами  
 Fig. 1. Permeability-height (kH) map with a 20 mD·m cut-off. Made by authors

в Салымском нефтегазоносном районе в пределах Фроловской мегавпадины авторами разработана методика оценки ресурсной базы АТ с учетом возможных пересечений конусов выноса, находящихся в различных клиноциклитах, в случае отсутствия на участке данных СРР 3D.

#### КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗУЧАЕМОМ ОБЪЕКТЕ

Согласно современным представлениям неокомские отложения формировались в результате бокового недокомпенсированного заполнения осадочного бассейна. Привнос осадков осуществлялся с юго-востока и востока через континентальную аккумулятивную равнину, в этом же направлении происходило наращивание мощностей клиноформных комплексов. По обстановке осадконакопления рассматриваемый участок и месторождения-аналоги относятся к раннемеловому эпиконтинентальному морскому бассейну с небольшими глубинами (до 400 м). Для такого бассейна характерно наличие многочисленных уступов (террас), своего рода «бровок шельфа», ниже которых за счет сноса материала распределительными каналами (палеоруслуями) происходило поступление обломочного материала к подножию и формировались конусы выноса [1].

В соответствии с трехчленным строением клиноформных пластов неокома, согласно терминологии сейсмической стратиграфии, залежи в отложениях ачимовской толщи могут быть связаны с орто- (склон) и фондоформенными (глубоководные отложения) частями [2, 3].

Учитывая тот факт, что в отсутствие данных СРР 3D невозможно оценить перспективы склоновой части, которые преимущественно связаны с каналами мутьевых потоков, подводными песчаными канала-

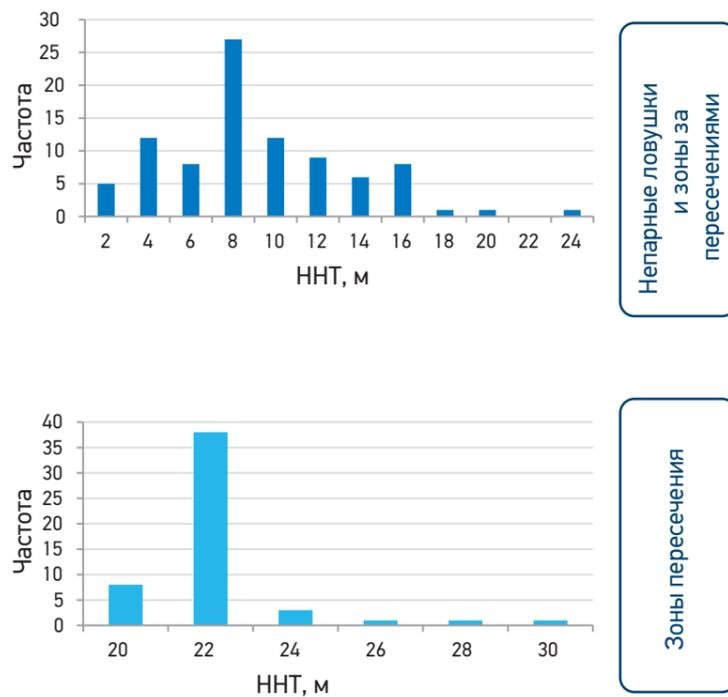


Рис. 2. Распределение значения средних значений ННТ одиночных ловушек и зон пересечения ловушек. Составлено авторами  
 Fig. 2. Average net sand distribution for the single plays and their overlapping zones. Made by authors

ми и оползнями на структурных террасах, а также выдвинуть предположения об их наличии/отсутствии, формах, типах, размерах и размещении в пространстве, предлагается применять нижеописанную методику к ловушкам глубоководной части — конусам выноса [4].

После определения возможного количества конусов выноса в пределах фондоформенной части каждого из циклитов плотностным методом может быть рассчитана ресурсная база каждого конуса с формированием системы разработки на каждый конус как на отдельный эксплуатационный объект. В большинстве случаев при таком подходе разработка оказывается нерентабельной, и встает вопрос об исключении данных объектов, так как средние эффективные нефтенасыщенные толщины по ним меньше необходимых минимально рентабельных толщин (МРТ) [5]. При более детальном рассмотрении данного вопроса можно заметить, что порядка 50% перспективных зон в реальной геологической ситуации приурочено к областям перекрытия двух фондоформенных частей различных клиноформ. Следовательно, предполагая наличие зон пересечения на рассматриваемом участке и сконцентрировав разработку в местах перекрытия фондоформенных частей, можно более обоснованно подойти к разработке имеющихся ресурсов и на предварительном этапе выделить потенциальные «sweet spots», исключая заведомо нерентабельные площади. Предлагаемый подход является доработкой стандартного плотностного метода, при этом позволяет

учесть шанс и долю возможного пересечения ловушек в зонах перекрытия клиноформ. Пример возможной реализации данного алгоритма приведен на рис. 3.

**ОБЪЕКТЫ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ОБЛАДАЮТ ВЫСОКИМ РЕСУРСНЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ. В ОТСУТСТВИЕ ДАННЫХ СРР 3D ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА, УЧИТЫВАЮЩАЯ ФАКТ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ЛОВУШЕК В ЗОНАХ ПЕРЕКРЫТИЯ, ПОЗВОЛЯЕТ РАЦИОНАЛЬНО ПОДОЙТИ К РАЗРАБОТКЕ.**

#### ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА

В рамках предлагаемого метода первоначально оценивалась ресурсная база каждой ловушки объемным методом без учета возможных пересечений. Далее расчет производился по следующему алгоритму:

- Шаг 2.1. На предварительном этапе было определено, в каких пластах лопасти могут пересекаться. Для этого по имеющимся данным СРР 2D были определены точки перегиба клиноформ — бровка шельфа и подножие склона, после чего были построены схемы развития фондоформенных частей рассматриваемых клиноциклитов. В зонах пересечения двух клиноформ были выделены возможные потенциальные области для дальнейшего изучения (рис. 4).
- Шаг 2.2. Так как выделенные на шаге 2.1 зоны пересечения фондоформ не говорят о том, какое потенциальное количество лопастей может пересекаться,



Рис. 3. Предлагаемая схема расчета ресурсной базы. Составлено авторами  
 Fig. 3. The proposed scheme of reserves estimation. Made by authors

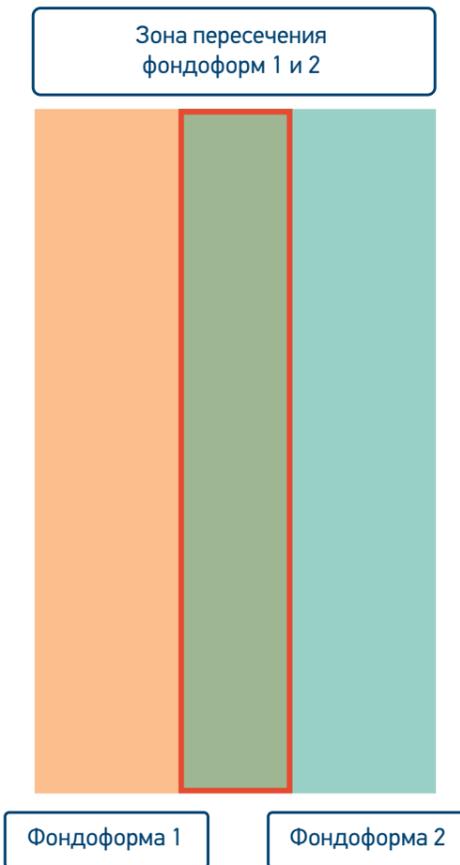


Рис. 4. Принципиальная схема выделения области пересечения фондоформ. Составлено авторами  
Fig. 4. Scheme of the selection of the fondoform's overlapping zone. Made by authors

рассчитанные конусы в каждом клиноциклите были геометрически размещены в фондоформенной части. В рамках расчета предполагалось, что конусы вытянуты вдоль подножия склона по аналогии с ближайшими месторождениями. Далее были выделены пары: пара состоит из двух ловушек, каждая в своем клиноциклите, которые потенциально могут пересекаться друг с другом. Оставшиеся ловушки в каждом клиноциклите заведомо считаются непарными и не могут пересекаться с другими ловушками. На рис. 5 приведена принципиальная схема такого размещения ловушек, где оранжевые и зеленые круги — ловушки клиноформы 1 и клиноформы 2 соответственно.

- Шаг 2.3. Потенциально пересекающимся ловушкам задавались два дополнительных параметра — вероятность пересечения ловушек и возможная доля их пересечения. Вероятность пересечения является независимым параметром, выпадает равным единице (в дискретном распре-

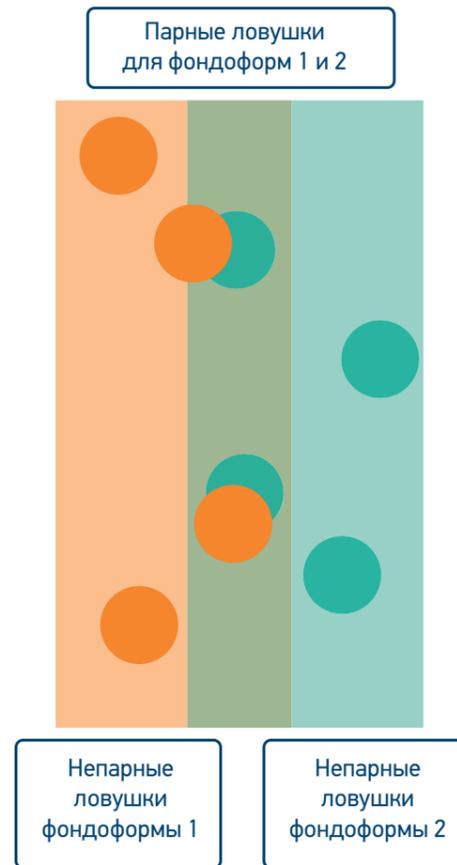


Рис. 5. Пример размещения ловушек в области пересечения фондоформ. Составлено авторами  
Fig. 5. Example of traps location in the fondoform's overlapping zone. Made by authors

лении 1 или 0) в 70 % случаев и обоснована по данным месторождений-аналогов (рис. 6 а).

Согласно имеющейся статистике (рис. 6 б) доля площади, где парные ловушки могут пересекаться, не зависит от площади каждой из ловушек, носит случайный характер и, соответственно, задается равномерным распределением. Доля возможного пересечения умножается на исходную площадь каждой рассматриваемой ловушки в паре. Для расчета РБ области пересечений случайным образом выбирается одна из получившихся площадей. Если выбранная площадь пересечения окажется больше, чем минимальная площадь любой из двух ловушек, то предполагается, что пересечение полное, и площадь пересечения принимается равной площади ловушки.

В результате рассчитывается РБ для каждой из ловушек внутри и вне области пересечения. В случаях, если одна из ловушек неуспешна либо успешны обе, но шанс пересечения равен нулю, то РБ таких ловушек считается независимо.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате расчета получается 6 слагаемых общей РБ с вероятностями P10–P50–P90 (рис. 7):

- РБ одиночных ловушек (изначально не объединенных в пары) —  $Q_{single}$ ;
- РБ всей зоны пересечения —  $Q_{cross}$ ;
- РБ потенциальных парных ловушек в случае геологического успеха (ГУ) только одной из них —  $Q_{any}$ ;
- РБ парных ловушек в случае их выпадения, но не пересечения —  $Q_{separate}$ ;
- РБ в области пересечения для двух ловушек —  $Q_{in}$ ;
- РБ в оставшихся площадях этих ловушек (общая площадь каждой ловушки за вычетом рассчитанной площади пересечения в каждом случае) —  $Q_{out}$ .

Для того чтобы подкрепить тезис о необходимости расчета РБ ачимовских залежей с учетом потенциальных пересечений, был выполнен синтетический расчет двух возможных сценариев расположения ловушек относительно друг друга (с пересечением и без) с размещением фонда скважин. Для расчета использовались одинаковые входные данные пористости, насыщенности, проницаемости, но различные гистограммы распределения ННТ, так как при сравнении распределения средних значений ННТ с месторождениями-аналогами отмечено увеличение среднего значения. Сравнение ключевых показателей разработки приведено на рис. 8 б.

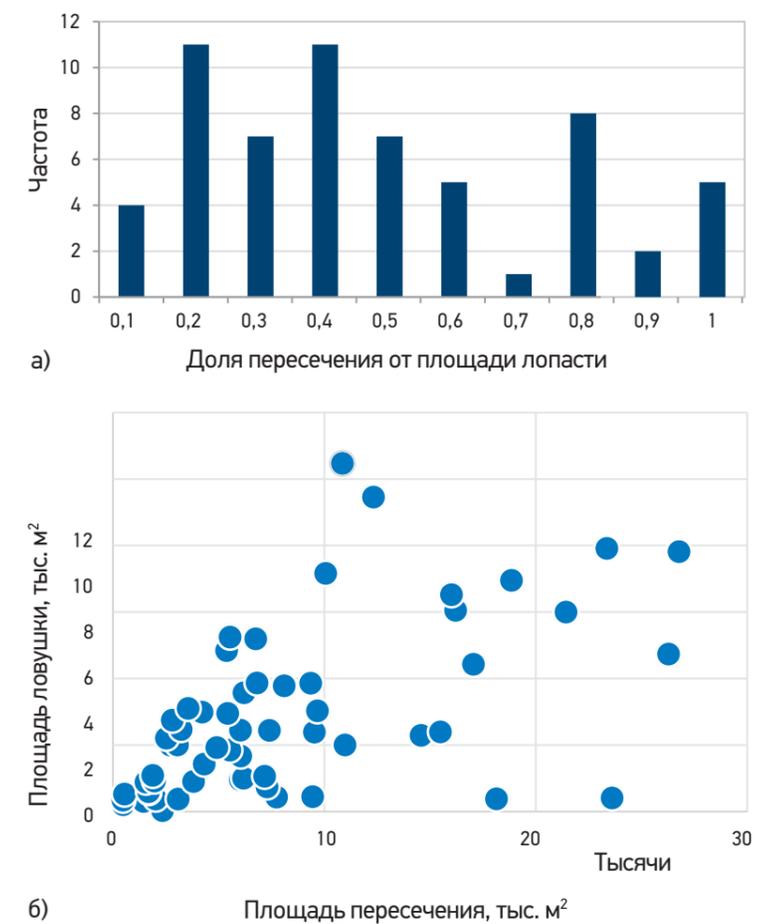


Рис. 6. Статистика по доле и площади пересечения объектов (согласно данным месторождения-аналога). Составлено авторами  
Fig. 6. Percentage and area of sand bodies overlapping (according to the data from the neighboring field). Made by authors

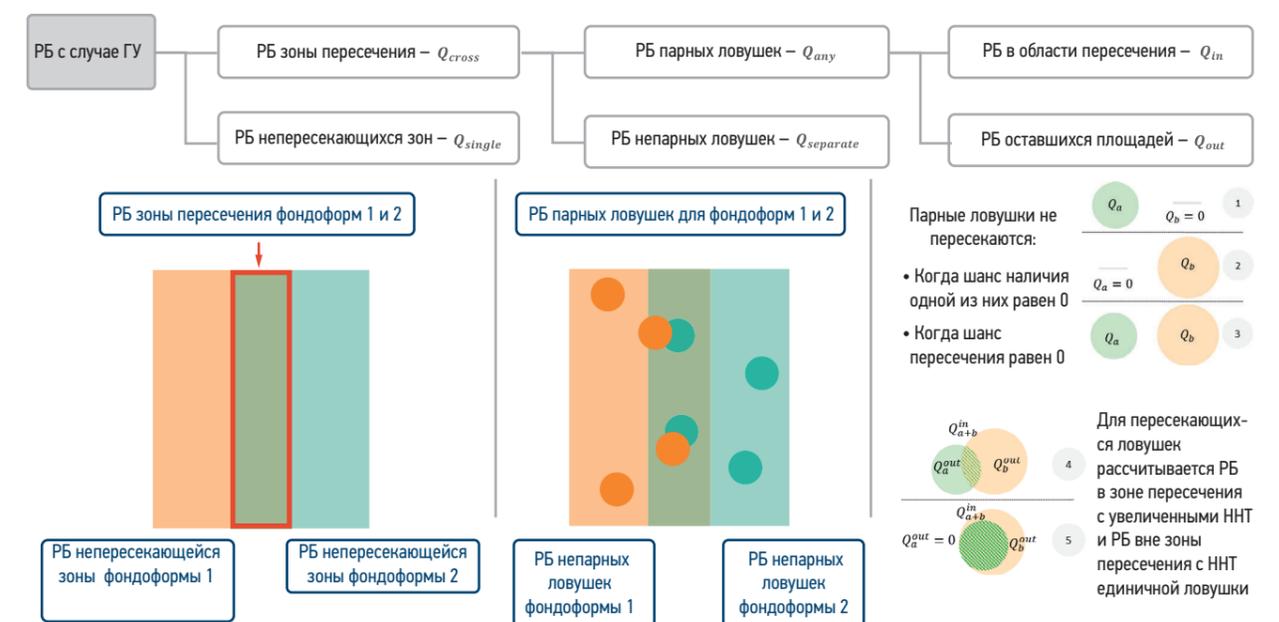


Рис. 7. Схема составляющих частей итоговой ресурсной базы участка. Составлено авторами  
Fig. 7. Proposed reserves estimation approach schematically shown by key components. Made by authors

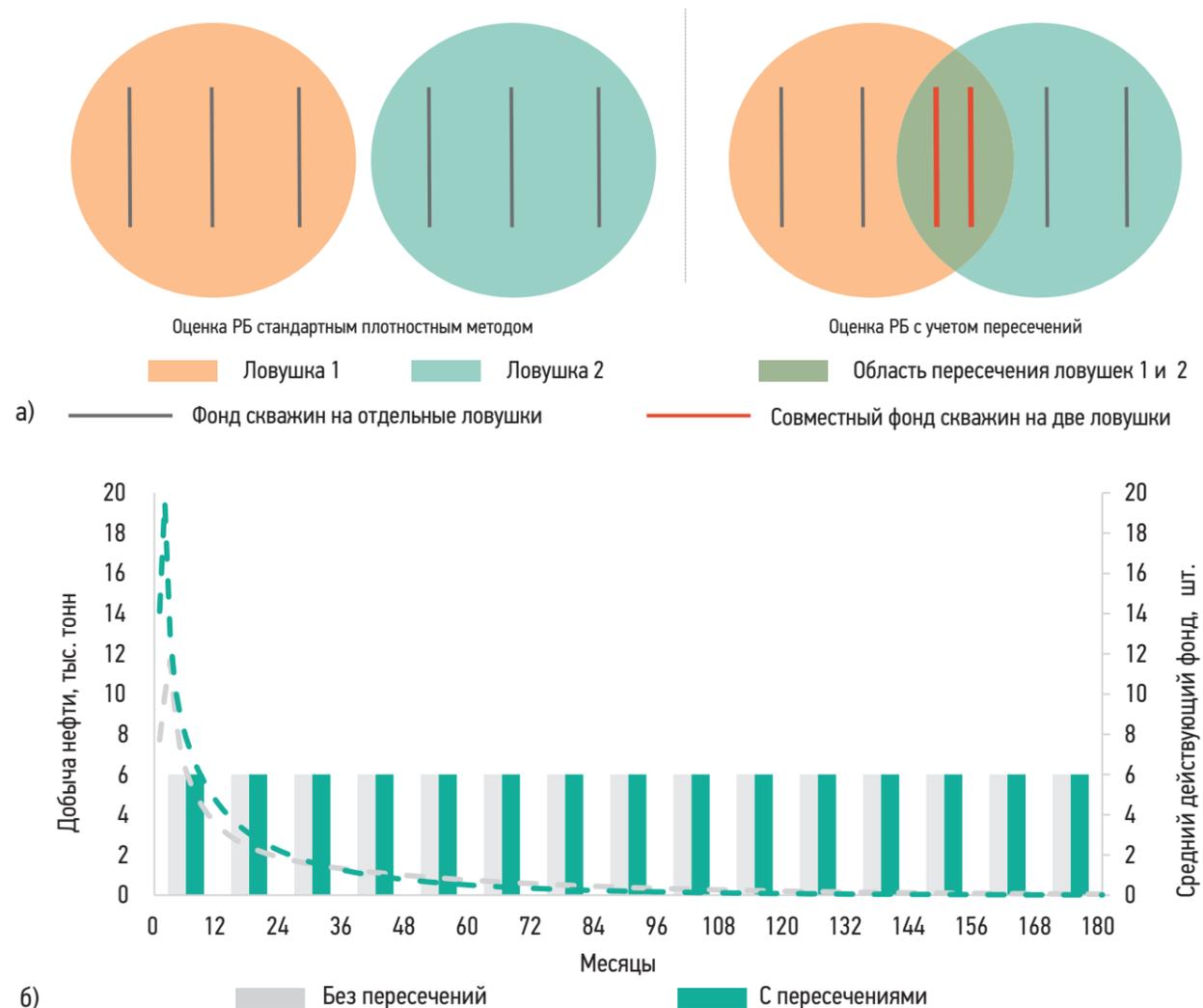


Рис. 8. Пример оценки влияния пересечений на показатели разработки.

а) Расположение залежей с расстановкой фонда скважин в двух сценариях.

б) Сопоставление прогнозных показателей разработки двух возможных сценариев расчета РБ. Составлено авторами

Fig. 8. The example of impact evaluation of overlapping on the development parameters.

а) Deposit location with well placement for two possible scenarios.

б) Oil production and number of wells comparison for two possible scenarios. Made by authors

Таким образом, при сохранении объема геологических запасов углеводородов, затрат на обустройство кустовой площадки и объема бурения эксплуатационных скважин алгоритм расчета РБ, предложенный авторами, существенно превосходит алгоритм без учета фактора пересечения как по добычным характеристикам, так и, очевидно, с экономической точки зрения. Стоит отметить, что на основании значительного накопленного опыта оценки экономической эффективности разработки ачимовских залежей можно с уверенностью говорить о важности апробации описанного подхода с целью формирования предпосылок для принятия более взвешенных инвестиционных решений.

## ВЫВОДЫ

Подобный иерархичный подход к расчету объема ресурсной базы позволяет выделить в первую очередь тот объем запасов, который приходится на потенциальные для разработки площади, в пределах которых могут существовать пары пересекающихся ловушек. В дальнейшем такие пары могут быть с высокой вероятностью объединены в один объект разработки с помощью бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта. Технологическая возможность такого сценария подтверждается данными о разработке с ближайшего месторождения-аналога. Таким образом, последующий

выбор оптимальной системы разработки месторождения будет сосредоточен преимущественно в этих зонах, так как существующие геологические (низкие ФЕС и эффективные ННТ) и экономические

(стоимость скважины, удельные затраты на ее минимальное обустройство) ограничения, очевидно, снижают привлекательность отдельных залежей ачимовской толщи.

## Список литературы

1. Шпильман А.В. и др. Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа — Югры». — Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2007. — 181 с.
2. Закревский К.Е., Нассонова Н.В. Геологическое строение клиноформ неокома Западной Сибири. — Тверь: Изд-во ГЕРС, 2012. — 79 с.
3. Жарков А.М. Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2016. — Т. 11. — № 4.
4. Трушкова Л.Я., Игошкин В.П. Клиноформы как региональные нефтегазоносные объекты, закономерности размещения и прогноз в них литологических резервуаров // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — № 3.
5. Наугольнов М.В. и др. Концептуальное проектирование разработки как инструмент изучения актива на примере ачимовских отложений Салымской группы месторождений // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 2. — С. 62–67.

## References

1. Shpilman A.V. et al. Atlas "Geologicheskoye stroeniye i neftegazonosnost' neokomskogo kompleksa Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga — Yugry" [Atlas "Geological structure and oil and gas potential of the Neocomian complex of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra"]. Yekaterinburg: Publishing house NaukaServis, 2007. 181 p. (In Russ.)
2. Zakrevsky K.E., Nassonova N.V. Geologicheskoye stroeniye klinoform neokoma Zapadnoy Sibiri. [Geological structure of neocomian clinoforms in Western Siberia]. Tver: Publishing house GERS, 2012. 79 p. (In Russ.)
3. Zharkov A.M. Features of the geological structure and forecast of the distribution of hydrocarbon deposits in the Achimov strata of Western Siberia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i praktika [Oil and gas geology. Theory and practice]*. 2016, vol. 11, no. 4. (In Russ.)
4. Trushkova L.Ya., Igoshkin V.P. Clinoforms as regional oil and gas objects, distribution patterns and forecast of lithological reservoirs in them. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i praktika [Oil and gas geology. Theory and practice]*. 2008, no. 3. (In Russ.)
5. Naugolnov M.V. et al. Conceptual design of development as a tool for studying an asset on the example of the Achimov deposits of the Salym group of fields. *Neftyanoye khozyaystvo [Oil industry]*. 2018, no. 2, pp. 62–67. (In Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTION

**Д.И. Жигулина** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.И. Мингазова** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

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

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

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

**Daria I. Zhigulina** — combined rocks materials 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.

**Dilyara I. Mingazova** — combined rocks materials 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.

**Denis S. Grigoriev** — combined rocks materials 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.

**Vladimir Yu. Klimov** — combined rocks materials 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.

**Mariya V. Latysheva** — combined rocks materials 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.

**Pavel Y. Kiselev** — combined rocks materials 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

**Дарья Игоревна Жигулина\*** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Zhigulina.DI@gazpromneft-ntc.ru

**Диляра Ильдаровна Мингазова** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Akhmetzyanova.DI@gazpromneft-ntc.ru

**Денис Сергеевич Григорьев** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Grigorev.DSer@gazpromneft-ntc.ru

**Владимир Юрьевич Климов** — директор программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Klimov.VYu@gazpromneft-ntc.ru

**Мария Владимировна Латышева** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Latysheva.MV@gazpromneft-ntc.ru

**Павел Юрьевич Киселев** — руководитель программ оценки активов, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Kiselev.pyu@gazpromneft-ntc.ru

**Daria I. Zhigulina\*** — Project manager, LLC "Gazpromneft STC",  
75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Zhigulina.DI@gazpromneft-ntc.ru

**Dilyara I. Mingazova** — Chief specialist, LLC "Gazpromneft STC",  
75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Akhmetzyanova.DI@gazpromneft-ntc.ru

**Denis S. Grigoriev** — Chief specialist, LLC "Gazpromneft STC",  
75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Grigorev.DSer@gazpromneft-ntc.ru

**Vladimir Yu. Klimov** — Account manager international and non-operated assets, LLC "Gazpromneft STC",  
75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Klimov.VYu@gazpromneft-ntc.ru

**Mariya V. Latysheva** — Chief specialist, LLC "Gazpromneft STC",  
75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Latysheva.MV@gazpromneft-ntc.ru

**Pavel Y. Kiselev** — Head of project evaluation programmes, LLC "Gazpromneft STC",  
75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Kiselev.pyu@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИИ ДОРАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖИ НА ОСНОВЕ МЕТОДА «ЦЕННОСТИ ИНФОРМАЦИИ (VOI)»

**К.С. Григорьев<sup>1\*</sup>, А.В. Рошин<sup>1</sup>, К.С. Тельнова<sup>1</sup>, Р.М. Валиев<sup>2</sup>, А.М. Стольников<sup>2</sup>, А.А. Кропачев<sup>2</sup>, А.С. Коптелов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург  
<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Ханты-Мансийск

**Электронный адрес:** Grigoryev.KS@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Для проектов, находящихся на этапах поиска и оценки, оптимально сформированная стратегия геологоразведки создает значительную часть ценности. В работе приведен пример решения следующих задач: определение целесообразности доразведки залежи путем разведочного бурения; оценка ценности от бурения одной и более скважин; выбор оптимального местоположения разведочных скважин и последовательности бурения. Для этого авторами выполнена модификация метода Vol (Value of Information).

**Материалы и методы.** Проведено комплексное вероятностное моделирование, включающее все неопределенности и ограничения, как геологические, так и технико-технологические. На первом этапе расчетов сформированы три равновероятные геологические концепции. В рамках каждой концепции выполнено вероятностное геологическое моделирование, выбраны реализации моделей, соответствующие величинам запасов P10, P50 и P90. На основе каждой из полученных девяти геологических моделей проведен детальный расчет разработки и экономики. За минимальную единицу расчета принят куст скважин и соответствующий ему район заложения разведочной скважины. В работе введено понятие остаточной неопределенности после доразведки. На основе модифицированного метода Vol сформирован «динамический» (т.е. меняющийся в зависимости от порядка бурения разведочных скважин) рейтинг районов для доразведки, что способствовало максимальному снятию остаточных неопределенностей. Также авторами предложена стратегия доразведки, включающая в себя необходимое и достаточное количество скважин и порядок их бурения; создано дерево решений в зависимости от успеха или неуспеха бурения каждой последующей скважины.

**Результаты.** Использование метода Vol позволило решить все поставленные задачи и получить оценки в денежном выражении, что упростило принятие решений. В результате работы сформирована программа бурения двух разведочных скважин, снижающая неопределенность на 90% относительно исходного значения.

**Заключение.** Разработанный метод может применяться как на месторождениях, уже находящихся на стадии разведки, так и на новых перспективных залежах с целью формирования стратегии их изучения.

**Ключевые слова:** Vol, ценность информации, разведочное бурение, программа ГРП, стратегия ГРП

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

**Благодарности:** авторы выражают благодарность В.А. Орлову, директору программ по развитию продуктов, подразделение «Традиционные запасы», Научно-Техническому Центру «Газпром нефти» за ценные советы по практическому использованию метода Vol.

**Для цитирования:** Григорьев К.С., Рошин А.В., Тельнова К.С., Валиев Р.М., Стольников А.М., Кропачев А.А., Коптелов А.С. Формирование стратегии доразведки залежи на основе метода «ценности информации (Vol)». ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(3):61–70. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-61-70>

Статья поступила в редакцию 27.04.2021

Принята к публикации 23.06.2021

Опубликована 29.09.2021

## THE APPLICATION OF VOI METHOD TO SHAPE A STRATEGY OF ADDITIONAL EXPLORATION

**Konstantin S. Grigoryev<sup>1\*</sup>, Andrey V. Roshchin<sup>1</sup>, Kseniya S. Telnova<sup>1</sup>, Rinat M. Valiev<sup>2</sup>, Alexey M. Stolnikov<sup>2</sup>, Anton A. Kropachev<sup>2</sup>, Alexandr S. Koptelov<sup>2</sup>**

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

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

**E-mail:** Grigoryev.KS@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** An optimal exploration strategy creates a significant share in value of project on exploration stage. The paper describes an example of solving the following tasks: determining the feasibility of additional exploration drilling; evaluating the value of drilling of one or more exploration wells; determining the optimal placement for exploration wells and drilling order. Authors presenting the modification of Vol (Value of Information) method and its application.

**Materials and methods.** Complex probabilistic models were created summarizing main uncertainties and limitations, both geological, technical and technological. At the first stage three equiprobable geological concepts were made. For each concept probabilistic geological modelling was proceeded and then realizations corresponding to values of reserves P10, P50, and P90 were selected. Further, detailed production forecasts and economic

estimates were performed. The analysis used the well pad and the corresponding area for exploration drilling as a unit of calculation. In the article the authors introduced the concept of remaining uncertainty. Application of modified Vol method allowed to form 'dynamic' (i.e. depending on exploration wells drilling order) range of areas for additional exploration which provide the best decrease of remaining uncertainty. An additional exploration strategy has been formed, which includes the necessary and sufficient number of wells and their drilling order. A decision tree was created depending on the success or failure of each subsequent exploration well.

**Results.** The use of the modified Vol approach made it possible to achieve the objectives and obtain economical estimates, all of which combined to facilitate the adoption of decisions. As a result, a program for two exploration well drilling was created which would reduce the uncertainty by 90% from its initial value.

**Conclusions:** The adopted Vol method could be applied to fields at the stage of additional exploration as well as to fields at early exploration stage to develop an exploration drilling strategy.

**Keywords:** value of information, Vol, exploration drilling, exploration well, exploration strategy

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

**Acknowledgments:** the authors express gratitude to V.A. Orlov, director of product development programs, conventional reserves dept., Gazpromneft STC, for valuable advices in practical use of Vol.

**For citation:** Grigoryev K.S., Roshchin A.V., Telnova K.S., Valiev R.M., Stolnikov A.M., Kropachev A.A., Koptelov A.S.: The application of voi method to shape a strategy of additional exploration. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):61–70. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-61-70>

Manuscript received 27.04.2021

Accepted 23.06.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время значительную часть новых активов добывающих компаний составляют сложные, с позиций геологии и организации работ, месторождения. В таких условиях критерии экономической целесообразности имеют все большее значение, что приводит к необходимости портфельного управления проектами и максимизации отдачи от инвестиций уже на этапе ГРП. Одним из явлений оптимизации мероприятий в условиях неопределенностей является метод Vol (Value of Information).

Перед авторами статьи стояла задача определения стратегии доразведки неразработываемой залежи, а именно выбор местоположения разведочных скважин, их количество и очередность бурения. Для этих целей авторами введены понятия «ценность доразведки» и «остаточная неопределенность». Для данных понятий определены математические формулы. На основе модифицированного подхода Vol сформированы стратегия доразведки и дерево принятия решений.

## ПРЕДПОСЫЛКИ ПОДХОДА

Исследуемая залежь расположена в восточной части Кондинского района Ханты-Мансийского АО на двух лицензионных участках (ЛУ) — Западно-Зимнем и Зимнем. Производственная деятельность ведется в усло-

виях действия двух различных налоговых систем (ДНС и НДС), что существенно влияет на экономические показатели. На указанных ЛУ расположен поселок Болчары и протекает р. Конда, территория преимущественно заболочена, что ограничивает возможности выбора местоположения для любых площадных сооружений — от объектов инфраструктуры до кустовых площадок и скважин поисково-разведочного бурения. Исследуемая залежь является частью действующего кластера, центром которого является месторождение им. Александра Жагрина. Плановое строительство общих для кластера площадных объектов инфраструктуры накладывает дополнительные ограничения на добычу, связанные с их пропускной способностью.

С геологической точки зрения залежь представлена отложениями мелового периода — терригенными пластами АС10–АС12 глубоководно-морского генезиса. В условиях недостаточной изученности скважинными данными основные неопределенности строения залежи связаны как с концептуальным представлением (стратиграфия и линзование, влияние тектоники), так и с техническими ограничениями методов изучения (разрешающая способность сейсморазведочных работ (СРР), погрешность структурных построений и точность прогноза эффективных толщин).

Исходя из вышеперечисленных особенностей оказалось невозможным запланировать доразведку залежи, нацеленную исключительно на снижение геологиче-

ских неопределенностей, классическими подходами. Спорными вопросами оказались не только количество и местоположение планируемых скважин на этапе ГРП, но даже сама целесообразность доразведки. Необходимо было оценить и повысить ценность принимаемых решений, для чего и был использован подход Vol, в основе которого лежит вариативное интегрированное моделирование: от геологических сценариев к разработке, инфраструктуре и экономике.

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ — ОСНОВА УЧЕТА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

В процессе изучения залежей было предложено три равновероятные геологические концепции (рис. 1). В рамках каждой концепции выполнено вероятностное геологическое моделирование (по 300 реализаций). Основные неопределенности установлены на основании анализа чувствительности запасов к заданным вариациям параметров расчета. В результате в рамках каждой геологической концепции создано по 3 геологические модели, соответствующие величинам запасов нефти в вариантах P10, P50, P90. На основе каждой из девяти вариативных геологических моделей проведен дательный расчет разработки и экономики. Минимальный элемент расчета экономики — инвестиционный проект на куст эксплуатационных скважин.

Принципиальное различие геологических концепций заключается в наличии/отсутствии тектонического экранирования части залежи в районе скважины № 4, а также в возможных альтернативных вариантах корреляции стратиграфических единиц по ГИС и СРР.

В рамках геологической концепции № 1 рассмотрен сценарий единого ВНК залежи в пределах каждого пласта. Использован один из возможных вариантов стратиграфического расчленения, при котором несоответствие флюиальных контактов в скважинах месторождения им. А. Жагрина и рассматриваемой залежи объяснено наличием литологических границ.

**МЕТОДИКА VOI МОЖЕТ БЫТЬ ФОРМАЛИЗОВАНА В ВИДЕ МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ, ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, ОНА ЛЕГКО ТИРАЖИРУЕТСЯ, ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ДОРАЗВЕДКИ И СФОРМИРОВАТЬ ОПТИМАЛЬНУЮ ПРОГРАММУ.**

В рамках геологической концепции № 2 рассмотрен альтернативный вариант стратиграфического расчленения. Несоответствие флюиальных контактов в скважине № 4 объяснено наличием тектонического нарушения. Залежи имеют блочное строение с разными уровнями ВНК.

Геологическая концепция № 3 схожа с концепцией № 2, однако в ней использован

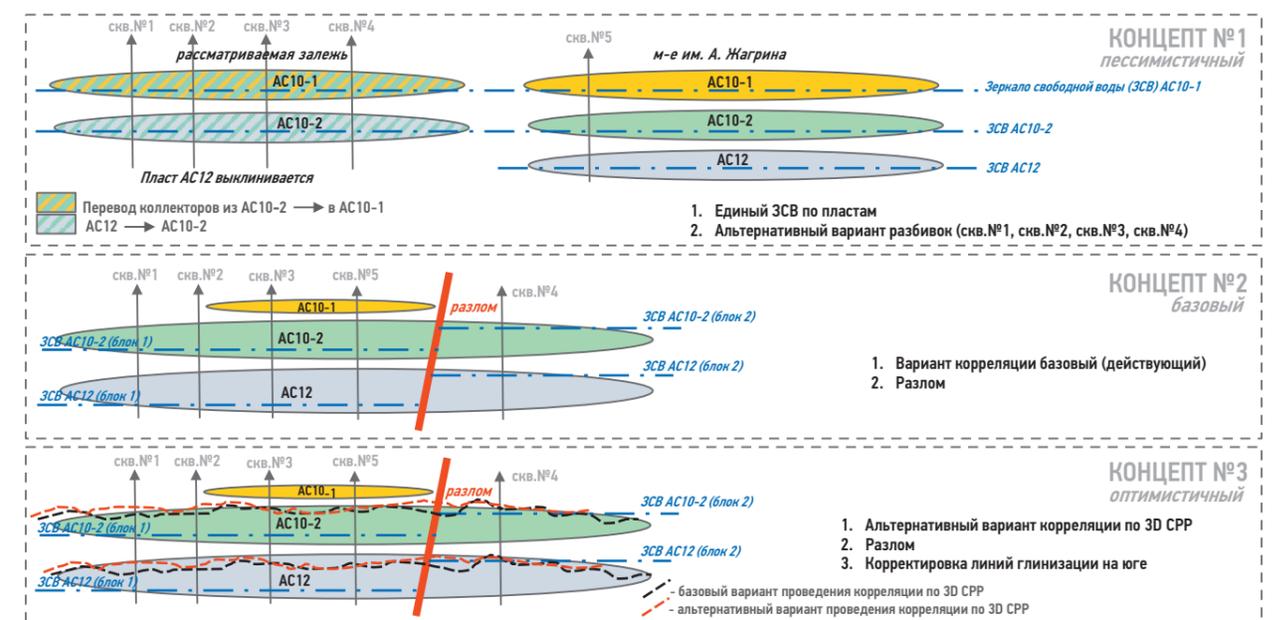


Рис. 1. Характеристика геологических концептов для расчета Vol. Составлено авторами  
Fig. 1. Geological concepts used for Vol calculation. Compiled by the authors

альтернативный вариант проведения корреляции отражающих горизонтов по данным СРР 3D, что возможно при существующей неоднозначности выбора фазы при сейсмической корреляции.

На рис. 2 представлены карты плотности запасов по каждой из геологических концепций, соответствующие реализациям P10, P50 и P90.

### VOI, ЦЕННОСТЬ ДОРАЗВЕДКИ И ОСТАТОЧНАЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ

Ценность информации от планируемого мероприятия определяется уравнением:

$$VoI = EMV_{wi} - EMV_{woi}, \quad (1)$$

где  $VoI$  — это ценность информации,  $EMV_{wi}$  — ожидаемая денежная стоимость проекта с информацией (с учетом затрат на ее

получение),  $EMV_{woi}$  — ожидаемая денежная стоимость проекта без информации. Ожидаемая денежная стоимость проекта без информации и с информацией определяется по формулам:

$$EMV_{woi} = \text{Max}(\sum p_i \cdot NPV_i, NPV_{rwoi}) \quad (2)$$

где  $p_i$  — вероятность исхода  $i$ ,  $NPV_i$  — стоимость проекта при исходе  $i$ ,  $NPV_{rwoi}$  — стоимость выхода из проекта без получения информации.

$$EMV_{wi} = P_+ \cdot \text{Max}(\sum p_{i+} \cdot NPV_i, NPV_{rwi}) + P_- \cdot \text{Max}(\sum p_{i-} \cdot NPV_i, NPV_{rwi}) \quad (3)$$

где  $P_+$  и  $P_-$  — вероятности «успешного» и «неуспешного» исхода соответственно. В данной работе минимальной экономической единицей является куст эксплуатационных скважин, поэтому EMV проекта можно расписать следующим образом:

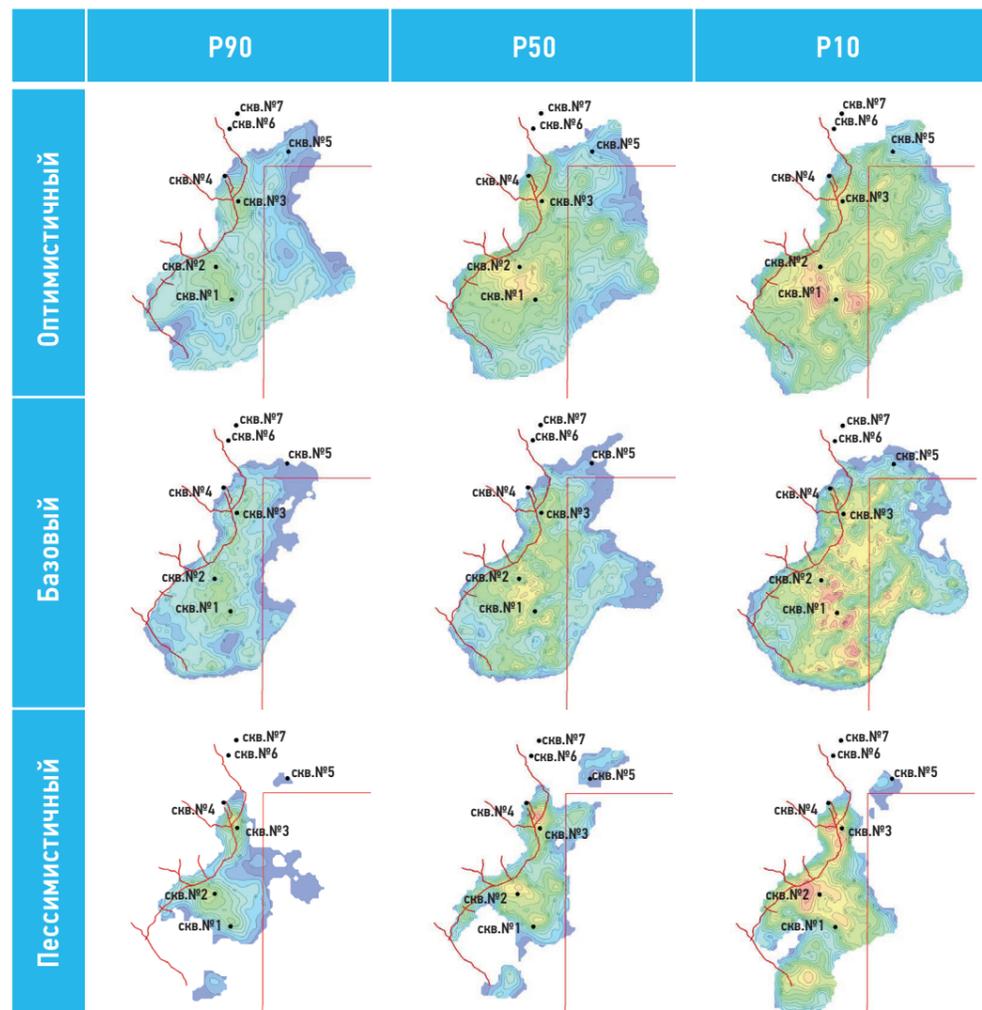


Рис. 2. Матрица вариантов геологических моделей залежи. Составлено авторами  
Fig. 2. The matrix of geological models. Compiled by the authors

### СКРИНИНГ КП ПОД ДОРАЗВЕДКУ

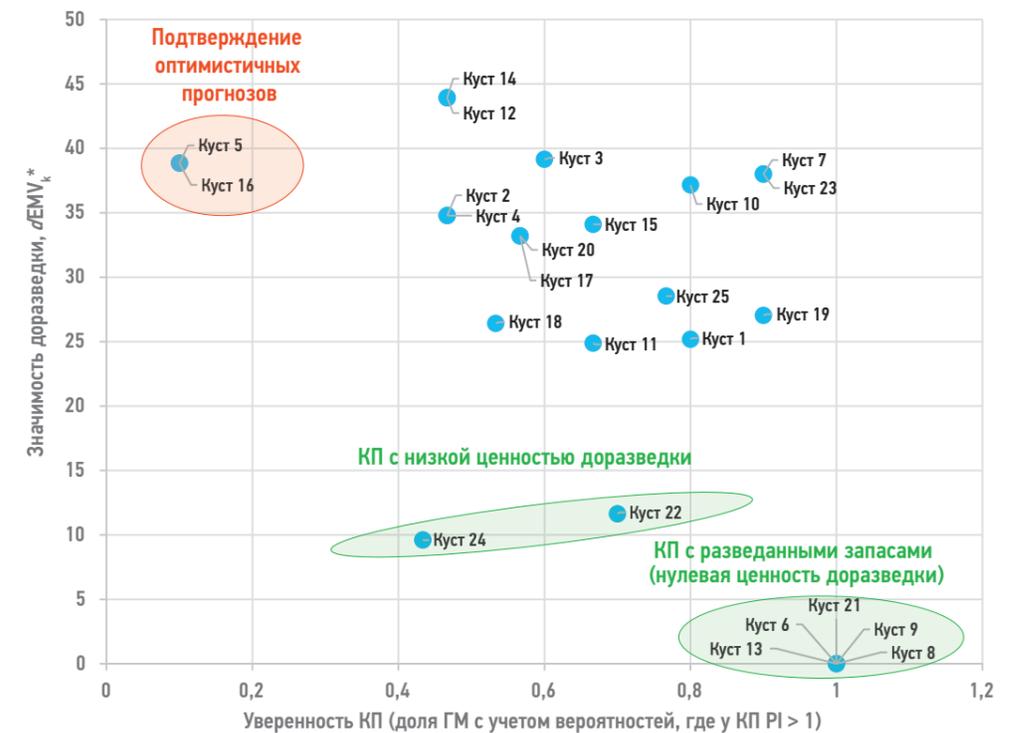


Рис. 3. Скрининг кустовых площадок под доразведку, условные денежные единицы. Составлено авторами  
Fig. 3. Screening of pads for additional exploration. Compiled by the authors

$$\sum p_{i+} \cdot NPV_i = \sum_{i=1}^n (p_{i|PI_k > 1} \cdot \sum_{k=1}^m NPV_k), \quad (4)$$

$$\sum p_{i-} \cdot NPV_i = \sum_{i=1}^n (p_{i|PI_k \leq 1} \cdot \sum_{k=1}^m NPV_k), \quad (5)$$

где  $i$  — вариант геологической модели,  $k$  — порядковый номер куста,  $p_{i|PI_k > 1}$  — вероятность реализации  $i$ -й геологической модели, в которой куст  $k$  имеет  $PI > 1$ . Изменение функции распределения в случае моделирования различных исходов показано в работе [1]. В качестве меры неопределенности можно использовать суммарное отклонение моды исходного распределения от мод распределений в предположении, что поисково-разведочная скважина пробурена. Так как EMV характеризует именно распределение, величину остаточной неопределенности после разведочного бурения в районе куста  $k$  можно записать через сумму отклонений среднего по распределению (6) или упрощенно через локальное среднее (7):

$$dEMV_k^* = |M_+ - M| + |M - M_-|, \quad (6)$$

$$dEMV_k^* = \left| \frac{1}{n|PI > 1} \sum_{i=1}^n (p_{i|PI_k > 1} \cdot \sum_{k=1}^m NPV_k) - \overline{NPV_i} \cdot p_i \right| + \left| \overline{NPV_i} \cdot p_i - \frac{1}{n|PI \leq 1} \sum_{i=1}^n (p_{i|PI_k \leq 1} \cdot \sum_{k=1}^m NPV_k) \right|, \quad (7)$$

где  $n|PI > 1$  — количество вариантов геологических моделей, где куст  $k$  имеет  $PI > 1$ ,  $\overline{NPV_i} \cdot p_i$  — среднее значение параметра «стоимость проекта» в результате реализации  $i$ -й геологической модели на вероятность данной реализации. С использованием величин  $\sum_{i=1}^n p_{i|PI_k > 1}$ ,  $dEMV_k^*$  проведен скрининг кустовых площадок для целей заложения скважин доразведки. Иными словами, кустовые площадки на рис. 3 ранжированы в координатах «уверенность» — «значимость доразведки». Параметр уверенности кустовой площадки определяется суммой вероятностей по геологическим моделям, где данный куст рентабелен ( $PI > 1$ ). Параметр значимости кустовой площадки характеризует отклонение моды EMV по моделям, в которых  $PI > 1$  и  $PI \leq 1$ , от моды совместного распределения по всем моделям. Ряд кустовых площадок (№ 6, 8, 9, 13, 21) имеет уверенность, равную 1, это те площадки, эксплуатационное бурение на которых во всех рассмотренных вариантах рентабельно. Доразведка в районе этих площадок нецелесообразна. Выше расположены кустовые площадки № 22, 24 уверенность в рентабельной разработке которых средняя, но ценность доразведки низкая. В левом верхнем углу расположены кустовые площадки № 5, 16,

которые присутствуют только в одной из девяти интегрированных моделей — самой оптимистичной. Если доразведка этих кустов окажется успешной (подтвердится  $PI > 1$ ), то это кардинально снизит неопределенности, однако вероятность подтверждения наиболее оптимистичных прогнозов мала, следовательно, доразведка КП № 5, 16 крайне рискованна и нецелесообразна. Прочие кустовые площадки, не описанные выше, являются реальными кандидатами под доразведку. Выбор количества разведочных скважин, последовательности бурения и прочих аспектов программы ГРП обычно обусловлен толерантностью к рискам, геологическими и технологическими предпосылками. Однако метод Vol, представленный в данной статье, помогает сформировать программу разведочного бурения с точки зрения минимизации остаточных неопределенностей, выраженных в денежном эквиваленте. Описанный выше параметр остаточной неопределенности характеризует каждую из кустовых площадок в отдельности. Если предположить, что произошло бурение скважины

ПРБ на кусте  $k$ , то исходный набор геологических моделей можно разделить на два набора: набор кейсов, где куст  $k$  рентабелен (в работе принят критерий  $PI > 1$ ), и набор кейсов, где куст  $k$  нерентабелен. Просуммировав остаточные неопределенности по кустам, получим остаточную неопределенность по залежи. По первому набору моделей получим величину в случае успеха, по второму набору — в случае неуспеха (8)–(9). С учетом вероятности успеха данного куста объединяем параметры в общую остаточную неопределенность по залежи (10).

$$SdEMV_{k+}^* = \sum_{k=1}^m dEMV_k^* \quad (8)$$

по набору, где  $PI_k > 1$ ,

$$SdEMV_{k-}^* = \sum_{k=1}^m dEMV_k^* \quad (9)$$

по набору, где  $PI_k \leq 1$ ,

$$SdEMV_k^* = p_{k+} \cdot SdEMV_{k+}^* + (1 - p_{k+}) \cdot SdEMV_{k-}^* \quad (10)$$

Выполнив расчеты по каждой кустовой площадке, составили рейтинг кустовых площа-

**Таблица 1.** Рейтинг кустовых площадок под доразведку на основе остаточной неопределенности по залежи, условные денежные единицы

**Table 1.** The ranking of pads for additional exploration based on residual uncertainty, conventional units

	SdEMV*+	SdEMV*-	p+	SdEMV*
	остаточная неопределенность в случае успеха	остаточная неопределенность в случае неуспеха	вероятность успеха	общая остаточная неопределенность
Куст 1	489	199	0.80	431
Куст 2	411	298	0.47	351
Куст 3	387	127	0.60	283
Куст 4	411	298	0.47	351
Куст 5	0	501	0.10	451
Куст 6	641	0	1.00	641
Куст 7	463	0	0.90	416
Куст 8	641	0	1.00	641
Куст 9	641	0	1.00	641
Куст 10	417	78	0.80	349
Куст 11	522	189	0.67	411
Куст 12	120	152	0.47	137
Куст 13	641	0	1.00	641
Куст 14	120	152	0.47	137
Куст 15	492	147	0.67	377
Куст 16	0	501	0.10	451
Куст 17	347	171	0.57	271
Куст 18	443	373	0.53	410
Куст 19	633	0	0.90	569
Куст 20	347	171	0.57	271
Куст 21	641	0	1.00	641
Куст 22	260	995	0.70	481
Куст 23	463	0	0.90	416
Куст 24	605	458	0.43	522
Куст 25	488	185	0.77	417

Цветом выделены приоритетные кусты для доразведки



**Рис. 4.** Дерево изменения матрицы NPV от бурения скважин ПРБ. Составлено авторами  
**Fig. 4.** The tree of NPV-matrix change due to exploration drilling. Compiled by the authors

док под доразведку (табл. 1). Приоритетными для разведочного бурения являются кусты № 12, 14, формирующие, вне зависимости от исхода бурения, минимальную остаточную неопределенность по залежи. Также можно отметить кусты, по которым остаточная неопределенность самая высокая (составляет 641 усл. ед.), а неопределенность в случае неуспеха равна 0. На этих кустах уже пробурены поисково-оценочные скважины, информация с них учтена в геологических моделях, и, как следствие, вариативность геологии в данных районах минимальна.

#### ДЕРЕВО РЕШЕНИЙ И СТРАТЕГИЯ ГРП

В процессе расчета рейтинга кустовых площадок формируется две матрицы NPV с координатами «геологический кейс» — «кустовая площадка», соответствующие успешному и неуспешному исходам бурения разведочной скважины в данном районе. Приняв матрицу в случае успеха за начальные условия и повторив расчет, получаем новый рейтинг для планирования следующей точки бурения в случае успеха предыдущей. Аналогичные действия выполняются для матрицы неуспешного исхода от бурения первой скважины. В результате получается дерево

изменения матрицы NPV от бурения скважин ПРБ (рис. 4).

Повторение данного этапа работ при использовании в качестве начальных условий матрицы NPV, полученной на предыдущем этапе, позволяет получить достаточно разветвленное дерево решений (рис. 5). Критерием целесообразности дальнейшего ветвления служит величина остаточной неопределенности. В случае исследуемой залежи бурение двух разведочных скважин приводит к существенному снижению остаточной неопределенности, при этом бурение третьей и последующих разведочных скважин нецелесообразно. Используя величины остаточной неопределенности, вероятности исходов и теорему Байеса, рассчитан обобщенный график снижения остаточной неопределенности для выбранной последовательности бурения скважин (рис. 6). Динамика носит характер, близкий к экспоненциальной кривой, бурение третьей скважины не приводит к дальнейшему снижению неопределенности.

В результате всех вычислений получена адресная программа доразведки залежи, включающая в себя бурение 2-х разведочных скважин. Бурение первой скважины снижает начальный уровень неопределенности на 78%, второй — дополнительно на 12%,

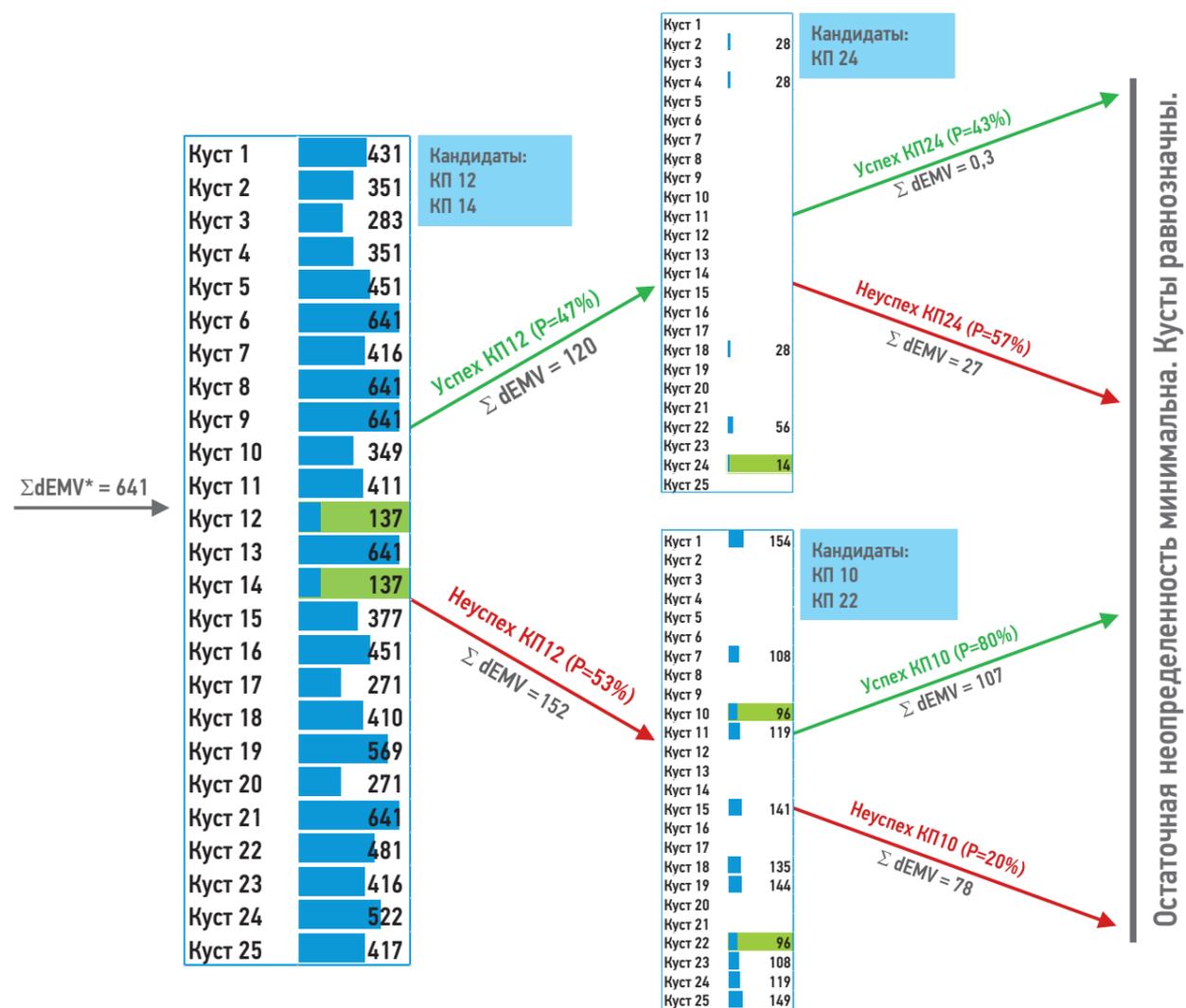


Рис. 5. Дерево принятия решения. Составлено авторами  
Fig. 5. Decision tree. Compiled by the authors

ОСТАТОЧНАЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ, У.Е.

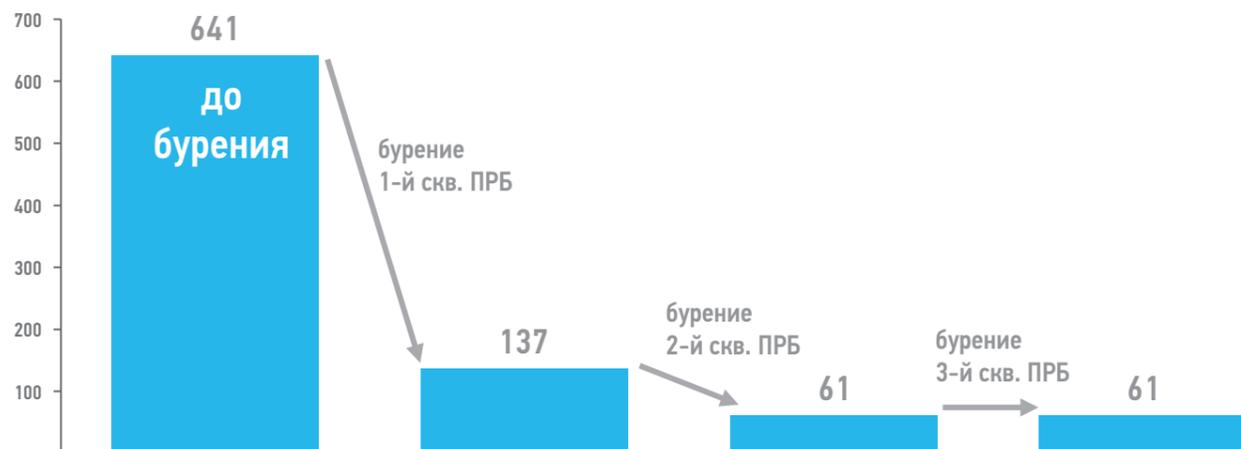


Рис. 6. График снижения остаточной неопределенности от бурения скважин ПРБ. Составлено авторами  
Fig. 6. Residual uncertainty decrease due to exploration drilling. Compiled by the authors

при этом стоимость комплекса геологоразведочных мероприятий составляет ~4% от величины исходной неопределенности. Остаточная неопределенность после реализации программы ГРП должна составить порядка 10% от исходной. Очевидно и то, что часть неопределенностей снять невозможно по причине физических ограничений методов исследования залежей.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Адаптация и использование методики Vol в рамках геолого-разведочных работ по одному из новых месторождений позволили оцифровать весь комплекс как геологических, так и технико-технологических неопределенностей и оценить их в единой денежной метрике. Выявлены участки недр, перспективные для доразведки, и сформиро-

вана экономически обоснованная программа, которая позволит снизить уровень исходной неопределенности на 90%.

Данная практика легко тиражируема на любые проекты, в рамках которых ставится задача оценить целесообразность и сформировать оптимальную программу доразведки. Она может быть формализована в виде методических рекомендаций, бизнес-процесса и программного обеспечения.

Авторы работы продолжают свои исследования: изучают устойчивость и чувствительность результатов расчетов к изменениям входных данных, моделируют геологоразведочные работы не в формате Stand Alone, а с учетом иных запланированных активностей, таких как опытно-промышленные работы и др., адаптируют методику для решения вопроса целесообразности размещения дополнительных площадных объектов наземной инфраструктуры.

**Список литературы**

1. Сизых А.В., Васhevник А.М., Гончаров А.С. и др. Оценка эффективности и достаточности программы ГРП на основе экономической ценности информации // ПРОНЕФТЬ. Научно-технический журнал «Газпром Нефти». — 2016. — №1. — С. 46–52.
2. Ситников А.Н., Буторин А.В., Тимошенко Г.М., Васhevник А.М. Оценка эффективности подхода «ценности информации» к анализу сейсмических данных для снижения рисков при бурении // Нефтяное хозяйство. — 2016. — №12. — С. 40–43.
3. William J. Haskett. Optimal Appraisal Well Location Through Efficient Uncertainty Reduction And Value Of Information Techniques, paper SPE 84241, 2003.
4. Reidar B. Bratvold, J. Eric Bickel and Hans Petter Lohne. Value of Information in the Oil and Gas Industry: Past, Present, and Future, paper SPE 110378, 2007.
5. Martin Ibarra, Gbenga Oluyemi, Andrei Petrovski. Value of Information and Risk Preference in Oil and Gas Exploration and Production Projects, SPE paper 189044, 2017.

**References**

1. Sizykh A.V., Vashevnik A.M., Goncharov A.S. et al. Estimating Efficiency of Exploration Program based on Value of Information Approach. *PROneft. Nauchno-tehnicheskiy zhurnal Gazprom-nefti. [PROneft. Science and technology magazine of Gazprom Neft]*, 2016, no. 1, pp. 46–52 (In Russ.)
2. Sitnikov A.N., Butorin A.V., Timoshenko G.M., Vashevnik A.M. Application of Value of Information approach to seismic data for decreasing well drilling risks. *Neftyanoe Khozyaystvo [Oil Industry]*, 2016, no.12, pp. 40–43 (in Russ)
3. Haskett W.J. Optimal Appraisal Well Location Through Efficient Uncertainty Reduction And Value Of Information Techniques. SPE 84241, 2003. DOI: 10.2118/84241-MS
4. Bratvold R., Bickel J. and Lohne H. Value of Information in the Oil and Gas Industry: Past, Present, and Future. *SPE 110378*, 2007. DOI: <https://doi.org/10.2118/110378-MS>
5. Ibarra M., Oluyemi G., Petrovski A. Value of Information and Risk Preference in Oil and Gas Exploration and Production Projects. *SPE 189044*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/189044-MS>

**ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS**

**К. С. Григорьев** — выполнил прогнозные расчеты в части разработки месторождения. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А. В. Роцин** — разработал методологическую основу использования Vol для оценки ценности от бурения разведочных скважин. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**К. С. Тельнова** — создала геологические концепты, выполнила вероятностное моделирование, осуществляла геологическую поддержку работы. Окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Konstantin S. Grigoryev** — completed forecasts of field performance and production profiles. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Andrey V. Roshchin** — developed the basis of described method of Vol application. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Kseniya S. Telnova** — developed the geological concepts of the field, performed probabilistic modelling. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

# ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВОСТОЧНОГО БОРТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА НА ТЕРРИТОРИИ НОЯБРЬСКОГО РЕГИОНА

**М.Н. Николаев, Т.В. Шмелькова, И.А. Камполи, Д.Ю. Калачева\*, Р.Р. Газалиев, Д.А. Давыдов, С.А. Погребнюк, М.В. Букатов**  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Сокращение объема классических запасов нефти приводит к необходимости поиска и вовлечения сложных залежей, что находит свое отражение в увеличении рискованного капитала геолого-разведочных работ. В этой связи изучение территории должно носить комплексный характер, направленный на выявление и снятие ключевых неопределенностей

**Цель.** Целью работы является формирование комплексной программы доизучения территории, основанной на анализе ключевых неопределенностей и закономерностей ее геологического развития.

**Материалы и методы.** В качестве методов изучения территории были использованы полевые, лабораторные и камеральные. Моделирование углеводородных систем (бассейновое моделирование) позволило выполнить прогноз степени зрелости нефтегазоматеринских пород, восстановить основные этапы генерации и миграции углеводородов, определить временное соотношение процессов генерации, миграции и формирования ловушек, провести анализ дальности миграции и связанных с ней рисками, дать прогноз возможного фазового состояния предполагаемых нефтегазоносных комплексов. Большой акцент был также сделан на поиске и обработке дополнительных архивных данных, что позволило существенно детализировать структурно-тектонический каркас района работ.

**Результаты.** Последовательное проведение полевых, лабораторных и камеральных работ позволило существенно сузить диапазон неопределенностей, уточнить шанс геологического успеха, определить направление дальнейших геологоразведочных работ, выявить приоритетные участки. В результате работ было дополнительно определено более 60 объектов, для каждого из которых была проведена вероятностная оценка ресурсного потенциала и оценка шанса геологического успеха, а также сформирована программа доизучения.

**Выводы.** Таким образом, в ходе работ были проанализированы ключевые неопределенности, сформирована программа доизучения, в основе которой лежит комплексный анализ строения и истории развития территории.

**Ключевые слова:** Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, Ноябрьский регион, геолого-разведочные работы, фациальное моделирование, ресурсная база, геохимия, моделирование углеводородных систем, оценка рисков, анализ неопределенностей

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

**Для цитирования:** Николаев М.Н., Шмелькова Т.В., Камполи И.А., Калачева Д.Ю., Газалиев Р.Р., Давыдов Д.А., Погребнюк С.А., Букатов М.В. Интегрированный подход к оценке перспектив нефтегазоносности и особенностей геологического строения восточного борта Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на территории Ноябрьского региона. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(3):71–82. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-71-82>

*Статья поступила в редакцию 17.06.2021*

*Принята к публикации 27.08.2021*

*Опубликована 29.09.2021*

AN INTEGRATED APPROACH TO ASSESSMENT OF PETROLEUM POTENTIAL AND GEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS BASIN'S EASTERN EDGE WITHIN THE LIMITS OF NOYABRSK REGION

**Maxim N. Nikolaev, Tatiana V. Shmelkova, Inna A. Campoli, Daria Yu. Kalacheva\*, Rinat R. Gazaliev, Dmitriy A. Davydov, Sergey A. Pogrebnyuk, Mikhail V. Bukatov**  
Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

**Р.М. Валиев** — выполнил расчеты наземной инфраструктуры района работ. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.М. Стольников** — оказывал информационную поддержку со стороны оператора месторождения. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.А. Кропачев** — выполнил расчеты экономической эффективности вариантов доразведки. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.С. Коптелов** — выполнил расчеты наземной инфраструктуры района работ. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Rinat M. Valiev** — completed the surface engineering calculations. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Alexey M. Stolnikov** — provided information support from the filed Operator. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Anton A. Kropachev** — performed estimation of project economic. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Alexandr S. Koptelov** — completed the surface engineering calculations. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Константин Сергеевич Григорьев\*** — эксперт по разработке, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Grigoryev.KS@gazpromneft-ntc.ru

**Андрей Вадимович Рошин** — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Roshchin.AV@gazpromneft-ntc.ru

**Ксения Сергеевна Тельнова** — руководитель направления по геологии, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
e-mail: Telnova.KS@gazpromneft-ntc.ru

**Ринат Муллаянович Валиев** — заместитель руководителя проекта по инжинирингу и проектной деятельности, ООО «Газпромнефть-ГЕО» 628011, Россия, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.  
e-mail: Valiev.RM@gazprom-neft.ru

**Алексей Михайлович Стольников** — руководитель направления по геологии и разработке, ООО «Газпромнефть-ГЕО» 628011 Россия, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.  
e-mail: Stolnikov.AM@gazprom-neft.ru

**Антон Анатольевич Кропачев** — руководитель направления по инвестиционному планированию и мониторингу, ООО «Газпромнефть-ГЕО» 628011 Россия, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.  
e-mail: Kropachev.AA@gazprom-neft.ru

**Александр Сергеевич Коптелов** — руководитель направления по инжинирингу, ООО «Газпромнефть-ГЕО» 628011, Россия, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.  
e-mail: Koptelov.AS@gazprom-neft.ru

**Konstantin S. Grigoryev\*** — Expert in RE, Gazpromneft STC LLC, 75–79, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Grigoryev.KS@gazpromneft-ntc.ru

**Andrey V. Roshchin** — Product manager, Gazpromneft STC LLC, 75–79, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Roshchin.AV@gazpromneft-ntc.ru

**Kseniya S. Telnova** — Project manager of geology, Gazpromneft STC LLC, 75–79, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Telnova.KS@gazpromneft-ntc.ru

**Rinat M. Valiev** — Deputy project manager in engineering and project management, Gazpromneft GEO LLC, 56, Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: Valiev.RM@gazprom-neft.ru

**Alexey M. Stolnikov** — Project manager of geology and development, Gazpromneft GEO LLC, 56, Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: Stolnikov.AM@gazprom-neft.ru

**Anton A. Kropachev** — Project manager of investment planning and monitoring, Gazpromneft GEO LLC, 56, Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: Kropachev.AA@gazprom-neft.ru

**Alexandr S. Koptelov** — Project manager of engineering, Gazpromneft GEO LLC, 56, Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: Koptelov.AS@gazprom-neft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Background.** Decline of oil and gas traditional reserves pushes companies to explore and involve in production complex reservoirs which results in exploration risks increase. That is why an exploration research has to be integrational and its' main result has to be determination and decreasing uncertainties.

**Aim.** The aim of this research is the planning of further exploration program within the studied territory, based on the main uncertainties and trends in geological development.

**Materials and methods.** Several types of research methods were applied, including field observation, laboratory analysis and geological desktop studies. The results of petroleum systems modeling is the basis for source rocks maturity prediction, the main stages of hydrocarbons generation — migration and critical moment estimation. It also provided the analysis of migration distance (limits) and geological risks related to it, petroleum saturation prediction for the main plays. Great emphasis was also placed on the search and processing of additional archival data, which made it possible to significantly detail the structural-tectonic framework of the studied area.

**Results.** Consistent progression in field observation, laboratory analysis and geological desktop studies allowed to narrow the range of uncertainties, clarify the chance of geological success (gCOS), plan the further exploration program, and highlight higher-priority license blocks.

As a result, more than 60 additional prospects were identified, for each of them both the probabilistic estimation of oil and gas resources and chance of geological success evaluation were made. Moreover, the further exploration program was approved.

**Conclusions.** Therefore, the study allowed to analyse main uncertainties and correct further exploration program on the basis of integrated analysis of geological development history and geological structure of the studied area.

**Keywords:** West Siberian oil and gas basin, Noyabrsk region, geological exploration, facies modeling, oil and gas resources, geochemistry, petroleum systems modeling, risk assessment, uncertainty analysis

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

**For citation:** Nikolaev M.N., Shmelkova T.V., Campoli I.A., Kalacheva D.Y., Gazaliev R.R., Davydov D.A., Pogrebnyuk S.A., Bukatov M.V. An integrated approach to assessment of petroleum potential and geological characteristics of the West Siberian oil and gas basin's eastern edge within the limits of Noyabrsk region. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):71–82. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-71-82>

Manuscript received 17.06.2021

Accepted 27.08.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Исследуемый район работ расположен в Красноселькупском и Пуровском районах ЯНАО Тюменской области, на востоке от г. Ноябрьск и представляет собой совокупность лицензионных участков, протягивающихся с востока на запад на 315 км и с севера на юг на 150 км.

С точки зрения тектонического районирования участок работ располагается в Ямало-Тазовской мегасинеклизе, осложненной рядом субрегиональных и надпорядковых структур, а также многочисленными поднятиями и впадинами разного порядка (рис. 1). Региональные перспективы нефтегазоносности связаны с двумя мегакомплексами: юрским и неокомским. Перспективы нефтегазоносности в интервале юрского мегакомплекса связываются с тремя основными литолого-стратиграфическими уровнями: базальными отложениями нижней юры, верхней частью средней юры и верхнеюрским регрессивным крупным циклом оксфордского возраста (нижне- и верхневасюганские подсвиты; сиговская подсвита восточной части района).

В первую очередь это обуславливается наличием перекрывающих выдержанных региональных флюидопоров: тогурской

пачкой (свита), нижневасюганской подсвитой (точинская и абалакская свиты) и баженовским горизонтом. При этом все перечисленные покровы хоть и в различной степени, но обладают нефтематеринским потенциалом.

Наибольшее внимание в данной работе было сосредоточено на прибрежно-морских и переходных отложениях верхнеюрского комплекса нижнесиговской (пласты СГ5–7), верхнесиговской подсвиты (пласты СГ1–3) и васюганской свиты (группа пропластов Ю1).

Ключевые неопределенности на исследуемой территории по результатам первичной оценки были связаны с типом флюида (газ или нефть), который определяется разнообразностью нефтегазоматеринской породы (НГМП), наличием путей миграции, а также наличием и объемом ловушки. Таким образом, для снижения данных неопределенностей было параллельно инициировано несколько работ: проведение площадной геохимической съемки, построение бассейновой модели, совместная переобработка архивных данных сейсморазведочных работ (СРР) 2D площадью 11 тыс. пог. км и построение фациальных моделей.

Актуальность работы заключалась в снижении ряда неопределенностей и рисков,

связанных с наличием ловушек и типом их насыщения.

С целью формирования программы доизучения значительной по площади территории в первую очередь были оценены ключевые геологические неопределенности. На следующем этапе всевозможные мероприятия геологического характера были классифицированы по двум критериям: стоимость и создаваемая ценность. Была сформирована матрица, которая позволила разработать программу доизучения района работ с максимальной эффективностью инвестиций на ближайшие 2 года.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ СРР 2D

С целью повышения точности структурных построений на территории работ проведена переобработка и переинтерпретация СРР 2D, что позволило существенно детализировать структурно-тектонический каркас. Необходимо отметить, что переобработка выполнялась не только на имеющихся материалах, но и на архивных, полученных из Российского геологического фонда. Немаловажным этапом работы был анализ верхней части разреза с применением всех методик и наработок для данного региона.

По результатам проведенных камеральных СРР был существенно детализирован структурный план: количество перспективных структур увеличилось более чем в 10 раз (рис. 2). Помимо этого, выросло и качество прослеживания разрывных нарушений. Полученные результаты послужили основой оценки неопределенности по объему перспективных объектов, а также ресурсного потенциала исследуемой территории.

## УТОЧНЕНИЕ ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ НА «ВОСТОЧНОЙ» И «ЗАПАДНОЙ» ТЕРРИТОРИЯХ

*Результаты седиментологического и электрофациального анализов*

С целью фациального районирования выполнялись описание керна и электрофациальный анализ трех пластов: ЯН (яновстановская свита), СГ5–7 и СГ1–3, (сиговская свита).

**Полифациальный** пласт СГ5–7 ограничен глинами верхнесиговской и точинской свит, его отложения относятся к *переходным* и *прибрежно-морским* обстановкам: продельты (шельфа), дистальной и проксимальной частям фронта дельты, приливно-отливной отмели и каналов, поймы и русловых каналов.

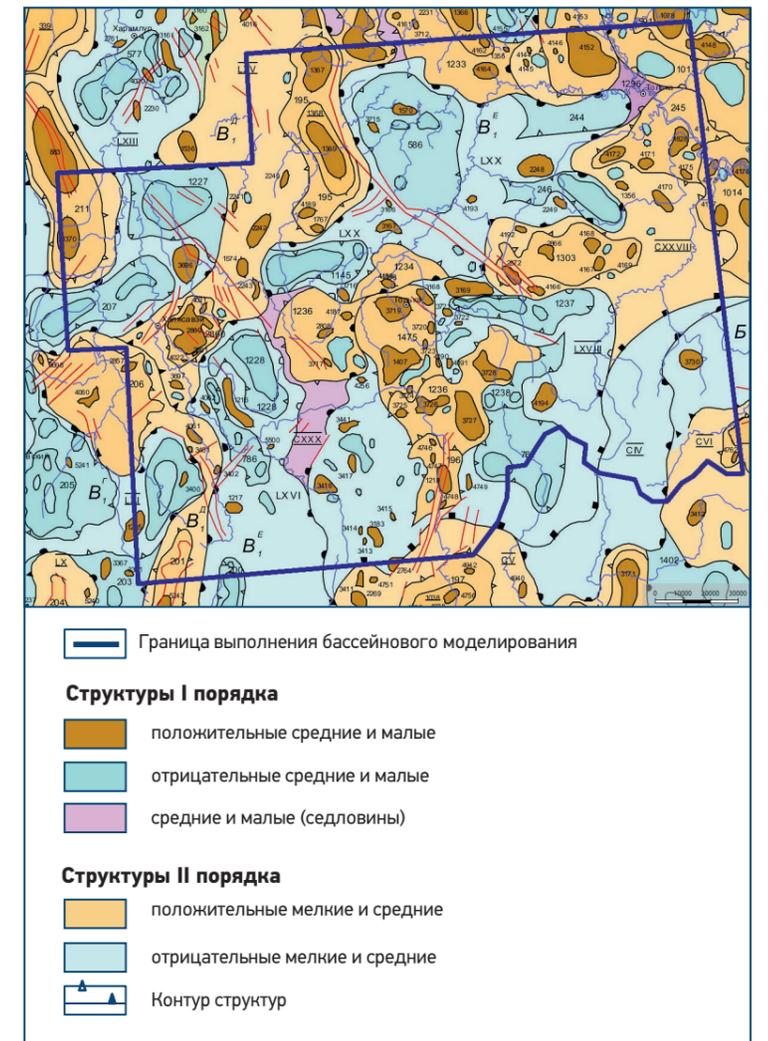


Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗапСибНИГНИ, Бочкарев В.С., 1990 г.) [3]  
Fig.1. Extract from tectonic map of Mesozoic-Cenozoic orthoplatform sedimentary cover of West Siberian geosyncline (ZapSibNIGNI, Bochkarev V.S., 1990) [3]

Характерной особенностью пласта являются «пестрые» отложения невыдержанной мощности, выраженные в фациях разных обстановок осадконакопления из-за частой смены трансгрессивно-регрессивных циклов. Вследствие колебаний уровня моря осадки подвергались частичному или полному размыву, а также накапливались в разных зонах: от внутреннего шельфа до континента, поэтому картирование пласта по сейсмическим данным сильно затруднено, однако прослеживается тренд закономерного уменьшения общих толщин пласта с востока на запад. Данная особенность объясняется региональным направлением сноса осадков. По диагностическим признакам каждой фации территория поделена на фациальные обстановки. **Продельта/шельф** выделен

благодаря глинистому составу пород и наличию обломков ростров белемнитов. В качестве переходных обстановок от глубоководья к прибрежно-морским условиям выделены фации **дистального фронта дельты и переходной зоны** с песчано-алевритовым составом, отличающиеся между собой степенью

**В РЕЗУЛЬТАТЕ РАБОТ ВЫЯВЛЕНО БОЛЕЕ 60 ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ, ДЛЯ КАЖДОГО ИЗ КОТОРЫХ ВЫПОЛНЕНА ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА, ШАНСА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО УСПЕХА И СФОРМИРОВАНА ПРОГРАММА ДОИЗУЧЕНИЯ.**

биотурбации осадка и процентным соотношением глинистой примеси. **Проксимальный фронт дельты** диагностирован по преобладанию песчаного материала массивной текстуры и присутствием карбонатной органики с разнонаправленными ходами роющих организмов. **Приливно-отливной канал** характеризуется неравномерным переслаиванием песчаника и аргиллита, со стяжениями сидерита и пирита, субгоризонтальной, местами косой, прерывистой (сдвоенные углисто-глинистые слойки) текстуры. Присутствуют рассеянный углистый растительный

детрит и углефицированные обломки древесины. Фация **приливно-отливной отмели** имеет песчано-глинистый состав фазерной текстуры со «сдвоенными» слойками углисто-глинистых намывов. **Русловый канал** сложен отсортированным массивным песчаником с интракластами аргиллита, угля, сидерита. Фация **поймы** определена по глинисто-алевритовому составу осадков с редкими примесями песчаника и наличием остатков корней и угля.

На восточной территории в строении пласта СГ5–7 сиговской свиты доминируют фации переходных обстановок, так же как и на западной территории у группы пропластков Ю1/1, Ю1/2 и Ю1/3 верхневасюганской свиты преобладают фации переходных и прибрежно-морских обстановок: внутреннего шельфа, дельтовых обстановок (продельта, фронт и равнина дельты), осложненных врезам речных долин эстуариевого типа. По мере продвижения на восток доминируют переходные и прибрежно-морские фации в строении пласта Ю1 (ЮВ1) верхневасюганской свиты без характерных врез речных долин на отложения дельты.

Следовательно, можно установить взаимное замещение пластов СГ5–7 сиговской свиты пластами Ю1 верхневасюганской свиты

в едином седиментационном цикле по постепенной смене фациального ряда с востока на запад: от континентальных и переходных (врезы речных долин с приливно-отливным воздействием, периодически затопляемые и перекрывающиеся дельтовыми фациями на центральной территории) к прибрежно- и мелководно-морским отложениям (дельты, перекрывающиеся морскими фациями вверх по разрезу) [1].

Пласт СГ1–3 формировался в **прибрежно-морской** обстановке осадконакопления дельтово-шельфового побережья. Здесь основными фациями являются: продельта/шельф, дистальный и проксимальный фронт дельты, по результатам электрофациального анализа обстановки объединены в дельтово-шельфовую зону, протягивающуюся с запада на восток (рис. 3).

Пласт ЯН1–6 сложен **прибрежно-морскими** фациями: продельты/шельфа, дистального и проксимального фронта дельты. Согласно общему региональному тренду погружения территории Западной Сибири, пласт СГ1–3 на восточной территории развивался в прибрежно-морских условиях, где по мере продвижения на запад мелководные морские осадки сменялись на глубоководные пласты Ю1/0, что подчеркивает стратиграфический переход одновозрастных сиговской в георгиевскую свиту (темноцветные аргиллиты) [2].

Фациальное моделирование является одним из составляющих элементов вероятностной оценки ресурсной базы (ВО РБ) для оптимального определения интервалов ФЕС и распределения эффективных толщин перспективных объектов.

На восточной территории для ВО РБ пласта СГ1–3 фации коллектора разделились на 3 блока:

- отложения дистального фронта дельты, характеризующиеся пониженными значениями ФЕС ( $K_p = 14-19\%$ ;  $K_{пр} = 0,014-3$  мД);
- отложения проксимального фронта дельты ( $K_p = 18-24\%$ ;  $K_{пр} = 7,7-81$  мД), характеризующиеся повышенными ФЕС;
- отложения переходной зоны ( $K_p = 15-21\%$ ;  $K_{пр} = 0,03-67$  мД).

Данные значения коэффициентов пористости и проницаемости ( $K_p$  и  $K_{пр}$ ) послужили аналогом для распространения свойств и в пласте ЯН1–6.

На основе прогноза эффективных толщин по картам общих толщин для пластов СГ1–3 и ЯН1–6 выделены четыре меридиональные зоны, границы которых проведены по относительно градиентным изменениям представленных параметров пласта и соотносящиеся с границами фациального

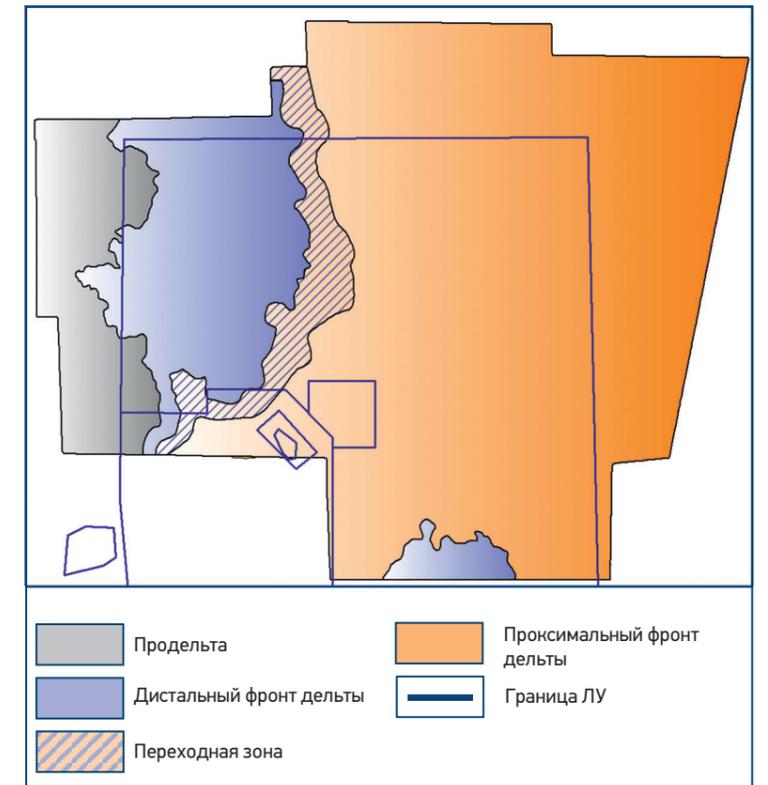


Рис. 3. Фациальная модель строения пласта СГ1–3. Составлено авторами  
Fig. 3. Facial of SG1–3 reservoir. Compiled by the article's authors

районирования. С возрастанием толщин пласта в восточном направлении выделены зоны продельты, дистальной и проксимальной частей фронта дельты. Для полифациального пласта СГ5–7 коллектор распространен повсеместно, и эффективные толщины с запада на восток увеличиваются от 28–70 до 53–126 м. Для пласта СГ1–3 разброс эффективных толщин варьирует в интервале от 14 до 90–116 м, для ЯН1–6 — от 3,3 до 73 м. Диапазон распределения эффективных толщин коррелирует с фациальными границами (табл. 1). К тому же фациальные модели пластов позволяют уточнить шанс геологического успеха благодаря более точному определению фактора наличия коллектора ( $P_k$ )

Таблица 1. Прогнозный диапазон эффективных толщин для фаций  
Table 1. Prognostic range of net pay for facies

Фациальная обстановка	СГ1–3	ЯН1–6
	Эффективная толщина, м	
Продельта	0	0
Дистальный фронт дельты	25–30	0–30
Переходная зона	30–50	30–50
Проксимальный фронт дельты	50–120	30–80

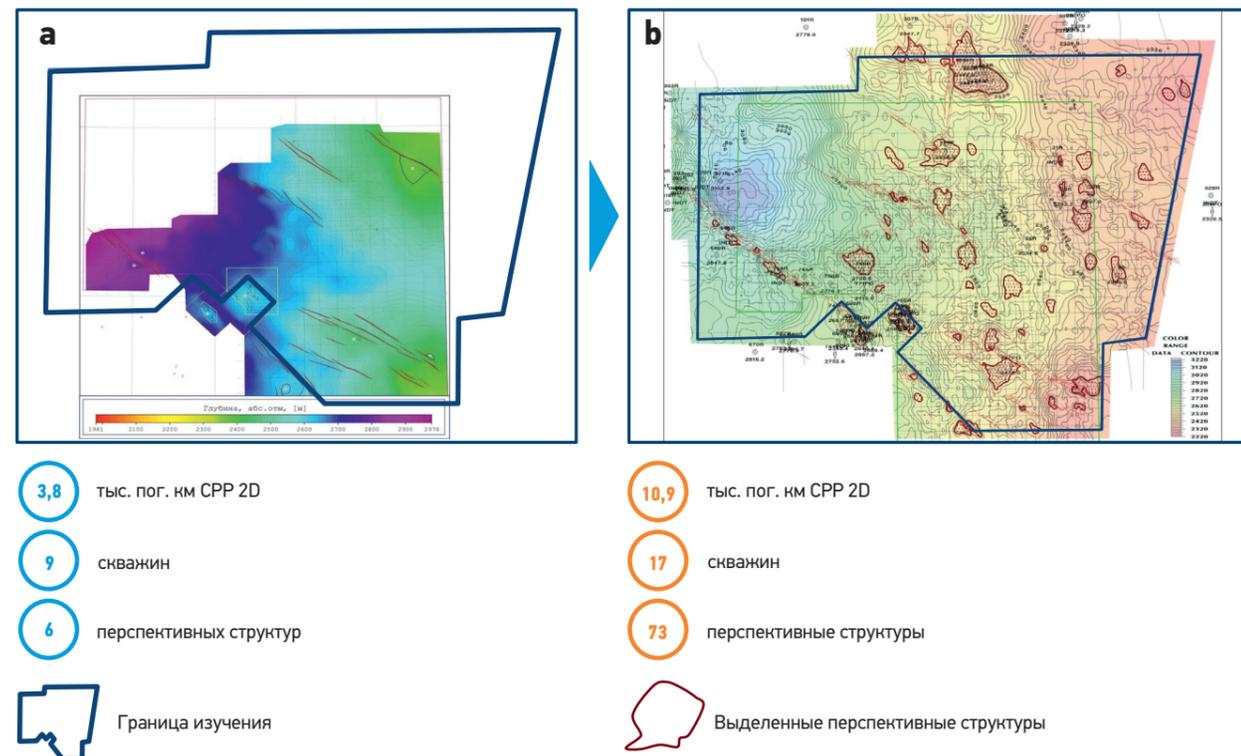


Рис. 2. Результаты проведенных камеральных сейсмических работ на примере пласта СГ1–3, а — до камеральных работ; б — после. Составлено авторами  
Fig. 2. The results of seismic desktop studies on the example of SG1–3 reservoir, а — before desktop studies, б — after. Compiled by the article's authors

и фактору сохранности ( $P_c$ ). Согласно повсеместному распространению отложений пластов СГ1–3 и ЯН1–6 фронта дельты и его повсеместных песчаных пропластков большой мощности, фактор наличия коллектора приравнивается к максимальному значению, а по мере развития дистального фронта значение  $R_k$  уменьшается. Для пласта СГ5–7 сложного строения  $R_k$  высокий благодаря наличию коллектора во всех скважинах, вскрывающих пласт.

### ЭТАПНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ РАБОТ

После построения структурно-тектонического каркаса и фациальных моделей пластов необходимо определить УВ-насыщение и выполнить районирование территории по перспективности наличия УВ, а также оценить риски, связанные с НГМП, процессами генерации, миграции, аккумуляции и сохранности УВ. Для этого проводились геохимические исследования в два этапа: первый этап — анализ каменного материала и УВ-флюидов верхнеюрского нефтегазоносного комплекса

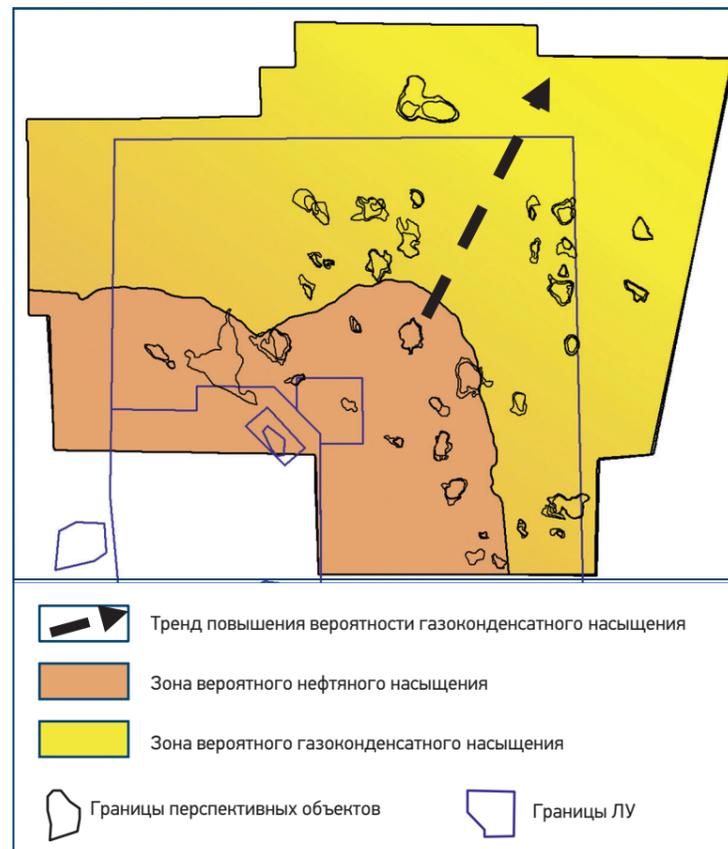


Рис. 4. Карта вероятности УВ-насыщения. Составлено авторами  
Fig. 4. The map of petroleum saturation probability. Compiled by the article's authors

(НГК) для оценки углеводородной системы (УВС), участвующей в формировании нефтегазоносности, второй этап — проведение площадной геохимической съемки с целью выделения вероятных зон нефте- и газонакопления, зонирования территории исследования по фазовому флюидонасыщению разреза, оценки степени флюидопродности разломов, сохранности залежей.

Геохимические исследования первого этапа (анализ керн и флюидов) позволили выявить НГМП и оценить УВ-потенциал пород верхнеюрского (актуально для пластов СГ) и мелового возрастов. Также из пород были выделены битумоиды с дальнейшим анализом их сингенетичности и эпигенетичности вмещающим отложениям, для того чтобы изучить УВ-характеристики сингенетичных (приуроченных к потенциальным НГМП) и эпигенетичных (миграционных, приуроченных к коллекторам) битумоидов. На основании корреляции УВ-маркеров нефтей и битумоидов удалось установить, что залежи на территории сформировались, преимущественно, за счет латеральной миграции УВ из очагов генерации *баженовской* свиты, при этом были выделены скважины, в которых не зафиксированы миграционные битумоиды. Полученные результаты позволили определить направленность миграционно-аккумуляционных процессов, а также границы окончания миграции УВ. Более детально этапность и результаты геохимических исследований, связанных с изучением каменного материала и УВ-флюидов, описаны в работе [4].

На втором этапе работ была выполнена площадная шпуровая комплексная геохимическая съемка на нефть и газ по приповерхностным отложениям, включающая литологические исследования грунтов горизонта опробования (гранулометрия, определение Сорг), анализ состава выделившихся из них газов (УВ  $C_1-C_5$  и перманентные газы), а также качественную и количественную идентификацию соединений состава  $C_6-C_{20}$  на сорбенте, установленном в шпур.

Комплексная интерпретация результатов площадной геохимии позволила выделить серии локальных аномалий, перспективных в нефтепоисковом отношении, оценить фазовое насыщение геологического разреза, а также степень флюидопродности разломов в верхних горизонтах осадочного чехла и условий сохранности залежей. В рамках исследовательских работ выделено **две** зоны УВ-насыщения территории: на юге — только нефтяное, на севере — газоконденсатное и нефтяное. Использование карт вероятностей насыщения легло в основу вероятностной оценки РБ (рис. 4).

### БАСЕЙНОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

После формирования представлений о возможном насыщении территории по результатам площадной геохимии, проводилось бассейновое моделирование с целью определения основных источников и направлений миграции УВ, для снижения неопределенностей по следующим направлениям:

- оценка вклада яновстановской свиты (латерального аналога баженовской свиты) в формирование скоплений УВ;
- определение восточной границы миграции УВ, сгенерированных баженовской свитой;
- история заполнения пластов-коллекторов сивговской свиты (СГ);
- оценка геологических рисков и перспектив нефтегазоносности.

Для их реализации предложен подход последовательной интеграции результатов геохимических исследований (создание геохимического концепта) и технологии моделирования углеводородных систем (бассейновое моделирование).

### МЕТОДИКА И ИНСТРУМЕНТЫ

На **первом** этапе был проведен анализ результатов исследований НГМП верхнеюрского возраста (баженовская свита и ее аналоги — яновстановская и георгиевская свиты) для создания геохимической концепции. Инструментами анализа являлись результаты:

- лабораторных исследований методом RockEval (для выделения, оценки свойств и потенциала генерации НГМП);
- хроматографических исследований (для оценки генетических характеристик материнских пород: обстановки осадконакопления, тип ОВ);
- биомаркерных исследований нефти (для определения генетических связей «материнская порода — УВ»).

На **втором** этапе проводилось моделирование истории развития углеводородных систем и протекания основных процессов. Цель — учет неопределенностей в тепловом потоке и параметрах возможных нижнеюрских НГМП, экранирующих свойствах разломов и их влияния на формирование/переформирование скоплений УВ.

Работы по моделированию включают 4 основных блока:

- формирование структурного каркаса с учетом разломов;
- формирование литологического наполнения модели по данным РИГИС и керн с учетом вертикальной и латеральной изменчивости разреза;

- калибровка модели на основе результатов бурения и исследований скважин (параметры Кп, Тпласт, Рпласт);
- моделирование процессов генерации углеводородов, откалиброванных по результатам геохимических исследований, процессов миграции, на фактических месторождениях.

### ВЫБОР КОНТУРА МОДЕЛИРОВАНИЯ

Первоначальный контур исследований был расширен в западном направлении (региональный тренд погружения) для корректного моделирования активных очагов генерации и оценки их вклада при заполнении интересующих объектов. Расширение также позволило использовать данные по соседним участкам.

### РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ВЫВОДЫ

По результатам моделирования на территории было выделено 3 очага генерации для верхнеюрских НГМП (баженовская свита) (рис. 5).

- очаг 1 (малая котловина Варьеганского прогиба) — основной очаг генерации для центральной части территории исследования, при этом восточная часть области моделирования — наиболее удаленный рубеж, которого могли достигнуть УВ по пути своей миграции;
- очаг 2 (Восточно-Харампурская малая котловина) вносил вклад в формирование скоплений в пределах восточной и северо-восточной областей территории моделирования;
- очаг 3 (Северо-Ярайнерский малый прогиб) отдавал УВ на восток и запад в ближайшие к нему крупные структуры.

По основной НГМП (баженовская свита) можно сделать следующие выводы.

- В центральной зоне территории исследования баженовская свита не достигла достаточной степени зрелости для масштабной генерации УВ, а на востоке она замещается возрастным аналогом (яновстановская свита), который является незрелым, и обладает низким генерационным потенциалом.
- Генерация УВ органическим веществом баженовской толщи возможна в 3 очагах. Заполнение ловушек из этих очагов зависит от расстояния до структур и свойств разломов на различных этапах геологического развития. При этом территория основного фокуса (восток) расположена на значительном расстоянии от основного очага генерации (до 135 км),

в неблагоприятных условиях по фактору риска «миграция».

Тогурская НГМП нижнеюрского возраста на этапе выполнения работ являлась предполагаемой (недостаточная степень изученности), поэтому для ее учета в модели использовались данные по скважинам 910 (Стахановская) и 301 (Валынтойская), где на глубинах около 4 км и ниже встречены глины, иногда битуминозные в нижнекотуринской свите (аналог тогурской свиты). Было принято допущение, что тогурская НГМП распространена в пределах всей территории исследования.

Для тогурской свиты выделены 2 потенциальные зоны генерации УВ (рис. 5):

- очаг 2 (Восточно-Харампурская малая котловина);
- зона объединенных очагов 1 и 3.

Анализ результатов моделирования показал, что к моменту 65 млн лет (начало финальной тектонической перестройки и формирования/переформирования ловушек) уже шла активная эмиграция УВ из НГМП, которая началась порядка 50 млн лет назад. Процессы генерации и миграции протекали параллельно с тектонической перестройкой, а разломы были проницаемы, являлись проводниками. К моменту 65 млн лет тогурская свита на западе уже находилась на стадии выхода из основного окна генерации, что могло привести к потере/перераспределению сгенерированных ею и аккумулярованных в породах-коллекторах УВ.

Что касается влияния разломов на нефтегазоносность в пределах территории исследований, то очевидно, что они играли, и сейчас играют, ключевую роль в формировании

месторождений. В настоящее время разломы являются экранами, т.к. большинство объектов верхнеюрского комплекса представлены преимущественно тектонически экранированными залежами.

Палеосвойства разломов были рассмотрены сценарии, в котором в юрском и меловом периодах в условиях спокойной обстановки разломы были непроницаемы, затем на рубеже мела и палеогена начинается тектоническая перестройка (неотектонический этап), и разломы становятся проницаемы, обеспечивая миграцию УВ. В кайнозойе начинается этап закрытия разломов. Основным вариантом, соответствующим истории геологического развития и современной ситуации по нефтегазоносности территории, был принят сценарий: 65–10 млн лет разломы открыты, а начиная с 10 млн лет становятся экранами, что приводит к формированию месторождений, открытых на территории.

По результатам моделирования были установлены ключевые аспекты в стадийности процессов заполнения структур УВ.

- Заполнение ловушек верхнеюрских пластов (верхневасюганский, нижне- и верхнесиговский) углеводородами баженновской свиты из очагов генерации 1 и 2 проходило в 2 этапа. Первоначально шло заполнение пластов СГ5–7 с запада из мощного очага 1, зрелыми нефтями до латеральной границы (на востоке). Далее по ходу созревания ОВ и эмиграции УВ из 2-го очага началось поступление менее зрелых нефтей и вытеснение более зрелых выше по восстанию на восток и северо-восток. Заполнение пластов верх-

несиговской подсвиты (СГ1–3) происходило за счет очага 2 и началось примерно 35 млн лет назад.

- Границей латеральной миграции УВ является область между двумя крайними лицензионными участками на востоке (рис. 5 а).
- Участки на востоке от выделенной границы латеральной миграции находятся в зоне повышенного риска по заполнению, при бурении есть высокая вероятность получения притока воды.

По результатам моделирования составлены карты GCos по наличию и эффективности НГМП, а также процессов миграции УВ по двум объектам — верхнеюрского (баженновская и яновстановская свиты) и нижнеюрского (тогурская свита) возраста.

Подводя общие итоги по интеграции геохимических исследований и моделирования УВ-систем были сделаны следующие выводы.

- В пределах крайней северо-восточной части исследуемой территории основные перспективы связаны с верхнеюрскими пластами: нижне- и верхнесиговская подсвиты: СГ5–7, СГ1–3.
- Верхневасюганские/нижнесиговские (СГ5–7) пласты заполнялись в основном за счет латеральной миграции из очага 1 (западный очаг). Для них граница возможного заполнения выделена в зоне примыкания двух лицензионных участков на востоке.
- Далее на восток от выделенной границы миграции объекты характеризуются высокими рисками по заполнению.
- На востоке перспективы связаны в основном с верхнесиговскими (СГ1–3) пластами. Их заполнение происходило преимущественно за счет УВ очага 2 (северный очаг).
- Яновстановская свита (пласты ЯН) не характеризуются высоким потенциалом, так как имеют высокие риски по заполнению. Размер скоплений, вероятнее всего, будет незначительным, так как их заполнение происходило по остаточному принципу.
- Основной зоной интереса и постановки дальнейших детальных ГРП являются участок и ловушки, находящиеся в зоне «примыкания» 2-го (северного) очага генерации, и участков, расположенных перед зоной окончания миграционных процессов из очага 1.
- При моделировании учтена вероятная нижнеюрская система (тогурская свита), однако для ее корректного учета необходимо проведение геохимических исследований: требуется установить ее наличие

и свойства в пределах изучаемой территории. Для решения этой задачи запланирован отбор кернового материала и проведение геохимических исследований.

- Построены карты рисков по параметру «миграция» для материнских пород нижнеюрского и верхнеюрского возраста, оценен риск по параметру «наличие и свойства НГМП», отранжированы структуры в пределах востока и севера контура моделирования.

## ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА РАЗРАБОТКУ

Помимо оценки ресурсного потенциала территории, выполнялась и оценка потенциальных добычных характеристик объектов, многие из которых напрямую зависят от геологических особенностей.

Уточнение структурного каркаса, увязка его с соседними территориями позволили выявить закономерности изменения газосодержания по территории (рис. 6)

Приуроченность объекта к той или иной фациальной зоне напрямую влияет на его вертикальную неоднородность и расчлененность.

Результаты работ по площадной геохимической съемке также напрямую легли в оценку ожидаемых добычных характеристик перспективных объектов: для зоны 1 (рис. 4) моделировалось только нефтяное насыщение, для зоны 2 рассматривались как нефтяной, так и газоконденсатный сценарии.

## ВЫВОДЫ

В основе геологической оценки участка лежал большой комплекс как камеральных, так и полевых работ, направленных на доизучение ключевых неопределенностей. Проработка дополнительных архивных сейсмических материалов существенно детализировала структурно-тектонический каркас, полевые геохимические работы и бассейновое моделирование позволили оценить вероятность миграции и проработать различные сценарии УВ-насыщения территории. Детализация петрофизической модели в комплексе с переинтерпретацией СРР выявила закономерности в латеральной и вертикальной изменчивости резервуара. В частности, наибольшим суммарным ресурсным потенциалом на исследуемой территории характеризуется пласт СГ5–7, который формировался в сложных полифациальных условиях — на него приходится

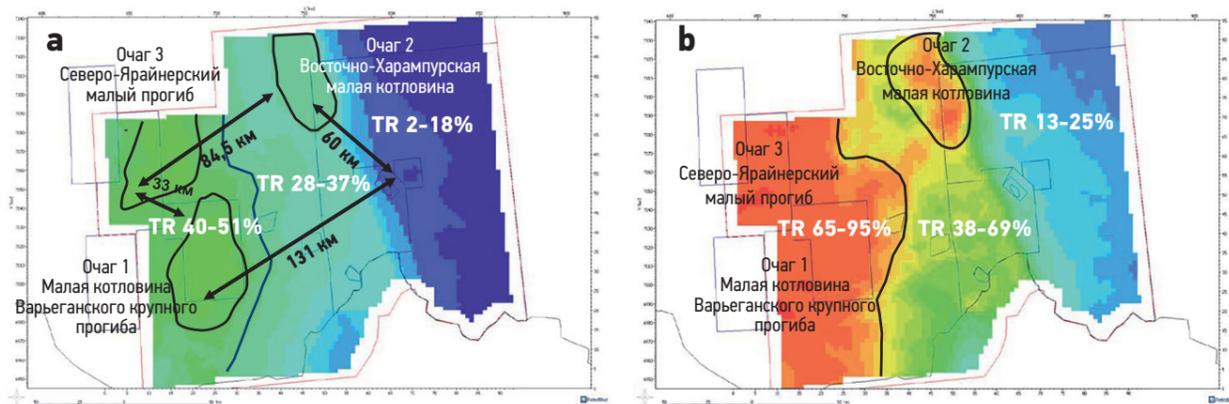


Рис. 5. Выделенные очаги генерации а) баженновской и б) тогурской материнских свит (цветом показана степень зрелости породы по параметру TR). Баженновская свита: породы являются зрелыми в очагах, на остальной территории исследования не достигли необходимой степени зрелости. Тогурская свита: породы являются зрелыми на западе и в центре территории исследования, на востоке не достигли необходимой степени зрелости. Составлено авторами

Fig. 5. Oil and gas kitchens a) Bazhenov formation and b) Togur formation (colors depend on maturity according to transformation ration). Bazhenov source rock is mature in the zones of oil and gas kitchens, and immature within all the rest territory. Togur source rock is overmature in the west of studied territory and immature in the east. Compiled by the article's authors

около половины ресурсного потенциала (табл. 2).

Если же рассматривать пласты СГ1–3 и ЯН1–6, которые накапливались в обстановках проградации дельты, то на проксимальный фронт дельты приходится около

половины ресурсного потенциала данных пластов (табл. 3).

Фациальная приуроченность влияет не только на объем запасов, но и на их качество. При дальнейшей оценке добычных характеристик учитывалась и приуроченность перспективного объекта к той или иной фациальной зоне.

Таким образом, последовательное изучение территории позволило сфокусировать дальнейшие работы на ключевых участках, оценить ресурсный и добычный потенциал.

#### Список литературы

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. — Новосибирск, СНИИГТИМС, 2004. — С. 85.
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. — Новосибирск, СНИИГТИМС, 2004. — С. 137.
3. Бочкарёв В.С. Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. — ЗапСибНИГНИ, 1990.
4. Морозов Н.В. и др. Геолого-геохимическая концепция формирования углеводородной системы на территории проекта «Отдаленная группа месторождений» в периметре АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 12. — С. 21–25.

#### References

1. The VI-th interministerial stratigraphic meeting on the subject of analysis and acceptance of West Siberian Mesozoic sedimentary schemes. Novosibirsk, SNIIGIMS, 2004, p. 85.
2. The VI-th interministerial stratigraphic meeting on the subject of analysis and acceptance of West Siberian Mesozoic sedimentary schemes. Novosibirsk, SNIIGIMS, 2004, p. 137.
3. Bockkarev V.S. Extract from tectonic map of Mesozoic — Cenozoic orthoplatfom sedimentary cover of West Siberian geosyncline. ZapSibNIGNI, 1990. (In Russ.)
4. Morozov N. V. et al. Geological and geochemical concept of petroleum system development within the territory of «Otdalennaya group of fields» Gazpromneft NNG project. *Neftyanoe khozyaystvo [Oil industry]*. 2019, №12, pp. 21–25. (In Russ.)

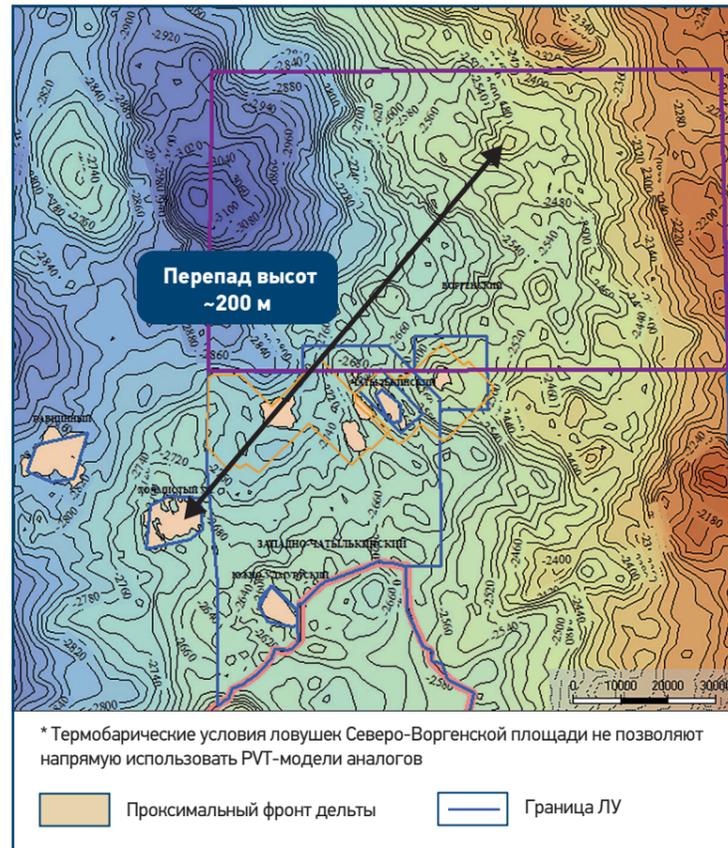


Рис. 6. Структурная карта по кровле баженовской свиты. Составлено авторами  
Fig. 6. Structural map of Bazhenov formation top. Compiled by the article's authors

Таблица 2. Доля ресурсной базы по пластам  
Table 2. Reservoirs resource base

Пласт	Доля от общей ресурсной базы, %
ЯН1–6	13
СГ1–3	42
СГ5–7	45

Таблица 3. Доля ресурсной базы пластов ЯН1–6 и СГ1–3 в зависимости от фациальной приуроченности  
Table 3. Reservoirs resource base ration depending on the facies

Фациальная обстановка	Доля от общей ресурсной базы, %
Дистальный фронт дельты	17
Переходная зона	32
Проксимальный фронт дельты	51

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**М.Н. Николаев** — руководство проектом, контроль качества и сроков выполнения основных этапов работ (15%).

**Т.В. Шмелькова** — формирование и описание кернового материала, который учитывался при анализе условий осадконакопления (фациальной интерпретации), проведение электрофациального анализа и обобщение результатов для выделения перспективных объектов, прогноза распространений фильтрационно-емкостных свойств, выделение перспективных объектов (15%).

**И.А. Камполи** — участие в выполнении работ по формированию геохимического концепта и созданию модели углеводородных систем исследуемой территории. Анализ генерационного потенциала и степени зрелости нефтегазоматеринских пород, процессов генерации и миграции углеводородов, заполнения и сохранности ловушек. Прогноз дальности миграции, анализ геологических рисков и перспектив нефтегазоносности для лицензионных участков в пределах территории работ (15%).

**Д.Ю. Калачева** — выполнение работ по геохимической интерпретации данных для создания геохимического концепта формирования УВС на территории работ, который в дальнейшем учитывался при бассейновом моделировании. Обобщение результатов площадной геохимической съемки для ранжирования территории по степени перспективности наличия УВ, прогноза фазового состава, зон повышенной флюидопроводности разреза (15%).

**Р.Р. Газалиев** — интеграция данных бассейнового моделирования и геохимической съемки в вероятностную оценку ресурсной базы; обоснование распределения подсчетных параметров (15%).

**Д.А. Давыдов** — увязка концептуальных моделей района работ с соседними участками для формирования общей региональной картины развития территории (15%).

**С.А. Погребнюк** — создание геологических и фациальных моделей на основе обновленных сейсмических данных, описания ядра, электрофациального анализа и региональных представлений строения территории (10%).

**М.В. Букатов** — сопровождение обработки и интерпретации СРР; экспертное сопровождение геологических и фациальных моделей (10%).

**Maxim N. Nikolaev** — general management of the project, quality and deadline control (15%).

**Tatiana V. Shmelkova** — formation of core samples database and their description, sedimentological and facial analysis, electro facial analysis, generalization of results for prospecting and reservoir quality forecast (15%).

**Inna A. Campoli** — basin modeling, participation in geochemical concept development. Source rocks' generation potential and maturation evaluation. Hydrocarbons' generation and migration, traps' filling and preservation processes evaluation. Migration distance and limits prediction, geological risks and petroleum potential analysis for license blocks within the studied area (15%).

**Daria Yu. Kalacheva** — geochemical data interpretation for petroleum systems concept as a basis for further basin modeling. Generalization and analysis of areal geochemical survey results for ranking in term of petroleum potential. Fluid types and the most permeable zones prediction within the studied area (15%).

**Rinat R. Gazaliev** — integration of geochemical concept and petroleum systems model's results into probabilistic estimation of oil and gas resources; validation of reservoir parameters and volumetrics (15%).

**Dmitriy A. Davydov** — studied area's conceptual models integration with adjacent license blocks for formation of regional concept of geological development (15%).

**Sergey A. Pogrebnyuk** — geological and facial modeling based on upgraded seismic data, core samples description, electric facies analysis and regional geological concept of the studied area (10%).

**Mikhail V. Bukatov** — guiding of seismic data processing and interpretation; expertise of geological and facial models (10%).

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Максим Николаевич Николаев** — исполнительный директор, ООО «Газпромнефть-ГЕО» 191167, Россия, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 22.  
E-mail: Nikolaev.MN@gazprom-neft.ru

**Татьяна Владиславовна Шмелькова** — ведущий специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
E-mail: Shmelkova.TV@gazpromneft-ntc.ru

**Инна Алексеевна Камполи** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
E-mail: Kampoli.IA@gazpromneft-ntc.ru

**Дарья Юрьевна Калачева\*** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
E-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

**Ринат Раисович Газалиев** — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
E-mail: Gazaliev.RR@gazpromneft-ntc.ru

**Дмитрий Алексеевич Давыдов** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
E-mail: Davydov.DAlekse@gazpromneft-ntc.ru

**Сергей Алексеевич Погребнюк** — руководитель по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
E-mail: Pogrebnyuk.SA@gazpromneft-ntc.ru

**Михаил Владимирович Букатов** — руководитель по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79.  
E-mail: Bukatov.MV@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Maxim N. Nikolaev** — Managing director, Gazpromneft-GEO LLC 22, Sinopskaya emb., 191167, Saint-Petersburg, Russia.  
E-mail: Nikolaev.MN@gazprom-neft.ru

**Tatiana V. Shmelkova** — Lead specialist, Gazpromneft STC LLC 75–79, Moika river emb., 190000, Saint-Petersburg, Russia  
E-mail: Shmelkova.TV@gazpromneft-ntc.ru

**Inna A. Campoli** — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC 75–79, Moika river emb., 190000, Saint-Petersburg, Russia.  
E-mail: Kampoli.IA@gazpromneft-ntc.ru

**Daria Yu. Kalacheva\*** — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC 75–79, Moika river emb., 190000, Saint-Petersburg, Russia.  
E-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

**Rinat R. Gazaliev** — Project manager, Gazpromneft STC LLC 75–79, Moika river emb., 190000, Saint-Petersburg, Russia.  
E-mail: Gazaliev.RR@gazpromneft-ntc.ru

**Dmitriy A. Davydov** — Project manager, Gazpromneft STC LLC 75–79, Moika river emb., 190000, Saint-Petersburg, Russia.  
E-mail: Davydov.DAlekse@gazpromneft-ntc.ru

**Sergey A. Pogrebnyuk** — Product development lead, Gazpromneft STC LLC 75–79, Moika river emb., 190000, Saint-Petersburg, Russia.  
E-mail: Pogrebnyuk.SA@gazpromneft-ntc.ru

**Mikhail V. Bukatov** — Product development lead, Gazpromneft STC LLC 75–79, Moika river emb., 190000, Saint-Petersburg, Russia.  
E-mail: Bukatov.MV@gazpromneft-ntc.ru

# РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИОННОМ СОПРОВОЖДЕНИИ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

**Г.С. Чернышов<sup>1,4</sup>, А.А. Дучков<sup>1,4</sup>, Д.А. Литвиченко<sup>2,\*</sup>, М.В. Салищев<sup>2</sup>, Д.Г. Семин<sup>3</sup>, А.С. Матвеев<sup>1,4</sup>, Н.А. Горяевчев<sup>1,4</sup>, С.И. Грубась<sup>1,4</sup>**

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

<sup>2</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Тюмень

<sup>3</sup>ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

<sup>4</sup>Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

**Электронный адрес:** litvichenko.da@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Цель сейсмических работ состоит в построении глубинно-скоростной геологической модели среды на основе совместной интерпретации сейсмических и скважинных данных. При этом площадная сейсморазведка обеспечивает равномерной площадное покрытие изучаемой площади, а скважинные данные дают более полную и точную информацию об изучаемой среде на дискретном множестве точек (места расположения скважин).

Результаты основных этапов обработки сейсмических данных проходят контроль качества при интерпретационном сопровождении обработки (ИСО). Задача ИСО состоит в том, чтобы оперативно провести контроль качества (QC) на разных этапах обработки, начиная с самых первых. Раннее выявление возможных ошибок и подбор оптимальных параметров процедур обеспечивает высокое качество материалов по завершении этапа обработки. Сейсмическая интерпретация довольно тесно связана с использованием скважинных данных совместно с анализом сейсмических кубов и разнообразных атрибутов в рамках одного интерпретационного пакета. В то же время этапы сейсмической обработки и интерпретации исторически разделены по разным программным пакетам.

**Цель.** Целью работы было создание ряда программных инструментов, которые призваны облегчить взаимодействие между обработчиками и интерпретаторами в рамках производственных проектов обработки сейсмических данных при геолого-разведочных работах.

**Методы.** Основными требованиями к инструментам были: охватывать функционал интерпретационных пакетов, необходимый при ИСО различных этапов обработки, иметь возможность выгружать сейсмические данные непосредственно из ПО для обработки.

**Результаты и выводы.** Успешное тестирование созданных программных инструментов показало принципиальную возможность проведения необходимого при ИСО анализа без использования специализированных интерпретационных пакетов. Реализованные программные инструменты работают независимо и формируют отчет с результатами и рисунками, который интерпретатор может просмотреть и сделать вывод по текущему этапу ИСО.

**Ключевые слова:** контроль качества сейсмических данных, интерпретационное сопровождение обработки, кластеризация

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

**Для цитирования:** Чернышов Г.С., Дучков А.А., Литвиченко Д.А., Салищев М.В., Семин Д.Г., Матвеев А.С., Горяевчев Н.А., Грубась С.И. Разработка инструментов автоматизации контроля качества при интерпретационном сопровождении обработки сейсмических данных. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021,6(3):83–96. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-83-96>

Статья поступила в редакцию 11.06.2021

Принята к публикации 02.08.2021

Опубликована 29.09.2021

DEVELOPMENT OF AUTOMATION TOOLS FOR THE SEISMIC DATA QUALITY CONTROL IN AN INTERPRETIVE SUPPORT OF DATA PROCESSING

**Gleb S. Chernyshov<sup>1,4</sup>, Anton A. Duchkov<sup>1,4</sup>, Dmitriy A. Litvichenko<sup>2,\*</sup>, Mihail V. Salishchev<sup>2</sup>, Daniil G. Semin<sup>3</sup>, Alexey S. Matveev<sup>1,4</sup>, Nikita A. Goreyavchev<sup>1,4</sup>, Serafim I. Grubas<sup>1,4</sup>**

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the SB RAS, RF, Novosibirsk

<sup>2</sup>Gazpromneft NTC LLC, RF, Tyumen

<sup>3</sup>PJSC Gazprom Neft, RF, Saint Petersburg

<sup>4</sup>Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

**E-mail:** litvichenko.da@gazpromneft-ntc.ru

**Introduction.** The aim of seismic exploration is to build a depth-velocity geological model based on the joint interpretation of seismic and well data. Seismic exploration provides uniform coverage of the studied area, and borehole data provide more complete and accurate information about the studied section at a discrete set of points (well locations).

The results of the main stages of seismic data processing undergo quality control during interpretation support (ISO). The supporting task is to quickly carry out quality control (QC) at different stages of processing, starting from the earliest. Early detection of possible errors and selection of the optimal parameters of the procedures ensures high quality materials at the end of the processing stage. Seismic interpretation relies on the use of well data in conjunction with the seismic data and various attributes within a single interpretation package. At the same time, seismic processing and interpretation are historically separated by different software packages.

**Methods.** The aim of the work was to create software tools that facilitate the interaction between processing and interpretation. The developed tools should: 1) include the functionality of interpretation packages necessary for interpretation support various stages of processing, 2) be able to access seismic data directly from the software for processing.

**Results and discussion.** Successful testing of the created software tools showed the possibility of performing the necessary analysis without using specialized interpretation packages. The implemented software packages generate a report with QC metrics and figures, which the interpreter can view and make conclusions about the current stage of the processing.

**Keywords:** seismic data quality control, interpretive support of data processing, clusterization

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

**For citation:** Chernyshov G.S., Duchkov A.A., Litvichenko D.A., Salishchev M.V., Semin D.G., Matveev A.S., Goreyavchev N.A., Grubas S.I. Development of automation tools for the seismic data quality control in an interpretive support of data processing. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):83–96. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-83-96>

Manuscript received 11.06.2021

Accepted 02.08.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Цель сейсмических работ состоит в построении глубинно-скоростной геологической модели среды на основе совместной интерпретации сейсмических и скважинных данных. При этом площадная сейсморазведка обеспечивает равномерное площадное покрытие изучаемой площади, а скважинные данные дают более полную и точную информацию об изучаемой среде на дискретном множестве точек (места расположения скважин). Результаты основных этапов обработки сейсмических данных проходят контроль качества при интерпретационном сопровождении обработки (ИСО). Задача ИСО состоит в том, чтобы оперативно провести контроль качества (QC) на разных этапах обработки (рис. 1), начиная с самых первых. Это обеспечивает раннее выявление возможных ошибок и подбор оптимальных параметров процедур, что определяет высокое качество материалов по завершении этапа обработки. Сейсмическая интерпретация довольно тесно связана с использованием скважинных данных совместно с анализом сейсмических кубов и разнообразных атрибутов в рамках одного интерпретационного пакета. В то же время этапы сейсмической обработки и интерпретации исторически разделены по разным программным пакетам. Это понижает эффективность совместной работы обработчика и интерпретатора в рамках одного проекта.

Так, в рамках обязательного ИСО возникают дополнительные затраты по времени при обмене данными между обрабатывающими и интерпретационными пакетами. Кроме того, необходимость этого обмена тормозит более глубокую интеграцию этапов обработки и интерпретации. Например, построение структурных глубинно-скоростных моделей, структурных моделей зачастую идет независимо на этапах обработки и интерпретации. Поэтому актуальной задачей является развитие удобных программных инструментов для совместной работы обработчика и интерпретатора. В идеале их работа должна осуществляться в единой программной среде, чтобы обеспечить эффективность совместной работы над проектом. Эта цель труднодостижима, т.к. существуют объективные различия этих этапов. Например, обработка выдвигает высокие требования к вычислительным ресурсам, ей необходим доступ к большим объемам данных и выполнение на кластерных системах. Для интерпретации нужен высокий уровень интерактивной графики, но меньшие объемы данных на десктопах. Кроме того, и в обработке, и в интерпретации есть свои устоявшиеся программные пакеты, на которых привыкли работать специалисты. Таким образом, целью данной работы является создание ряда программных инструментов, которые призваны облегчить взаимодействие между обработчиками и интерпретаторами.

## МЕТОДЫ

Стандартный подход к проведению каждого ИСО подразумевает следующие шаги:

- обработчик формирует необходимые наборы данных и выгружает их из обрабатывающего пакета (Omega, GeoDepth, Geovation и т.д.) для передачи интерпретатору;
- интерпретатор загружает эти наборы данных в интерпретационный пакет (Petrel, HampsonRussell, Jason и т.д.);
- интерпретатор проводит QC-анализ переданных данных;
- интерпретатор формирует отчет по ИСО для передачи обработчику.

Для ускорения процедуры ИСО предлагается использовать альтернативную процедуру:

- обработчик использует необходимые инструменты QC этапов обработки для анализа и формирования отчета; отправляет отчет интерпретатору;
- интерпретатор проверяет отчет, делает вывод и утверждает вывод по ИСО.

Такой подход позволит пропустить обмен данными на этапе ИСО и минимизировать временные затраты, оставив передачу данных только в самых необходимых случаях (например, для первоначальной сейсмостратиграфической привязки).

Работу можно разделить на два направления:

- разработка независимых программных инструментов, реализующих процедуры сейсмической интерпретации с формированием отчета;
- интеграция разработанных программных инструментов в существующие пакеты сейсмической обработки.

В ходе работы был реализован следующий набор инструментов:

- кластеризация сейсмограмм при приеме материала;
- анализ сейсмического импульса (сейсмостратиграфическая привязка);
- оценка фазы сейсмического импульса по косвенным признакам;
- анализ атрибутов AVO (сходимость с теоретическим распределением);
- привязка частично-кратных сумм;
- оценка зависимости карт изохрон от рельефа;
- оценка наличия вертикальных динамических аномалий в разрезе.

Из них инструменты № 2 и 4–7 являются стандартными процедурами, используемыми при проведении ИСО и реализованными в интерпретационных пакетах. Здесь основной целью была независимая реализация известных алгоритмов и попытка заменить существенную часть интерактивного взаимо-

действия интерпретатора с данными путем расчета численных метрик, характеризующих качество данных. Инструменты № 1 и 3 не используются в качестве стандартных процедур при проведении ИСО, являются экспериментальными и требуют дополнительного тестирования на производственных проектах.

## ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ПРОГРАММНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ РЕАЛИЗОВАНЫ В ЕДИНОМ ГРАФИЧЕСКОМ ИНТЕРФЕЙСЕ, УСПЕШНО ПРОТЕСТИРОВАНЫ, ОБЛЕГЧАЮТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МЕЖДУ ОБРАБОТЧИКАМИ И ИНТЕРПРЕТАТОРАМИ ПРИ РАБОТЕ С СЕЙСМИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ

На рис. 1 показано, какие из разработанных программных инструментов могут быть задействованы на разных этапах ИСО при обработке. При использовании нескольких инструментов QC базовым подходом является выдача отчетов с результатами отработки каждого инструмента.

№ 1. Кластеризация сейсмограмм. Инструмент направлен на выделение кластеров по картам сейсмических атрибутов, анализируемых на этапе приема данных. Работа инструмента кластеризации сейсмограмм основана на использовании нескольких методов машинного обучения. Кластеризация выполняется в полуавтоматическом режиме. Предполагается, что каждый сейсмический атрибут содержит в себе информацию об отдельных особенностях сейсмического волнового поля. Кластеризация сейсмических атрибутов подразумевает выделение кластеров с типичной волновой картиной. Непосредственно перед кластеризацией карты сейсмических атрибутов обрабатываются и подвергаются сжатию или понижению размерности до 2D. Эта процедура выполняется с помощью алгоритма Uniform Manifold Approximation and Projection (UMAP) [4]. По существу, процедура UMAP позволяет пространственно разделить разные классы в двумерном пространстве. Кроме того, обладая априорной информацией о распределении кластеров на некоторых из имеющихся карт, у обработчика есть возможность вручную разбить карты по значениям атрибута и добавить сформированную карты классов на вход процедуры UMAP, что повысит вес выделенных зон при дальнейшем разделении классов.

Сама кластеризация выполняется в ручном или автоматическом режиме (рис. 2). В левой части рисунка приведен результат понижения размерности атрибутов до 2D, по осям

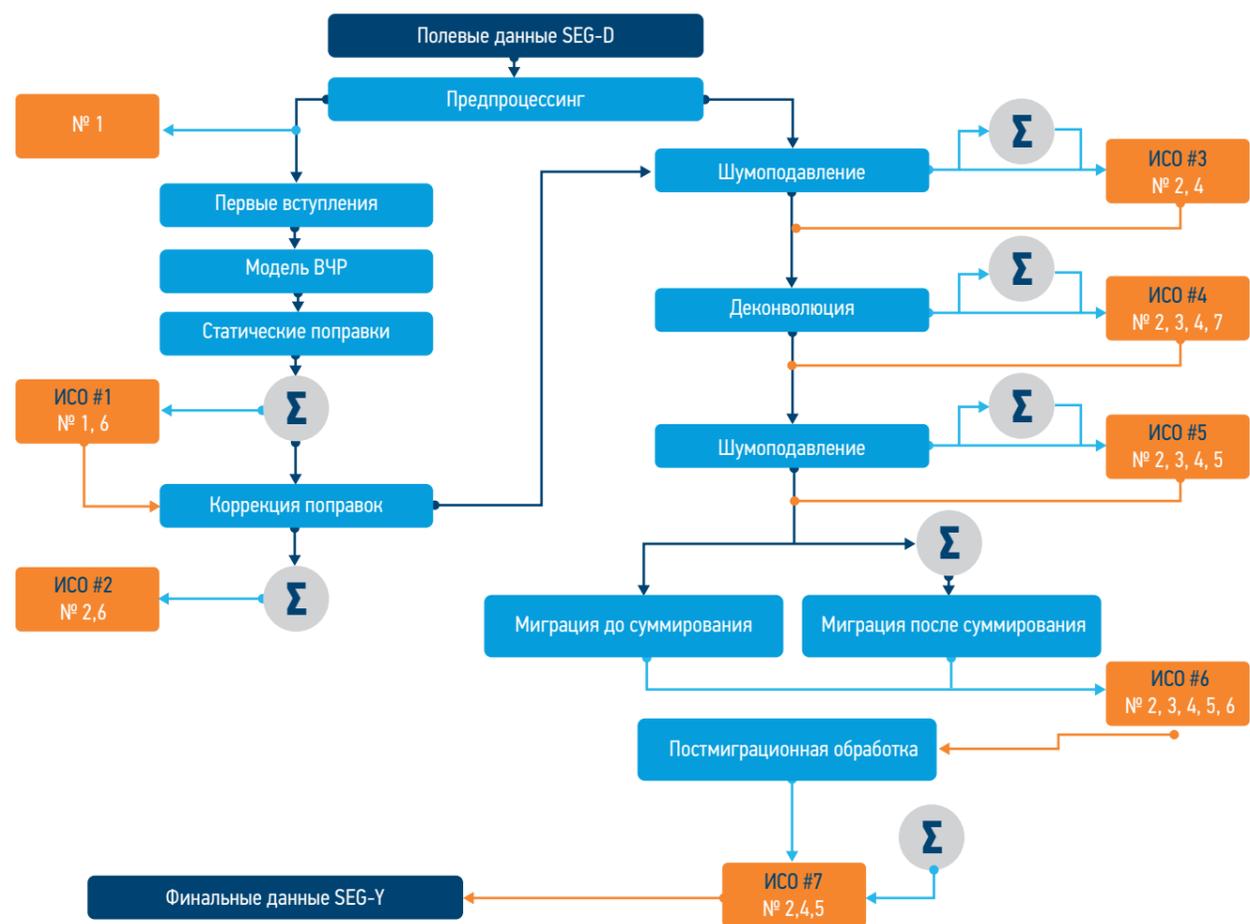


Рис. 1. Схематичное представление графа обработки с указанием промежуточных этапов ИСО. Красным цветом указаны номера разрабатываемых инструментов QC, относящиеся к этапам ИСО. Предоставлено ООО «Газпромнефть НТЦ»  
 Fig. 1. Schematic representation of the processing graph indicating the stages of interpretation support. The numbers of the QC tools under development are indicated in red. Provided by Gazpromneft STC

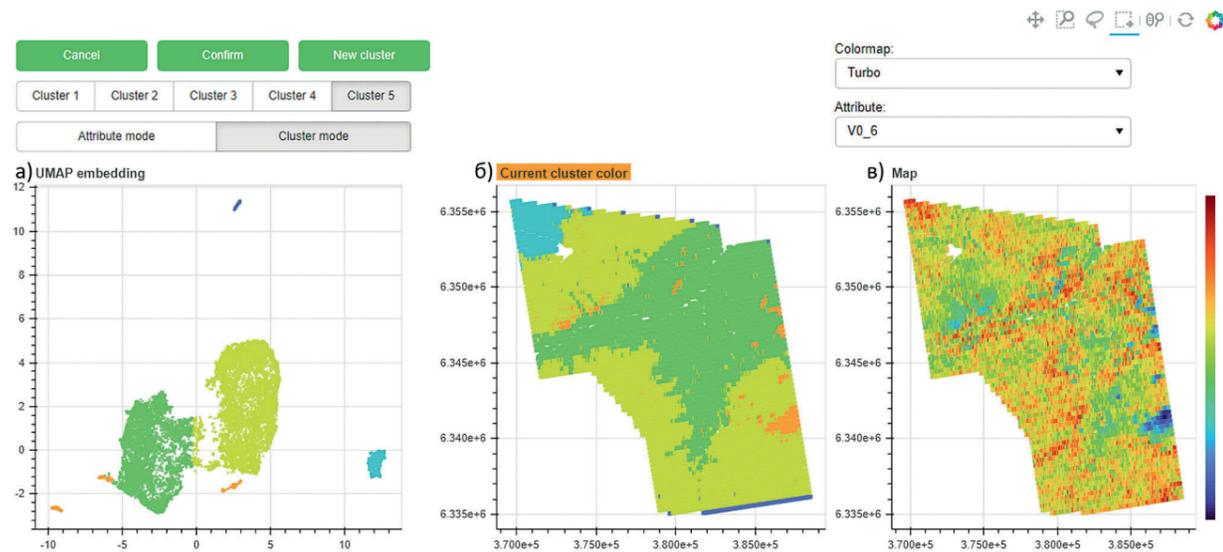


Рис. 2. Этап ручной кластеризации карты поверхностных условий инструмента № 1. Результат применения процедуры UMAP (а), положения точек классов на площади (б), карта атрибута вертикальных скоростей (в). Составлено авторами  
 Fig. 2. Manual clustering of the surface conditions map (tool № 1). The result of applying the UMAP procedure (a), class distribution map (б), vertical velocity map (в). Compiled by the article's authors

отложены безразмерные величины. К такому представлению данных (всех имеющихся карт атрибутов) применяется ручное выделение классов и стандартные алгоритмы автоматической кластеризации (KMeans [5], DBSCAN [7]), цветом на карте выделены разные классы точек. По центру приведена карта площади с положением выделенных классов, цвета соответствуют левой карте. В правой части приводится карта атрибута из входных данных, в данном примере это карта вертикальных скоростей. На данном примере алгоритм позволил выделить четыре класса поверхностных условий, выделяющихся на сейсмических атрибутах: возвышенность рельефа (синим), пойма реки (зеленым), болота (оранжевым), остальная площадь (желтым).  
 № 2. Анализ сейсмического импульса. Разработанный инструмент позволяет проводить оценку качества сейсмостратиграфической привязки. В основе инструмента лежит алгоритм извлечения импульса с использованием скважинной информации (детерминистический) (3) с последующей корреляцией синтетической и реальной сейсмической трассы. Изначальную привязку и извлечение импульса необходимо провести интерпретатору, затем данные передаются обработчику. Далее инструмент может быть использован обработчиком на нескольких вариантах сейсмического куба, или на разных этапах обра-

ботки, если выполняется предположение о незначительном изменении закона время–глубина. Такое предположение избавляет от необходимости использовать интерактив интерпретационных пакетов и компетенции интерпретатора для оценки качества привязки различных временных разрезов. Входными данными инструмента являются: один или несколько сейсмических кубов, данные ГИС (акустический каротаж, значения плотности, закон время–глубина), параметры для извлечения импульса (целевой интервал, длина импульса). Выходные данные: набор–визуализация для анализа привязки, таблица численных метрик, характеризующих качество привязки, и амплитудно–частотная характеристика (АЧХ) импульса. На рис. 3 показано общее окно приложения автоматического контроля качества сейсмических данных. Таблица метрик позволяет провести оценку качества набора сейсмических данных путем сортировки по целевой метрике. Значимость различных метрик может меняться в зависимости от этапа обработки, на котором проводится ИСО. Численные метрики по порядку положения в таблице: доминантная частота импульса, доминантная частота сейсмике, ширина спектра импульса, ширина спектра сейсмике, фаза импульса, наклон фазы импульса, отклонение фазового спектра от прямой, параметры функции взаимной

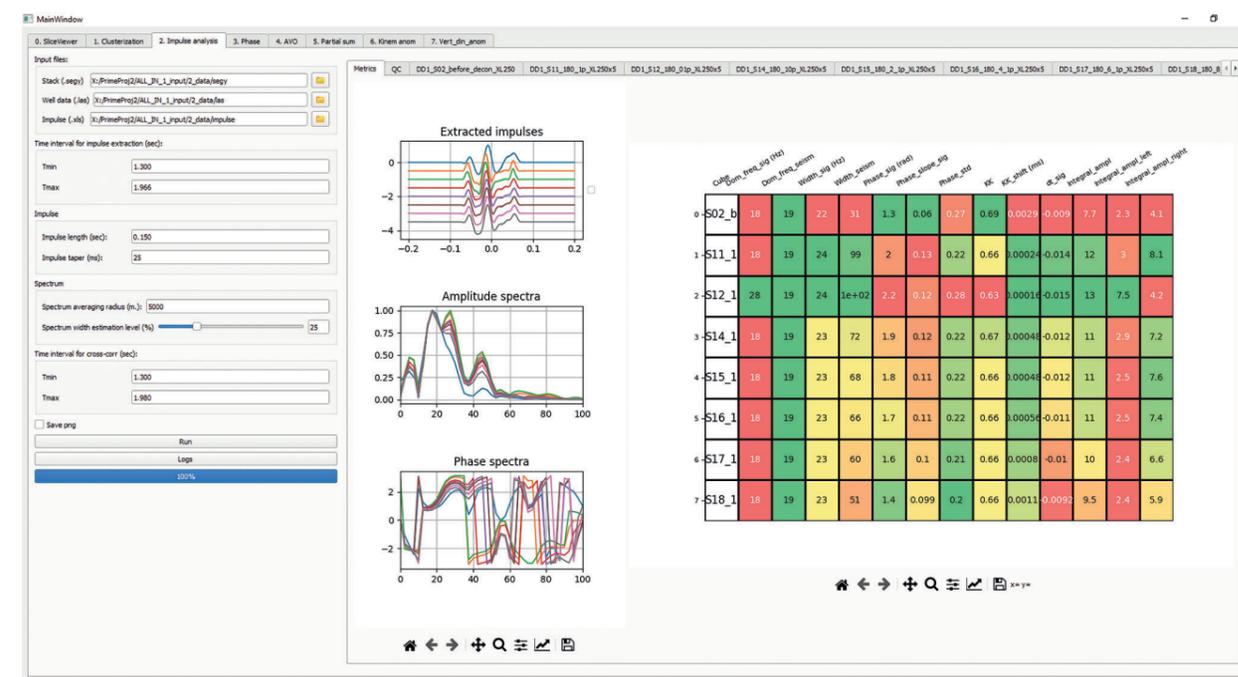


Рис. 3. Вкладка сводных результатов инструмента № 2 для набора сейсмических кубов, форма извлеченных импульсов, амплитудные и фазовые спектры, таблица численных метрик. Составлено авторами  
 Fig. 3. The tab of the summary results of tool № 2, the shape of the extracted impulses, amplitude and phase spectra and a table of numerical metrics. Compiled by the article's authors

корреляции (ФВК) сейсмической трассы и синтетической (три метрики), интеграл амплитудного спектра в различных полосах частот (три метрики).

На начальных этапах обработки основным критерием может выступать коэффициент корреляции сейсмической и синтетической трасс, а на этапе деконволюции главную роль может играть параметр ширины импульса или его расширение в область высоких/низких частот.

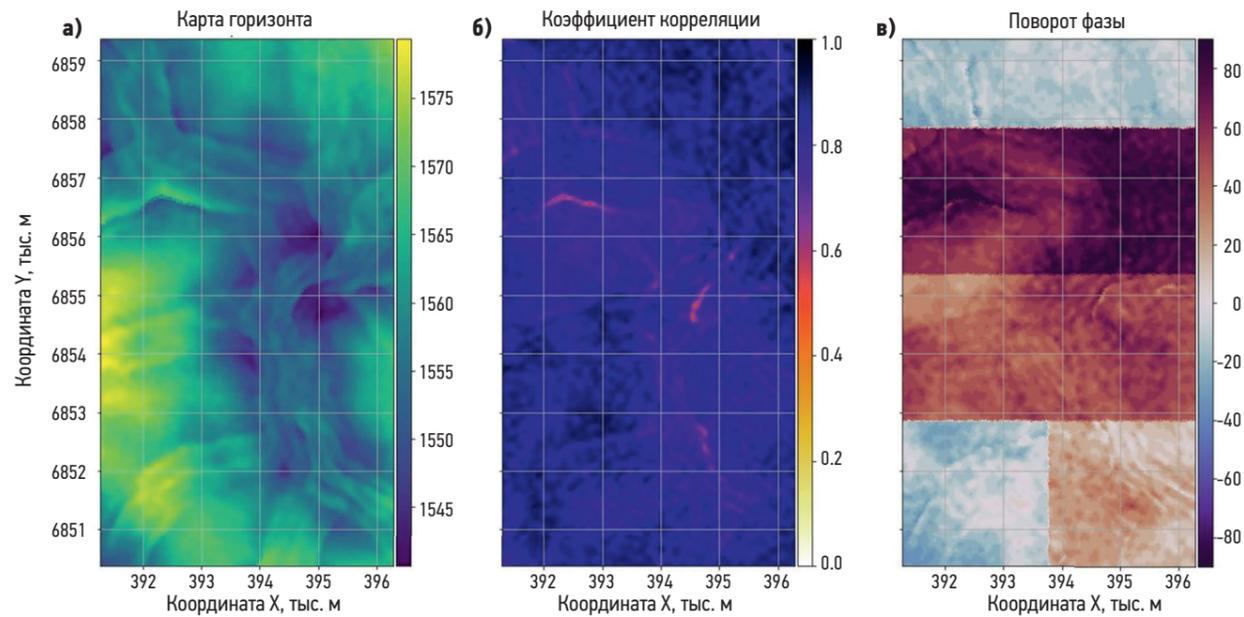
**№ 3. Оценка фазы сейсмического импульса.** Инструмент позволяет оценивать поворот фазы сейсмического импульса в межскважинном пространстве. В основе инструмента лежит идея, описанная в работах [1]. Заключается в сравнении синтетической трассы с заданным поворотом фазы и реальной трассой из сейсмического куба.

Синтетическая трасса определяется через свертку коэффициентов отражения, полученных по скважинным данным, и сейсмического импульса. Импульс, извлеченный в точке скважины, поворачивается с заданным шагом по фазе, каждый повернутый импульс сворачивается с кривой коэффициентов отражения. Затем рассчитывается коэффициент корреляции между разными реализациями синтетической трассы и сейсмической трассой в небольшом окне вокруг целевого горизонта, порядка двух длин волн. Поворотом фазы в исследуемой точке становится значение фазы с наибольшим коэффи-

циентом корреляции трасс. Таким образом, определяется поворот фазы для всех трасс сейсмического куба.

Используя импульс, извлеченный в одной точке скважины, инструмент работает в предположении, что изменение формы импульса по площади связано только с поворотом фазы. Такое предположение очень редко выполняется, форма импульса для разных скважин на площади может существенно отличаться. Инструмент разрабатывался для решения конкретного кейса, когда поворот фазы искусственно вводится в данные из-за ошибочного применения процедур обработки. Как показала практика, искусственный поворот фазы по площади успешно определяется даже относительно импульса одной скважины. Для тестирования инструмента в трассы сейсмического куба была искусственно введена фазовая подвижка в 30, 60 и 90°. На **рис. 4** приведен результата применения инструмента. Анализ рисунков позволяет сделать следующие выводы:

- в исходном кубе присутствуют незначительные повороты фазы;
- в кубе с поворотом фазы четко локализуются зоны введения искусственного поворота. Эти зоны осложнены наложением поворота фазы с исходного куба;
- точная численная оценка поворота возможна при учете поворота с исходного куба.



**Рис. 4.** Результаты применения инструмента № 3. Карты горизонта (а), максимальных коэффициентов корреляции (б) и поворота фазы (в).  
Составлено авторами  
**Fig. 4.** The results of tool № 3. Horizon maps (a), maximum correlation coefficients (б), and phase rotation (в).  
Compiled by the article's authors

За рамками кейса карты поворота фазы могут быть рассмотрены как карты изменения формы сигнала по площади. Изменения могут быть связаны с геологией или с процедурами обработки, но, как показывает практика, параметр поворота импульса, извлеченного в одной точке, хорошо коррелирует с такими изменениями и поможет выделить аномальные зоны на площади.

Для автоматического сравнения нескольких сейсмических кубов карты атрибутов сводятся к численным метрикам: средний коэффициент корреляции по площади, средний абсолютный угол поворота фазы, средненевдратичное отклонение угла поворота фазы. Входные данные инструмента: один или несколько сейсмических кубов, одна или несколько скважин (данные ГИС, извлеченный импульс), карта горизонта. Выходные данные: карта коэффициентов корреляции синтетической и реальной сейсмических трасс, карта углов поворота фазы сейсмического импульса, таблица численных метрик, характеризующих распределение атрибутов на выходных картах.

**№ 4. Анализ атрибутов AVO.** Инструмент нацелен на анализ AVO-характеристик с целью идентификации «провалов» на ближних удалениях, а также сопоставления AVO-характеристик по целевому ОГ с теоретическим распределением на уровне тренда. В основе лежит аппроксимационный подход расчета коэффициентов отражения [6, 8]. Аналогично предыдущим инструментам по данным ГИС и извлеченному импульсу строится синтетическая трасса, по данными АК рассчитываются средненевдратичные скорости (RMS) для формирования синтетической сейсмограммы общей глубинной точки (ОГТ). Далее в сейсмограмму вводятся кинематические поправки для корректного сравнения с реальной спрямленной сейсмограммой. По отбивке горизонта снимаются максимальные амплитуды в небольшом окне или рассчитываются средненевдратичные значения. Затем для распределений амплитуд синтетической и реальной сейсмограммы строится аппроксимация полиномом уравнения Аки — Ричардса. Также для двух сейсмограмм рассчитывается коэффициент корреляции в небольшом скользящем окне. В качестве численных метрик, характеризующих качество сейсмической записи, служат: средний коэффициент корреляции вдоль целевого горизонта, средняя абсолютная разница амплитуд, дисперсия разницы амплитуд, количество значений амплитуд с процентным отклонением, больше заданного пользователем.

Пример работы инструмента для одной сейсмограммы показан на **рис. 5**.

Входные данные: одна или несколько сейсмограмм ОГТ, данные ГИС, извлеченный импульс. Выходные данные: набор графики для визуального анализа AVO-распределений, таблица численных метрик, характеризующих качество совпадения реального распределения с теоретическим, в точке скважины.

**№ 5. Привязка частично-кратных сумм.** Инструмент позволяет оценить качество извлекаемых импульсов для набора угловых сумм с точки зрения изменения параметров извлекаемых импульсов. Аналогично инструменту № 2 извлекается импульс для каждой угловой суммы сейсмического куба. Далее рассчитывается набор численных метрик, позволяющий оценить тенденцию изменения параметров импульса в зависимости от интервала углов суммирования. Для каждой суммы рассчитываются метрики: сдвиг огибающей импульса, отклонение доминантной частоты от средней, отклонение ширины спектра от среднего, фаза импульса, отношение амплитуды импульса к среднему, коэффициент корреляции синтетической и реальной трасс, сдвиг максимума ФВК. Результат извлечения импульсов для одного набора угловых сумм показан на **рис. 6**. Для сравнения разных наборов угловых сумм набор метрик сокращается до трех: средний сдвиг импульсов для всех углов, среднее отклонение ширины спектра, средний коэффициент корреляции сейсмика-синтетика.

Входные данные: один или несколько наборов угловых сумм, данные ГИС, извлеченный интерпретатором импульс (для визуального сравнения). Выходные данные: извлеченные импульсы, набор графики, таблица численных метрик, позволяющих оценить АЧХ импульсов и динамику их изменения в зависимости от угла суммирования.

**№ 6. Оценка зависимости карт изохрон от рельефа.** Инструмент позволяет автоматически оценивать горизонты с точки зрения наличия кинематических аномалий и корреляции с поверхностными условиями. В основе инструмента лежат следующие критерии:

- вариативность значений T0 горизонтов относительно общего тренда. Горизонт должен быть гладким, в некоторых случаях — горизонтальным;
- отсутствие корреляции с картами поверхностных условий (реки, болота, пески и т.д.).

Инструмент опирается на предположение о плавном изменении геометрии горизонта и отсутствии корреляции геометрии с картами поверхностных условий. Трендом является сглаженная в большом окне карта горизонта, размер окна задается пользователем. Численные метрики оценки

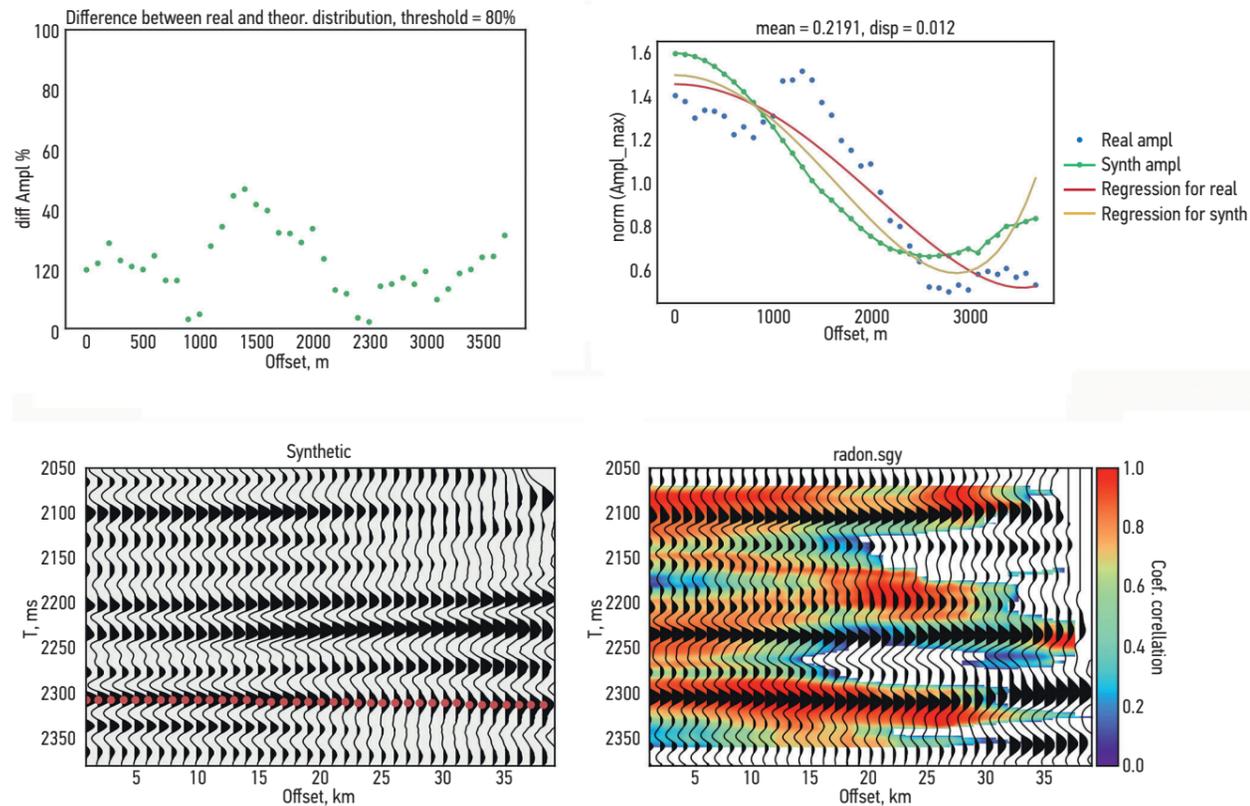


Рис. 5. Визуализация основных результатов работы инструмента № 4. Слева — блок входных параметров инструмента, справа — блок графическим представлением результатов расчета: разница синтетического и реального распределения амплитуд, распределения амплитуд с аппроксимационными кривыми, фрагмент синтетической и реальной сейсмограммы ОГТ, цветом показан коэффициент корреляции в плавающем окне. Составлено авторами

Fig. 5. The results of tool #4: the difference between the synthetic and real AVO distribution, distribution of amplitudes with approximation curves, a fragment of a synthetic and real seismogram, the color shows the correlation coefficient. Compiled by the article's authors

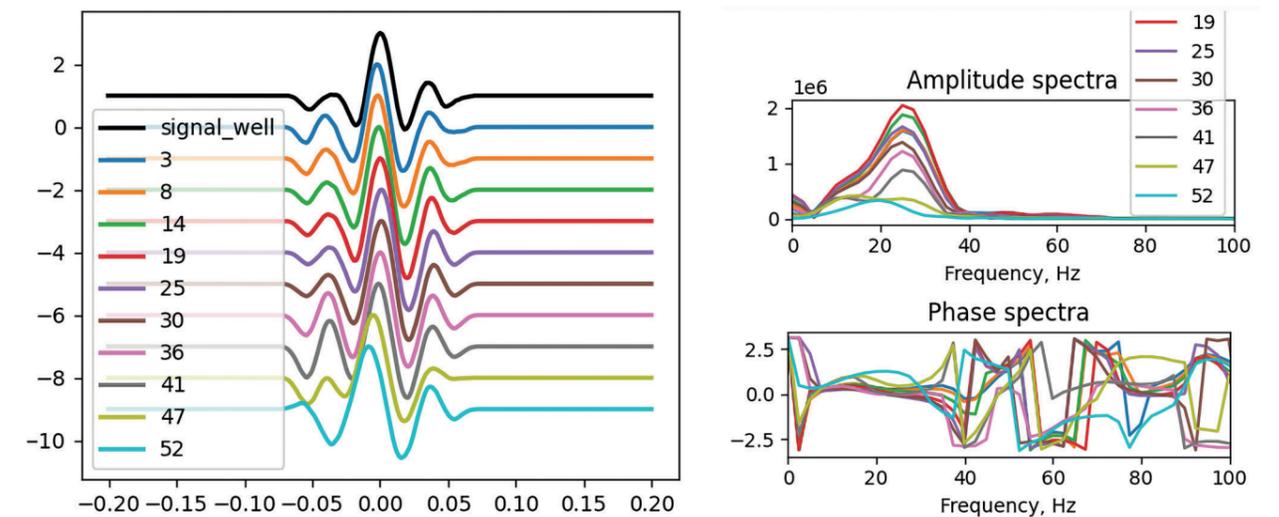
качества: среднеквадратичное отклонение горизонта от тренда, количество точек, отклоняющихся больше чем на 10% от тренда, корреляция горизонта с отбивками по скважинам, коэффициенты корреляции карты горизонта с выбранными картами поверхностных условий. На рис. 7 приведена вкладка с основной визуализацией результатов работы инструмента. Входные данные: один или несколько вариантов одного горизонта, набор отбивок по скважинам (если есть), карты поверхностных условий (если есть). Выходные данные: карты отклонения горизонтов от гладкого тренда, таблица численных метрик, позволяющих оценить отклонение горизонтов от тренда и степень корреляции с картами поверхностных условий.

№ 7. Оценка наличия вертикальных динамических аномалий в разрезе. Инструмент позволяет оценить устойчивость амплитудных характеристик сигнала во временной области и вариативность значений амплитудного спектра в FX области. Результатом становятся карты распространения вертикальных амплитудных аномалий.

Во временной области выделяется несколько уровней, затем строятся карты значений RMS амплитуд для каждого уровня, положение уровней и величина окна вокруг них задается пользователем. В качестве уровней могут выступать несколько прокоррелированных горизонтов. Значения RMS амплитуд на каждом уровне сравнивается со средним значением, при значительном отклонении амплитуда считается аномальной. При наличии аномальных амплитуд на большинстве заданных уровней считаем, что в данной точке присутствует вертикальная амплитудная аномалия. Таким образом строится карта распространения вертикальных амплитудных аномалий, на которой присутствуют три класса точек: положительные амплитудные аномалии, отрицательные амплитудные аномалии, отсутствие вертикальных аномалий. Для оценки устойчивости динамических характеристик в области частота—расстояние (FX) рассчитываются амплитудные спектры для всех трасс, в серии перекрывающихся полос частот рассчитываются значения RMS амплитуд. Для полученных карты RMS

амплитуд во всех частотных полосах определяются все попарные коэффициенты корреляции. Наиболее коррелирующиеся карты объединяются в общую полосу частот автоматически по пороговому значению коэффициента корреляции (0,6). Таким образом, весь частотный диапазон разбивается на полосы частот с различающимся распределением амплитуд по площади (независимые полосы). Далее для каждой полосы частот рассчитывается среднеквадратичное отклонение RMS амплитуды каждой трассы относительно общего сглаженного спектра для всего куба. В качестве численных метрик, характеризующих устойчивость распределения амплитуд в пространстве и времени, становятся количество точек с аномальными амплитудами и их среднеквадратичные отклонения от среднего. В FX области оценивается среднеквадратичное отклонение амплитудных спектров от эталонного в каждой выделен-

ной полосе частот. На рис. 8 приведен результат применения инструмента, набор гистограмм распределения амплитуд для трех уровней по времени, карта распределения вертикальных динамических аномалий, эталонный амплитудный спектр с выделением полученных независимых полос частот. Входные данные: один или несколько сейсмических кубов. Выходные данные: графика и таблица численных метрик, позволяющих сравнить переданные кубы с точки зрения наличия вертикальных динамических аномалий. Результатами каждого инструмента, кроме первого, становится таблица численных метрик, характеризующих качество сейсмических данных, что позволяет отсортировать переданный для анализа набор данных по значению численной метрики и сделать заключение о лучшем варианте обработки. Набор метрик был сформулирован



	Angles	dt_impulse	Dom_freq_missfit	Width_freq_missfit	Phase_average	L_impulse/median_f	CC_average	dt_CCF
1	3	-2.0	0.0	-0.0	19.0	1.18	0.9	2.0
2	8	-2.0	0.0	0.0	16.0	1.16	0.91	2.0
3	14	-0.5	0.0	0.0	12.0	1.28	0.91	2.0
4	19	0.3	0.0	-0.0	2.0	1.34	0.9	2.0
5	25	1.0	0.0	1.0	-3.0	1.1	0.87	3.0
6	30	1.0	0.0	0.0	-3.0	0.9	0.88	3.0
7	36	0.3	0.0	-2.0	0.0	0.73	0.89	2.0
8	41	-1.2	0.0	-3.0	3.0	0.54	0.89	2.0
9	47	-5.0	-10.0	9.0	41.0	0.35	0.8	3.0
10	52	-8.7	-5.0	-0.0	65.0	0.2	0.58	5.0

Рис. 6. Основные графики и таблица метрик инструмента № 5, описывающими зависимость параметров извлекаемого импульса от номера угловой суммы по одному сейсмическому кубу. Составлено авторами

Fig. 6. Results and metrics table (tool #5). The results describe the dependence of the impulse parameters on the number of the angular sum. Compiled by the article's authors

по результатам тестирования инструментов на данных с месторождений Западной Сибири. Разработанные инструменты были объединены в общее приложение с графическим интерфейсом. В качестве языка разработки был выбран Python 3, инструмент для построения пользовательских интерфейсов — PyQt5. Хотя приложение позволяет автоматически ранжировать несколько вариантов сейсмических данных по качеству, ускорение этапа ИСО в производственном процессе теряется из-за необходимости выгружать сейсмические данные для передачи интерпретатору, поэтому основным направлением для ускорения этапа контроля качества является интеграция инструментов в существующее ПО обработки сейсмических данных. Такая интеграция становится возможной благодаря предоставлению соответствующего application programming interface (API) для доступа ко внутренним форматам хранения данных со стороны разработчиков

программного обеспечения. В данной работе были выбраны два ПО, представляющих такое API, — CGG Geovation 2.1 и Paradigm Echos. API Geovation 2.1 представляет собой набор функций на языках C и Fortran, которые обеспечивают доступ к базовым для системы Geovation датасетам (dataset), и включает в себя набор атрибутов, настроек, а также множество записей со значениями атрибутов. Каждый атрибут может хранить в себе либо скаляр (аналог поля заголовка файла SEG-Y), либо вектор значений (аналог сейсмической трассы). ПО Paradigm Echos является частью общей инфраструктуры Paradigm Eros. Единый проект Eros может объединять различные типы данных, такие как сейсмические съемки, скважинные данные, топографические данные, данные о коллекторе и данные бурения. Eros также позволяет взаимодействовать с таким проектом с помощью API на языке C++. В таком случае доступ к сейсмическим данным может быть осуществлен с помощью

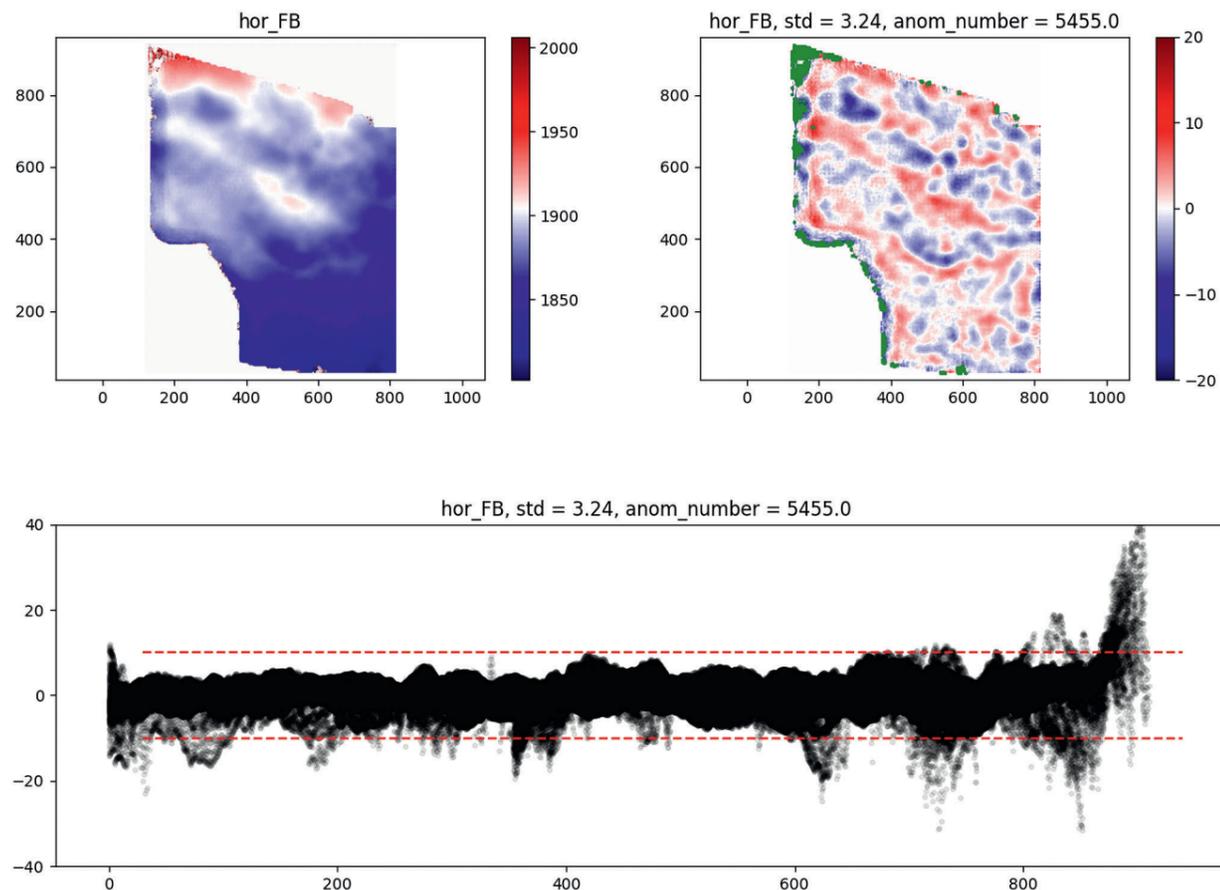


Рис. 7. Визуализация основных результатов работы инструмента № 6, карта горизонта, карта отклонений от тренда, график корреляции точек горизонта с отбивками по скважинам, график отклонений точек горизонта от тренда вдоль инлайнов, красным обозначен уровень отклонения в 10%. Составлено авторами  
 Fig. 7. The results of tool # 6, horizon map, map of horizon deviations from the trend, correlation of horizon points with depths by wells, deviation of horizon points from the trend along inlines, the level of deviation of 10% is shown in red. Compiled by the article's authors

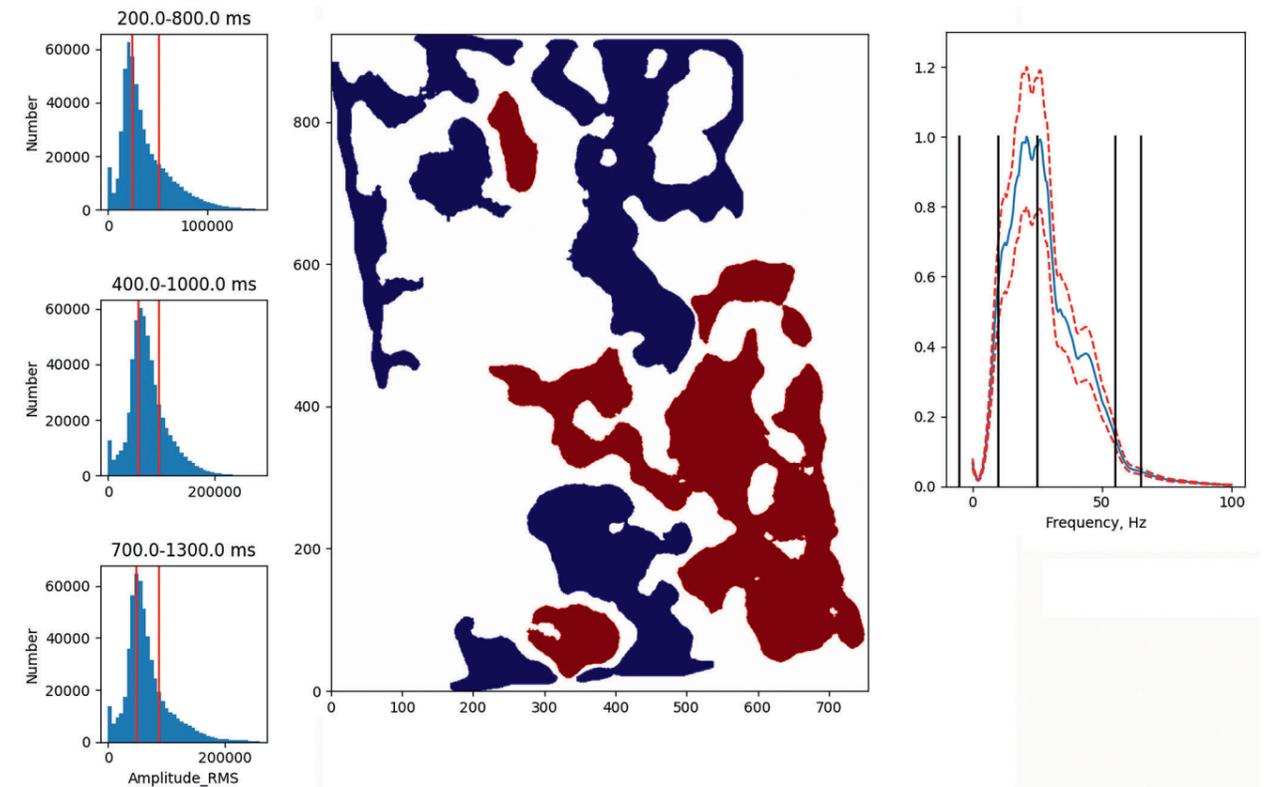


Рис. 8. Визуализация основных результатов работы инструмента № 7, набор гистограмм распределения амплитуд для трех уровней по времени, карта распределения вертикальных динамических аномалий, эталонный амплитудный спектр с выделением полученных независимых полос частот. Составлено авторами  
 Fig. 8. The main results of tool #7, histograms of amplitudes for three levels in time, a map of vertical dynamic anomalies, a reference amplitude spectrum with boundaries of independent frequency bands. Compiled by the article's authors

объекта специального типа — Survey. Данный объект содержит в себе информацию о системе наблюдения, заголовки сейсмических трасс и сами данные трассы. Для всех инструментов, принимающих в качестве входной информации сейсмические данные, было реализовано окно с выбором формата для считывания. Для считывания из G2 необходимо указать полный путь до файла в базе данных Acoг и задать соответствие заголовкам, используемым в инструменте. Для считывания из базы данных Eros пользователю необходимо указать имя проекта, хоста, id файла, сведения можно найти в свойствах файла в базе данных.

## Выводы

В рамках работы были реализованы программные инструменты в едином графическом интерфейсе, направленные на ускорение ИСО различных этапов обработки сейсмических данных при ГРП. Успешное тестирование созданных программных инструментов показало принципиальную возможность проведения необхо-

димого при ИСО анализа без использования специализированных интерпретационных пакетов. Реализованные программные инструменты работают независимо и формируют отчет с результатами и рисунками, который интерпретатор может просмотреть и сделать вывод по процедуре ИСО. При проведении ИСО удастся избежать загрузки данных в интерпретационные пакеты и анализа этих данных интерпретатором. Это значительно ускорит работу интерпретатора при выполнении ИСО. Также предлагаемые инструменты позволяют формализовать контроль качества данных путем градации разных наборов по значениям численных метрик. С точки зрения обработчика инструмент может повысить качество обработки данных, так как позволит:

- быстро заметить грубые ошибки в обработке;
- попробовать больше вариантов применяемых процедур;
- быстро реализовывать и апробировать новые процедуры QC, которые появляются, но не реализованы в стандартных интерпретационных пакетах.

#### Список литературы

1. *Litttau O.A., Smirnov V.N., Novokreshchin A.V.* Пример применения технологии оценки переменного по латерали сейсмического сигнала для инверсионных преобразований при совместном использовании сейсмических данных 3D разных съемок // Технологии сейсморазведки. — 2013. — №. 04. — С. 62–66.
2. *Aki K., Richards P.G.* Quantitative seismology. 2002.
3. *Cui T., Margrave G.F.* Seismic wavelet estimation // CREWES Res Rep. — 2014. — Vol. 26. — Pp. 1–16.
4. *McInnes L., Healy J., Melville J.* Umap: Uniform manifold approximation and projection for dimension reduction // arXiv preprint arXiv:1802.03426, 2018.
5. *Ostrovsky R., Rabani Y., Schulman L.J., Swamy C.* The effectiveness of Lloyd-type methods for the k-means problem. *Journal of the ACM (JACM)* // 2013. — 59(6). — 1–22.
6. *Richards P.G., Aki K.* Quantitative Seismology: Theory and Methods/ Freeman, 1980. P. 13.
7. *Shen J. et al.* Real-time superpixel segmentation by DBSCAN clustering algorithm // IEEE transactions on image processing. — 2016. — Vol. 25. — No.12. — Pp. 5933–5942.
8. *Zoeppritz K.* On the reflection and propagation of seismic waves // Gottinger Nachrichten. — 1919. — Vol. 1. — No. 5. — Pp. 66–84.
9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021618844. Программа для автоматического контроля качества сейсморазведочных данных / *Чернышов Г.С., Горяевчев Н.А., Литвиченко Д.А. и др.* Заявка № 2021617580. Дата поступления 21 мая 2021 г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 01 июня 2021 г.

#### References

1. Littau O.A., Smirnov V.N., Novokreshchin A.V. An example of the application of the technology for evaluating a laterally variable seismic signal for inversion transformations when using 3D seismic data from different surveys. *Tekhnologii seysmorazvedki [Technologies of seismic prospecting]*. 2013, no. 04, pp. 62–66. (In Russ.)
2. Aki K., Richards P.G. Quantitative seismology, 2002.
3. Cui T., Margrave G.F. Seismic wavelet estimation. *CREWES Res Rep.* 2014, vol. 26, pp. 1–16.
4. McInnes L., Healy J., Melville J. Umap: Uniform manifold approximation and projection for dimension reduction. arXiv preprint arXiv:1802.03426, 2018.
5. Ostrovsky R., Rabani Y., Schulman L.J., Swamy C. The effectiveness of Lloyd-type methods for the k-means problem. *Journal of the ACM (JACM)*. 2013, vol. 59(6), pp. 1–22.
6. Richards P.G., Aki K. *Quantitative Seismology: Theory and Methods*. Freeman, 1980, p. 13.
7. Shen J. et al. Real-time superpixel segmentation by DBSCAN clustering algorithm. *IEEE transactions on image processing/* 2016, vol. 25, no. 12, pp. 5933–5942.
8. Zoeppritz K. On the reflection and propagation of seismic waves. *Gottinger Nachrichten*. 1919, vol. 1, no. 5, pp. 66–84.
9. Certificate of state registration of the computer program No. 2021618844. Software for automatic quality control of seismic data / G.S. Chernyshov, N.A. Goreyavchev, D.A. Litvichenko et al — Application No. 2021617580 / June 01, 2021.

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Г.С. Чернышов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы. Программная реализация части инструментов контроля качества сейсмических данных.

**А.А. Дучков** — программная реализация части инструментов контроля качества сейсмических данных. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.А. Литвиченко** — консультация и подготовка данных по ключевым этапам обработки сейсмических данных. Разработка концепции работы инструментов. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**М.В. Салищев** — консультация и подготовка данных по ключевым для ИСО процедурам интерпретации сейсмических данных. Разработка концепции инструментов. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.Г. Семин** — консультация и подготовка данных по ключевым для ИСО процедурам интерпретации сейсмических данных. Разработка концепции работы инструментов. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Gleb S. Chernyshov** — 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. An implementation of the software of seismic data quality control tools.

**Anton A. Duchkov** — an implementation of the software of seismic data quality control tools. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Dmitriy A. Litvichenko** — maintain and the data preparation for key stages of seismic data processing. Development of the tools concept. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Mihail V. Salishchev** — maintain and the data preparation for key stages of seismic data interpretation. Development of the tools concept. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Daniil G. Semin** — maintain and the data preparation for key stages of seismic data interpretation. Development of the tools concept. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**А.С. Матвеев** — программная реализация части инструментов контроля качества сейсмических данных. Реализация считывания сейсмических данных из баз данных ПО для обработки. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.А. Горяевчев** — программная реализация части инструментов контроля качества сейсмических данных. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.И. Грубась** — программная реализация инструмента кластеризации карт сейсмических атрибутов. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Alexey S. Matveev** — an implementation of the software of seismic data quality control tools. Implementation of reading seismic data from databases for software. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Nikita A. Goreyavchev** — an implementation of the software of seismic data quality control tools. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Serafim I. Grubas** — an implementation of the software of clusterization of seismic attributes maps. Approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

**Глеб Станиславович Чернышов** — младший научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики, ИНГГ СО РАН 630090, Россия, Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3.  
e-mail: ChernyshovGS@ipgg.sbras.ru  
SPIN-код: 8673-5897  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7752-5898>  
Researcher ID: N-9676-2017

**Антон Альбертович Дучков** — кандидат физико-математических наук, заведующий лабораторией динамических проблем сейсмики, ИНГГ СО РАН 630090, Россия, Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3  
e-mail: duchkova@ipgg.sbras.ru  
SPIN-код: 8625-1660  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7876-6685>  
Researcher ID: N-9676-2017

**Дмитрий Александрович Литвиченко\*** — руководитель направления по моделированию сейсмоданных, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14.  
e-mail: litvichenko.da@gazpromneft-ntc.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4177-1106>  
Scopus ID: 56743273100

**Михаил Всеволодович Салищев** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литера Д.  
e-mail: salishchev.mv@gazpromneft-ntc.ru

**Даниил Георгиевич Семин** — руководитель направления, ДТРС ПАО «Газпром нефть» 190000, Россия, Санкт-Петербург, Почтамтская улица, д. 3–5.  
e-mail: semin.dg@gazprom-neft.ru  
Researcher ID: AAU-5416-2021

**Gleb S. Chernyshov** — Laboratory of seismic dynamic analysis, Junior researcher, IPGG SB RAS 3 Koptug ave., 630090, Novosibirsk, Russia.  
e-mail: ChernyshovGS@ipgg.sbras.ru  
SPIN-code: 8673-5897  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7752-5898>  
Researcher ID: N-9676-2017

**Anton A. Duchkov** — Cand. of Sci. (Phys. and Math.), Senior scientific worker, Laboratory of Seismic Dynamic Analysis department head, IPGG SB RAS. 3 Koptug ave., 630090, Novosibirsk, Russia.  
e-mail: duchkova@ipgg.sbras.ru  
SPIN-code: 8625-1660  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7876-6685>  
Researcher ID: N-9676-2017

**Dmitry A. Litvichenko\*** — Project manager of seismic data modeling, Gazpromneft NTC LLC 14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia.  
Researcher ID: <https://orcid.org/0000-0002-4177-1106>  
Scopus ID: 56743273100

**Mikhail V. Salishchev** — Project manager, PJSC Gazprom Neft 75–79 liter D Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: salishchev.mv@gazpromneft-ntc.ru

**Daniil G. Semin** — Project manager, Gazprom neft 3–5 Pochtamtская str., 190000, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: semin.dg@gazprom-neft.ru  
Researcher ID: AAU-5416-2021

**Алексей Сергеевич Матвеев** — младший научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики, ИНГГ СО РАН. 630090, Россия, Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3.  
e-mail: MatveevAS@ipgg.sbras.ru  
Researcher ID: Q-1660-2017

**Никита Алексеевич Горейавчев** — младший научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики, ИНГГ СО РАН. 630090, Россия, Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3.  
e-mail: GoreiavchevNA@ipgg.sbras.ru  
SPIN-код: 8906-3816  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7741-5381>  
Researcher ID: J-3389-2018

**Серафим Игоревич Грубас** — инженер лаборатории динамических проблем сейсмики, ИНГГ СО РАН. 630090, Россия, Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3.  
e-mail: GrubasSI@ipgg.sbras.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8852-2537>

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Aleksey S. Matveev** — Laboratory of seismic dynamic analysis, Junior researcher, IPGG SB RAS. 3, Koptug ave., 630090, Novosibirsk, Russia.  
e-mail: MatveevAS@ipgg.sbras.ru  
Researcher ID: Q-1660-2017

**Nikita A. Goreyavchev** — Laboratory of seismic dynamic analysis, Junior researcher, IPGG SB RAS. 3, Koptug ave., 630090, Novosibirsk, Russia.  
e-mail: GoreiavchevNA@ipgg.sbras.ru  
SPIN-код: 8906-3816  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7741-5381>  
Researcher ID: J-3389-2018

**Serafim I. Grubas** — Laboratory of seismic dynamic analysis, Assistant, IPGG SB RAS. 3, Koptug ave., 630090, Novosibirsk, Russia.  
e-mail: GrubasSI@ipgg.sbras.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8852-2537>

## ОПТИМИЗАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ДЛЯ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ПЛАСТА

**К.А. Сидельников\*, В.П. Цепелев, А.Я. Колида**  
ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», РФ, Ижевск

**Электронный адрес:** [kasidelnikov@udmurtneft.ru](mailto:kasidelnikov@udmurtneft.ru)

**Введение.** При мониторинге разработки месторождений углеводородов ведется контроль энергетического состояния пластов. Неточное представление о текущем распределении полей пластового давления может привести к определению неверной стратегии выработки остаточных запасов нефти.

Для оценки пластового давления по эксплуатируемому объекту строятся карты изобар. Наиболее простой и распространенный метод построения (по интерполяции значений проведенных замеров) имеет высокую чувствительность к охвату фонда скважин замерами и не учитывает динамику и компенсацию отборов жидкости из пласта скважинами в процессе работы. Для исключения данных недостатков предложено использовать метод многоблочного материального баланса (ММБ).

**Цель.** В статье рассмотрена возможность применения метода ММБ для снижения рисков по текущему пластовому давлению на этапе планирования ГТМ в условиях ограничений на количество и давность замеров с учетом истории добычи/закачки по скважинам, а также для прогноза динамики пластового давления в области дренирования.

**Материалы и методы.** В модели ММБ для каждой скважины задается своя ячейка (блок), для которой составляется уравнение матбаланса с учетом проводимостей между блоками. Значения проводимостей подбираются итерационно путем численного решения задачи минимизации функции невязки расчетных пластовых и забойных давлений по скважинам с фактическими данными.

**Результаты.** В работе приведены примеры подтверждения расчетных давлений по методу ММБ фактическими кривыми восстановления давления (КВД) на скважинах месторождений Урало-Поволжья. Показана возможность прогнозных расчетов по оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД).

Практическими преимуществами метода являются относительная простота формирования модели и автоматизированная настройка межблочных проводимостей.

**Выводы.** Сфера применения метода ММБ определяется задачами, в которых необходимо определение пластового давления в условиях недостатка свежих замеров. Методика ММБ применима для оценки пластового давления с целью снятия возможных рисков перед ГТМ, а также для прогноза оптимизации системы ППД.

**Ключевые слова:** пластовое давление, карты изобар, материальный баланс, взаимовлияние скважин

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

**Для цитирования:** Сидельников К.А., Цепелев В.П., Колида А.Я. Оптимизационная модель материального баланса для контроля и управления энергетическим состоянием пласта. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(3):97–102. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-97-102>

Статья поступила в редакцию 21.04.2021

Принята к публикации 26.07.2021

Опубликована 29.09.2021

OPTIMIZATION MODEL OF MATERIAL BALANCE FOR RESERVOIR ENERGY SURVEY ANALYSIS AND CONTROL

**Konstantin A. Sidelnikov\*, Vyacheslav P. Tsepelev, Aleksandr Ya. Kolida**  
Izhevsk Petroleum Scientific Center, RF, Izhevsk

**E-mail:** [kasidelnikov@udmurtneft.ru](mailto:kasidelnikov@udmurtneft.ru)

**Introduction.** When monitoring the development of hydrocarbon fields, the energy state of the reservoirs is monitored. An inaccurate understanding of the current distribution of reservoir pressure leads to the wrong strategy for the development of residual oil reserves.

Isobar maps are constructed to assess reservoir pressure for productive formation. The simplest and most common method of map generation (by interpolating the values of the measurements) has a high sensitivity to the coverage of the well stock by well tests and does not take into account the dynamics and compensation of fluid withdrawals. To eliminate these shortcomings, it is proposed to use the method of multi-tank material balance.

**Objectives.** The purpose of the work is to show the possibility of using the multi-tank material balance method (MMB) to reduce the risks related to low current reservoir pressure at the stage of well workover planning under conditions of limitations on the number and duration of well tests and taking into account the history of production / injection, as well as to predict the dynamics of reservoir pressure in the drainage area.

**Methods.** In the MMB model, for each well, its own block (tank) is specified, for which the mathematical balance equation is drawn up, taking into account the crossflow between the blocks. The transmissibility values are obtained iteratively by numerically solving the problem of minimizing the loss function of the discrepancy between the calculated reservoir and bottom hole pressures and their actual values.

**Results.** The paper provides examples of good convergence of the calculated pressures by the MMB method to the actual build-up test results at the wells of the Ural-Volga fields. The possibility of predictive calculations to optimize the reservoir pressure maintenance system is shown. The practical advantages of the method are: relative simplicity of model, automated adjustment of interblock transmissibility.

**Discussion.** The field of application of the MMB method is determined by the tasks in which it is necessary to determine the reservoir pressure in conditions of a lack of fresh measurements. The MMB methodology is applicable to assess reservoir pressure in order to remove risks before well workovers, as well as to predict the optimization of the reservoir pressure maintenance system.

**Keywords:** reservoir pressure, pressure map, material balance, well interference

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

**For citation:** Sidelnikov K.A., Tsepelev V.P., Kolida A.Ya. Optimization model of material balance for reservoir energy survey analysis and control. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):97–102. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-97-102>

Manuscript received 21.04.2021  
Accepted 26.07.2021  
Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших задач мониторинга разработки месторождений углеводородов является контроль энергетического состояния пластов [1, 2]. Неточное представление о текущем распределении полей пластового давления приводит к выбору неверной стратегии выработки остаточных запасов нефти, возникновению невозвратных потерь добычи нефти и часто выражается в проведении экономически неуспешных геолого-технических мероприятий. Кроме оценки текущего пластового давления необходимо отслеживать и его, и динамику. Анализ динамики пласто-

вого давления позволяет уточнить предельные значения извлекаемых запасов нефти, а также судить об эффективности работы системы ППД. Для оценки среднего пластового давления по эксплуатируемому объекту строятся карты изобар с учетом результатов проведенных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Одним из самых распространенных методов картопостроения является метод интерполяции замеров. Адекватность карт пластовых давлений, построенных методом интерполяции, сильно зависит от частоты проведения ГДИС и охвата исследованиями фонда скважин. Недостатками построения карт изобар методом интерполяции являются:

- наличие «слепых зон» в условиях низкого или неравномерного по площади охвата исследованиями фонда скважин;
- отсутствие учета динамики отборов/закачки флюидов, давности замеров  $P_{пл}$ ;
- отсутствие учета активности аквифера (определение  $P_{пл}$  на ВНК).

Как следствие, зачастую возникают ситуации, когда тренды снижения средневзвешенного  $P_{пл}$  по картам изобар и фактические (по ГДИС) различаются (рис. 1).

Более точную информацию о полях распределения текущего пластового давления позволяет получить применение расчетных методов построения карт изобар, частично или полностью воспроизводящих физику процесса разработки (табл. 1).

Симуляторы гидродинамического моделирования (ГДМ) позволяют получить наиболее точную картину за счет строгого учета физики пласта, но требуют значительных временных трудозатрат на адаптацию моделей.

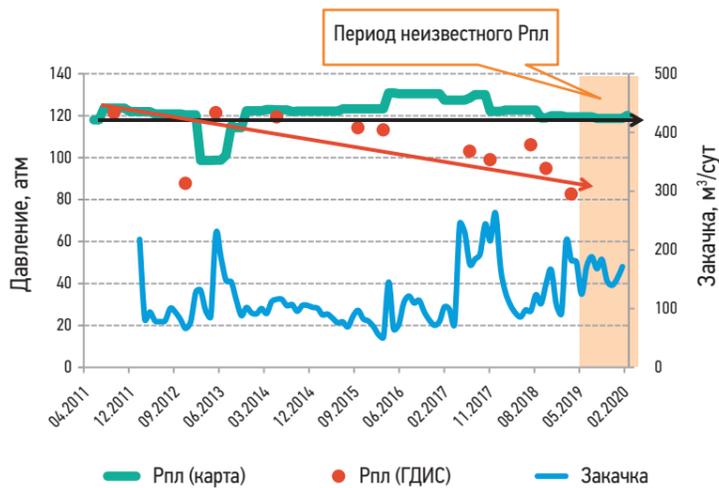


Рис. 1. Динамика пластового давления одного из месторождений ПАО «Удмуртнефть» им. В. И. Кудинова. Составлено коллективом авторов  
Fig. 1. Reservoir pressure dynamics for one of the fields of Kudinov PJSC "Udmurtneft". Compiled by the authors

Применение упрощенных моделей снижает трудоемкость за счет автоматизации адаптации и позволяет исключить ограничения метода интерполяций [3–5]. В данной работе предлагается рассмотреть применение метода многоблочного материального баланса (ММБ).

## ОПИСАНИЕ МЕТОДА

Метод ММБ состоит из двух этапов, первым из которых является решение прямой задачи для получения расчетного профиля пластового давления (рис. 2).

Задача решается численным методом согласно уравнению (1) для всех блоков, в пределах которых есть скважина, с учетом перетоков флюидов между блоками. Аквифер также представляется одним или несколькими блоками с нулевой добычей/закачкой (рис. 3).

$$\underbrace{\sum_{l=w,o} \left( \left( S_l \frac{V_p}{B_l} \right)_i^{n+1} - \left( S_l \frac{V_p}{B_l} \right)_i^n \right)}_{\text{аккумулятивный член}} + \underbrace{\sum_{j \in \omega_i} T_{i,j} (P_i^{n+1} - P_j^{n+1})}_{\text{поточный член}} + \underbrace{\sum_{l=w,o} Q_{l,i}^{n+1} - \lambda Q_{inj,i}^{n+1}}_{\text{члены источника/стока}} = 0 \quad (1)$$

где  $S_l, B_l$  — насыщенность и объемный коэффициент  $l$ -й фазы;  $V_p, i$  — поровый объем  $i$ -го блока;  $P_i$  — пластовое давление в  $i$ -м блоке;  $T_{i,j}$  — межблочная проводимость;  $Q_{l,i}$  — добыча  $l$ -й фазы в  $i$ -м блоке;  $Q_{inj,i}$  — закачка воды в  $i$ -м блоке;  $\lambda_i$  — коэффициент эффективности закачки в  $i$ -м блоке;  $\omega_i$  — множество соседних блоков для  $i$ -го блока;  $n$  — номер шага во времени.

Вторым этапом является решение обратной задачи — подбор определенных параметров блоков (многомерное пространство параметров) для адаптации расчетного пластового давления к имеющимся фактическим замерам давления (рис. 4).

Основные параметры адаптации блоков:

- межблочные проводимости  $T_{i,j}$ , которые характеризуют величину перетока флюидов между блоками. Для блока с нагнетательной скважиной эти параметры позволяют судить о степени влияния закачки на соседние добывающие скважины;
- коэффициент эффективности закачки  $\lambda_i$  для блоков с нагнетательными скважинами. Данный параметр позволяет учесть

Таблица 1. Методики построения карт изобар  
Table 1. Isobar mapping techniques

Метод	Плюсы	Минусы
Интерполяция	Малая трудоемкость при построении карты	Отсутствие учета физики процесса разработки
Упрощенные модели (прокси, CRM, матбаланс)	Меньшая трудоемкость при адаптации модели, возможность автоматизации адаптации	Упрощение физики процесса разработки
3D-модели	Строгий учет физики процесса разработки	Высокая трудоемкость при адаптации модели



Рис. 2. Схематичное представление прямой задачи. Составлено коллективом авторов  
Fig. 2. Schematic representation of the direct problem. Compiled by the authors

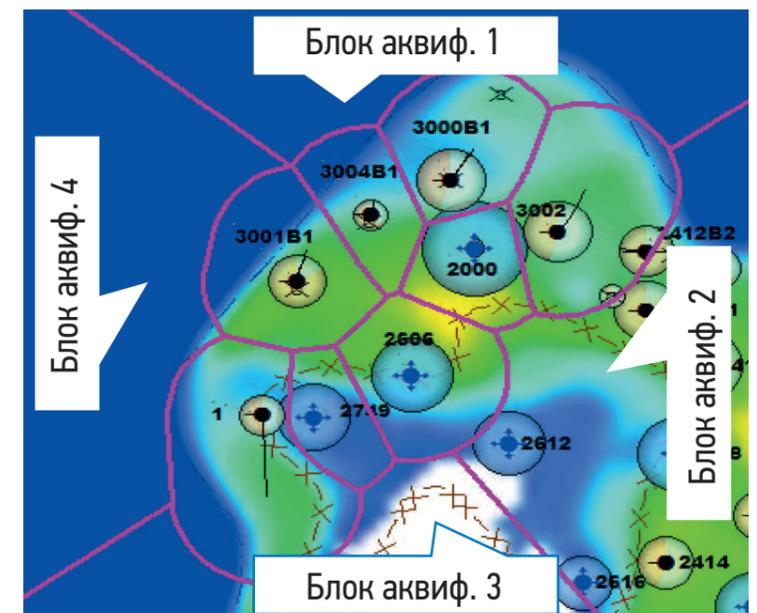


Рис. 3. Блоки скважин (области Вороного) на карте начальных геологических запасов. Составлено коллективом авторов  
Fig. 3. Well tanks (Voronoi diagram) on the map of initial geological reserves. Compiled by the authors



Рис. 4. Схематичное представление обратной задачи. Составлено коллективом авторов  
Fig. 4. Schematic representation of the inverse problem. Compiled by the authors

долю объема агента закачки, не поступившего в целевой интервал в силу различных технологических причин;

- коэффициент продуктивности скважины  $J_i$  для блоков, в которых идет отбор флюидов. Этот параметр позволяет проводить дополнительную адаптацию расчетного забойного давления к фактическим значениям;
- объем законтурной области  $V_p$ .

### В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ ММБ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ ВЫПОЛНЕННЫЙ ГТМ ВПП НА ОДНОЙ ИЗ СКВАЖИН УРАЛО-ПОВОЛЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПОЗВОЛИЛ ДОПОЛНИТЕЛЬНО ДОБЫТЬ 769,1 Т НЕФТИ.

Критерием оптимальности при подборе параметров является минимум целевой функции (2), учитывающей отклонение расчетных значений давлений (пластовых и забойных) от фактических.

$$f(x) = \underbrace{\sum_{i=1}^{n_{пл}} w_i^{пл} (P_{пл}^{факт} - P_{пл}^{расчет})^2}_{\text{критерий «Мин } \Delta P_{пл}\text{»}} + \underbrace{\alpha_{заб} \sum_{i=1}^{n_{заб}} w_i^{заб} (P_{заб}^{факт} - P_{заб}^{расчет})^2}_{\text{критерий «Мин } \Delta P_{заб}\text{»}} + \underbrace{a_{рег} \sum_{i=1}^{n_{рег}} x_i^2}_{\text{член L2-регуляризации}} \rightarrow \min, \quad (2)$$

где  $w_i^{заб}$ ,  $w_i^{пл}$  — весовые коэффициенты для учета относительной «значимости» замеров;  $\alpha_{заб}$  — коэффициент «предпочтения» между критериями «Мин  $\Delta P_{пл}$ » и «Мин  $\Delta P_{заб}$ »;  $a_{рег}$  — параметр регуляризации для предотвращения «переобучения».

Работа модуля реализована в среде программирования Python. Схема работы имеет следующий вид:

- выборка данных МЭР,  $P_{заб}$  и ГДИС из базы по сформированному заранее списку скважин в формате Excel;
- верификация данных;
- инициализация модели в соответствии с заданными PVT-свойствами, связями между блоками и уравнением матбаланса;
- автоматическая адаптация модели путем подбора оптимальных параметров блоков с контролем сходимости процесса оптимизации;
- выгрузка результатов для последующей их постобработки.

### ТЕСТИРОВАНИЕ И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ

Для определения погрешности расчетных и фактических показателей пластового давления произведено тестирование метода ММБ на скважинах месторождений Урало-Поволжья, на которых в 2019 году было проведено КВУ перед ОПЗ.

Схема расчета:

- по тестовым скважинам контрольный замер  $P_{пл}$  при адаптации участка полностью исключался из расчета;
- по остальным скважинам данные по  $P_{пл}$  использовались для настройки межблочных проводимостей согласно методу ММБ.

По тестовым расчетам отмечается высокая точность в оценке  $P_{пл}$ . Расхождение расчетных показателей  $P_{пл}$  и фактических по ГДИС по тестовым скважинам в среднем составляет 4,1%. Отклонения объясняются упрощенной гидродинамической моделью процесса разработки.

Результаты расчета сведены в табл. 2.

Значительное отклонение наблюдается по единственной скважине № 876. Вероятные причины высокого уровня расхождения показателей:

- основные замеры  $P_{пл}$  по участку выполнены на нагнетательном фонде;
- на скв. № 876 проведено большое количество ГТМ, связанных с изменением коэффициента продуктивности;
- отсутствуют исторические замеры  $P_{пл}$  на тестовой скважине при эксплуатации. Специфика данного инструмента позволяет разрядить существующую программу ГДИС в тех частях залежи, где исследования были проведены, путем восстановления динамики расчетного пластового давления [6].

### ОЦЕНКА ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН

Оптимизационная модель ММБ дополнительно позволяет оценить взаимовлияние скважин с целью регулирования и оптимизации разработки месторождения нефти. Практическое применение методики представлено на рис. 5. По скв. WPRD\_1, WPRD\_2 наблюдался рост обводненности, связанный с прорывом закачиваемой воды. В районе данных добывающих скважин находятся 3 нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Путем оценки взаимовлияния скважин методом многоблочного материального баланса (на основе коэффициента связности (3)) для проведения ГТМ ВПП выбрана скважина ППД WINJ\_1.

$$f_{ij} = \frac{T_{ij}}{\sum_{j \in \omega_i} T_{ij}}, \quad (3)$$

где  $T_{ij}$  — межблочная проводимость. Проведенный ГТМ ВПП на скважине WINJ\_1 оценивается в 769,1 т дополнительно добытой нефти.

### ВЫВОДЫ

В результате обзора различных методик предлагается использовать метод ММБ для восстановления динамики расчетного пластового давления с учетом фактических замеров и истории добычи/закачки.

Метод применим в условиях ограничений на количество и давность замеров, тестирование показывает высокую точность в оценке

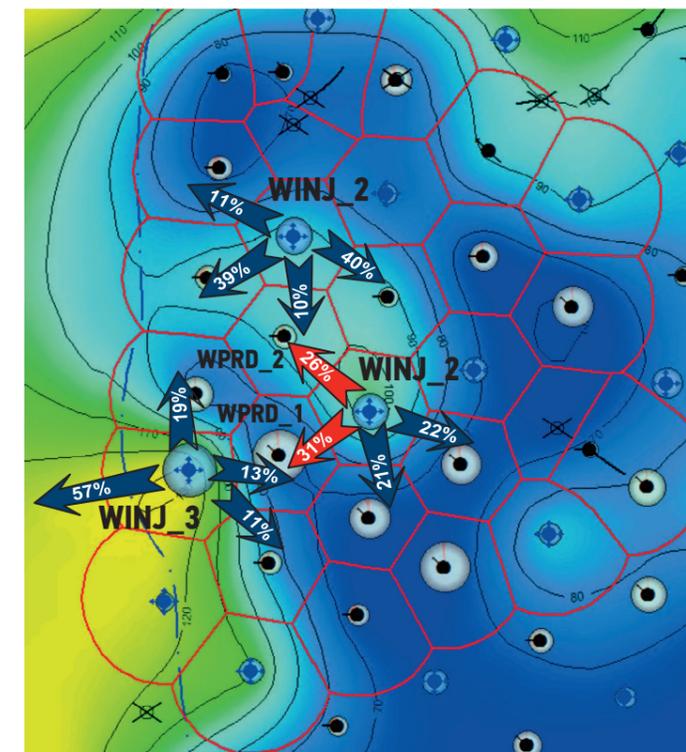
Применение методики позволяет:

- снять риски по  $P_{пл}$  при планировании ОПЗ;
- снизить затраты на проведение «неуспешных» ГТМ ОПЗ;
- снизить затраты за счет разряжения программы ГДИС;

- разрабатывать рекомендации по регулированию и оптимизации разработки. Дополнительный интерес представляет вопрос сходимости расчетов на базе 3D-модели трехфазной фильтрации и модели ММБ однофазной фильтрации, подробное изучение которого не подразумевалось в рамках данной работы. В дальнейшем предлагается подробно разобрать данный вопрос в качестве отдельного исследования.

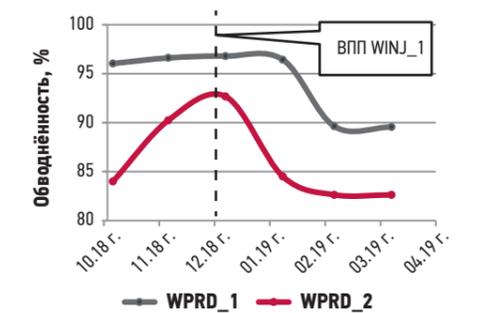
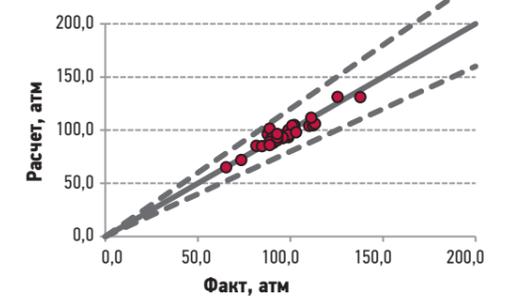
Таблица 2. Сравнение расчетных и фактических показателей пластового давления по месторождениям Урало-Поволжья  
Table 2. Comparison of calculated and actual values of reservoir pressure for the fields of the Ural-Volga region

№ скв.	Объект разработки	P <sub>пл</sub> , атм		Расхождение, %
		по ГДИС	по методу ММБ	
2816	Башкирский	90,8	92,9	2,3
330	Башкирский	141,1	131,6	-6,7
2379	Верейский	95,1	93,5	-1,7
4270	Турнейский	148,2	128,2	-13,5
501	Верейско-Башкирский	121,6	117,4	-3,5
537	Подоло-Каширо-Верейский	89,6	85,6	-4,5
758	Визейский	114,7	116,5	1,6
876	Башкирский	67,5	107,6	59,4
2077	Верейский	94,8	97,7	3,1



50 70 90 110 130 150 атм → 57% → Доля закачиваемой воды

Результаты адаптации P<sub>пл</sub> в целом по сектору



Динамика обводненности скв. WPRD\_1, WPRD\_2 (факт)

Рис. 5. Результат оценки взаимовлияния скважин по методу ММБ. Составлено коллективом авторов  
Fig. 5. The result of assessing of well interference using multi-tank material balance method. Compiled by the authors

**Список литературы**

1. Ахмед Т., МакКинни П.Д. Разработка перспективных месторождений. Пер. с англ. ООО «Эники» под ред. Тимашева А.Н. — М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2010. — 537 с.
2. Дейн Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. Пер. с англ. под ред. М.Н. Кравченко. — М.—Ижевск: Институт компьютерных исследований. — НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. — 668 с.
3. Ницшилов В.И., Утарбаев А.И., Федоров В.А. Применение метода материального баланса для расчета прогнозных показателей разработки нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 2. — С. 70–73.
4. Рублев А.В., Федоров К.М., Шевелев А.П., Им П.Т. Моделирование работы залежи с применением метода материального баланса // Нефть и газ. — 2011. — № 5. — С. 32–41.
5. Сорочкин К.С., Чугунов А.Г. ПО SIAM ATOM: построение карт изобар на основе материального баланса с автоадаптацией исходных данных // Инженерная практика. — 2010. — № 10. — С. 70–73.
6. Эрлагер Роберт мл. Гидродинамические методы исследования скважин. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. — 512 с.

**References**

1. Ahmed T., McKinney P.D. *Advanced Reservoir Engineering*. Burlington, Gulf Professional Publishing, 2004, 424 p.
2. Dake L.P. *The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition)*. Amsterdam, Elsevier Science, 2001, 572 p.
3. Nikishov V.I., Utarbaev A.I., Fedorov V.A. Application of material balance method for calculating the forecast of oil field development. *Neftyanoye Khozyaystvo [Oil Industry]*. 2010, no. 2, pp. 70–73. (In Russ.)
4. Rublev A.V., Fedorov K.M., Shevelev A.P., Im P.T. Modeling of a deposit performance using the material balance method. *Neft' i gas [Oil and Gas Studies]*. 2011, no. 5, pp. 32–41. (In Russ.)
5. Sorokin K.S., Chugunov A.G. SIAM ATOM Software: pressure map building based on material balance with automatic history matching. *Inzhenernaya praktika [Engineer Practice]*. 2010, no. 10, pp. 70–73. (In Russ.)
6. Earlougher R.C., Jr. *Advances in Well Test Analysis*. New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1977, 264 p.

**ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS**

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

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

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

**Konstantin A. Sidelnikov** — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Vyacheslav P. Tsepelev** — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Aleksandr Ya. Kolida** — 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**

**Константин Анатольевич Сидельников\*** — кандидат технических наук, главный специалист, ЗАО «ИННЦ»  
426011, Россия, Ижевск, ул. Свободы, д. 173.  
e-mail: kasidelnikov@udmurtneft.ru  
SPIN-код: 6973-2342

**Вычеслав Петрович Цепелев** — кандидат технических наук, начальник отдела, ЗАО «ИННЦ»  
426011, Россия, Ижевск, ул. Свободы, д. 173.  
e-mail: vpcepelev@udmurtneft.ru  
SPIN-код: 6098-3134

**Александр Ярославович Колида** — инженер, ЗАО «ИННЦ»  
426011, Россия, Ижевск, ул. Свободы, д. 173.  
e-mail: ayakolida@udmurtneft.ru

**Konstantin A. Sidelnikov\*** — Cand. of Sci. (Tech.), Chief specialist, CJSC INNCC  
173, Svobody str., 426011, Izhevsk, Russia.  
e-mail: kasidelnikov@udmurtneft.ru  
SPIN-code: 6973-2342

**Vyacheslav P. Tsepelev** — Cand. of Sci. (Tech.), Manager of department, CJSC INNCC  
173, Svobody str., 426011, Izhevsk, Russia.  
e-mail: vpcepelev@udmurtneft.ru  
SPIN-code: 6098-3134

**Aleksandr Ya. Kolida** — Engineer, CJSC INNCC  
173, Svobody str., 426011, Izhevsk, Russia.  
e-mail: ayakolida@udmurtneft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ПРИМЕНЕНИЕ ПОДХОДА КРОСС-СЕГМЕНТНОГО КОМПЛЕКСНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

**Д.И. Торба<sup>1,\*</sup>, А.В. Бочкарев<sup>1</sup>, Ю.В. Овчаренко<sup>2</sup>, А.Е. Глазырина<sup>2</sup>, Ю.С. Березовский<sup>2</sup>, Д.В. Метелкин<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Физтех Геосервис», РФ, Москва

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

<sup>3</sup>ООО «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** torba.di@physgeo.ru

Эффективная разработка трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся ачимовские отложения, является сложной задачей, требующей применения инновационных подходов. Бурение горизонтальных скважин в неоднородных объектах высокой расчлененности нередко сопровождается потерей циркуляции бурового раствора и стабильности ствола скважины, иными осложнениями. Зачастую выполняемые операции ГРП не приводят к ожидаемому увеличению дебита скважин, что в итоге снижает рентабельность разработки. Ввиду неполного понимания геологической и геомеханической специфики ачимовских отложений — пластов с комплексной неоднородной структурой, низкой проницаемостью, наличием малоамплитудных структурных нарушений — контролируемое использование особенностей залежей затруднено, что, в свою очередь, влечет необходимость разработки инновационной стратегии их исследований и стимуляции.

**Цель.** С целью оптимизации существующей стратегии разработки ачимовских отложений Вынгайхинского месторождения нами был разработан и реализован подход, заключающийся в комплексном кросс-сегментном моделировании исследуемого объекта. При этом проверка гипотезы о возможности создания в ачимовской толще разветвленной сети трещин ГРП являлась одной из основных задач данной работы.

**Материалы и методы.** Для формирования критериев для проверки гипотезы о создании разветвленной сети трещин в ачимовских отложениях в рамках реализованного подхода выполнено построение 1D и 3D геомеханических моделей и моделей естественной трещиноватости. Разработка дизайна ГРП, эффективность которого оценивалась на основе таких результатов гидродинамического моделирования, как прогнозный дебит и накопленная добыча, являлась следующим шагом, реализованным для различных геолого-геомеханических условий. Таким образом, главной особенностью реализованного подхода стала связка геомеханического моделирования, комплексного многовариантного моделирования ГРП и гидродинамического моделирования добычи.

**Результаты.** Стратегия стимуляции скважин, выбранная по результатам проведения многовариантного моделирования, была успешно реализована в рамках проведения ОПР высокорасходного ГРП, что привело к почти двукратному приросту стартовых дебитов проектных скважин в сравнении со скважинами, на которых применялась стандартная технология ГРП.

**Заключение.** Полученные результаты работ подтверждают, что разработанный подход кросс-сегментного комплексного моделирования может служить надежной основой для оптимизации разработки неоднородных и низкопроницаемых пластов, к которым относятся рассматриваемые в данной работе ачимовские отложения.

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы, ачимовская толща, стимулированный объем пласта, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)

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

**Для цитирования:** Торба Д.И., Бочкарев А.В., Овчаренко Ю.В., Глазырина А.Е., Березовский Ю.С., Метелкин Д.В. Применение подхода кросс-сегментного комплексного моделирования с целью повышения эффективности разработки ачимовских отложений. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(3):103–113. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-103-113>

Статья поступила в редакцию 02.04.2021

Принята к публикации 15.06.2021

Опубликована 29.09.2021

INTEGRATED MODELLING APPROACH TO OIL RECOVERY INCREASE OF ACHIMOV FORMATION

**Dmitriy I. Torba<sup>1,\*</sup>, Alexander V. Bochkaev<sup>1</sup>, Yuriy V. Ovcharenko<sup>2</sup>, Alexandra E. Glazyrina<sup>2</sup>, Yuriy S. Berezovskiy<sup>2</sup>, Denis V. Metelkin<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Phystech Geoservice LLC, RF, Moscow

<sup>2</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>3</sup>Gazprom-neft GEO LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** torba.di@physgeo.ru

**Background.** Tight sand deposits development has always been a challenging process that frequently requires application of innovative approaches. Horizontal drilling in non-uniform lithology is frequently accompanied by circulation, wellbore stability losses and other complications. Hydraulic fracturing stimulation does not always result in productivity increase, which reduces profitability of development. Due to the incomplete understanding of geological and geomechanical specifics of Achimov deposits, — formations with complex heterogenous structure, low permeability, presence of low-amplitude structural dislocations, — the controlled use of features of formation is hindered and, in turn, makes it necessary to develop an innovative strategy of their surveillance and stimulation.

**Aim.** In purpose to optimize an existing development strategy of Achimov deposits in Vingayakhinskoe oilfield, we have developed and applied an approach involving complex cross-segment modelling. At the same time, verification of hypothesis on possibility to identify and activate naturally fractured zones.

**Materials and methods.** To form criteria for verification of hypothesis of fracture network generation in Achimov deposits, a 1D and 3D geomechanical models have been built in view of the applied approach, along with a model of natural fractures. Development of hydraulic fracturing designs, efficiency of which has been evaluated with respect to such reservoir modeling results as predicted production rate and cumulative production, have been the next step, performed for different geological and geomechanical conditions. Thus, the principal feature of applied approach is coupling between geomechanical modeling, complex multivariant hydraulic fracturing modeling and reservoir modeling with the target to maximize production.

**Results.** The well stimulation strategy, selected based on the results of multivariate integrated modeling, was successfully implemented as part of the pilot high-flow hydraulic fracturing operation, which led to an almost twofold increase in the initial production rates of project wells versus offset wells.

**Conclusions.** The obtained results of the work confirm that the developed integrated modeling approach can serve as a reliable basis for optimizing the development of heterogeneous and low-permeability formations such as Achimov deposits.

**Keywords:** hard to recover oil reserves, achimov formation, stimulated reservoir volume, horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing

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

**For citation:** Torba D.I., Bochkarev A.V., Ovcharenko Yu.V., Glazyrina A.E., Berezovskiy Yu.S., Metelkin D.V. Integrated modelling approach to oil recovery increase of achimov formation. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3): 103–113. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-103-113>

Manuscript received 02.04.2021

Accepted 15.06.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования в данной работе являются ачимовские отложения Вынгайхинского месторождения, которые обладают низкими значениями проницаемости, порядка 0,4–1,4 мДарси при средней общей нефтенасыщенной толщине 12–17 м. Основным типом заканчивания скважин для данного объекта является бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м и проведение 8-стадийного ГРП. Накопленный опыт на Вынгайхинском месторождении показал, что без проведения МГРП разработка такого низкопроницаемого объекта недостаточно эффективна. Исходный дизайн ГРП, принятый для рассматриваемого объекта, предполагает закачку 130 тонн пропанта на сшитой системе жидкости с расходом смеси 4,0–4,5 м<sup>3</sup>/мин. Моделирование ГРП показало, что в данном случае происходит значительный рост трещины по высоте, частично затрагивающий непродуктивные интервалы, по этой причине не обеспечивается достаточная для рассматриваемого низкопроницаемого объекта полудлина трещины ГРП. Рост трещины ГРП по высоте

также приводит к неэффективному размещению пропанта в низкопродуктивных участках пласта.

## ЦЕЛЬ

Для оптимизации стратегии разработки ачимовских отложений был применен подход комплексного кросс-сегментного моделирования, включающий в себя среди прочего расчет прогнозных показателей добычи проектных скважин. В данном подходе разработаны критерии для проверки гипотезы о создании разветвленной сети трещин, а также подбор оптимального дизайна ГРП, основанный на результатах геомеханического и гидродинамического моделирования объекта разработки. В результате построения трехмерной геомеханической модели участка целевого пласта были получены вероятностные модели естественных трещин с различной интенсивностью. На основе этих данных была проведена серия расчетов геометрии трещин ГРП, включающая сценарии как взаимодействия, так и отсутствия взаимодействия трещин ГРП, с естественной трещиноватостью.

Данные расчеты были проведены в симуляторе ГРП с надстройкой, позволяющей смоделировать развитие геометрии сложной сети трещин, в основе надстройки — расширенная ячеечная Pseudo3D-модель развития трещины ГРП. Далее рассчитанная геометрия трещин ГРП была перенесена в гидродинамическую модель с целью расчета прогноза добычи проектных скважин. Уникальность предложенного подхода заключается в сочетании различных видов моделирования: геомеханического, гидродинамического и моделирования процесса ГРП с использованием специализированного программного обеспечения компании, позволяющего перенести рассчитанную геометрию трещин ГРП в гидродинамический симулятор без каких-либо упрощений.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

### ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

На первом этапе оптимизации разрабатываемого объекта построена и откалибрована по фактическим данным одномерная геомеханическая модель месторождения. На основе подготовленных данных ГИС и калибровочных данных (лабораторные исследования ядра) рассчитаны и верифицированы упруго-прочностные свойства горных пород: модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел прочности на сжатие, предел прочности на растяжение.

Динамические свойства (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) рассчитаны из акустического и плотностного каротажей:

$$E_{dyn} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}, \quad (1)$$

$$PR_{dyn} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}, \quad (2)$$

где  $E_{dyn}$  — динамический модуль Юнга,  $PR_{dyn}$  — динамический коэффициент Пуассона,  $\rho$  — плотность, г/см<sup>3</sup>;  $V_s$  — скорость поперечной волны, км/с;  $V_p$  — скорость продольной волны, км/с.

Динамические свойства определяют реакцию горной породы на кратковременную нагрузку, следовательно, необходимо рассчитать статические свойства, которые позволяют оценить реакцию горной породы на долговременную нагрузку. Статический модуль Юнга определен по общепринятой зависимости [1], порядок значений статического коэффициента Пуассона — по данным лабораторных исследований ядра.

Минимальное ( $\sigma_h$ ) и максимальное ( $\sigma_H$ ) горизонтальные напряжения рассчитаны по стан-

дартным формулам по модели пороупругих сред с учетом анизотропии напряжений ~18 % (определено по результатам интерпретации данных ГРП):

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_H, \quad (3)$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_H + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_h, \quad (4)$$

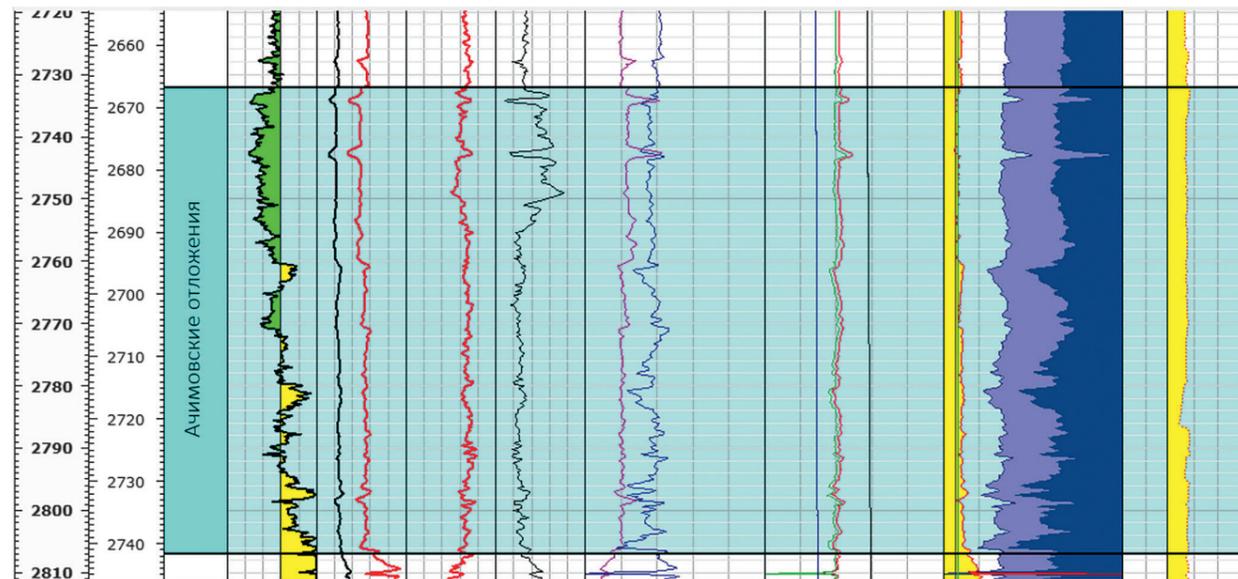
где  $\alpha$  — коэффициент Био, д.ед. (принят равным 0,8);  $P_p$  — поровое давление, Па;  $\epsilon_h$ ,  $\epsilon_H$  — тектонические константы деформации, вызванные тектоническими силами в направлении минимального и максимального горизонтальных напряжений соответственно, д.ед.

Тектонические константы для расчета горизонтальных напряжений определены по результатам калибровки напряжений по данным о давлении закрытия трещин, полученным на основании анализа выполненных тестовых закачек.

По результатам расчета горного давления и горизонтальных напряжений тектонический режим на данном месторождении определен как нормальный. Направление распространения техногенных трещин оценено по данным микроимиджевых исследований в одной из скважин и составило 350°–0°.

На основе построенной 1D геомеханической модели рассчитаны градиенты поглощений, обрушений, порового давления, гидроразрыва пласта (рис. 1). Градиент обрушений был откалиброван на данные каверномера. Трехмерное геомеханическое моделирование позволяет получить из данных каротажных исследований скважин полное пространственное распределение деформационных свойств пласта и напряжений, необходимых при моделировании ГРП. Также с его помощью можно локализовать вероятные зоны естественной трещиноватости. Кроме того, анализ изменения пластового давления по результатам гидродинамического моделирования позволяет смоделировать изменения геомеханических свойств объекта с ходом разработки (4D геомеханическое моделирование).

В сочетании с анализом структурных нарушений, основанным на данных сейсмических исследований, трехмерное геомеханическое моделирование дает возможность спрогнозировать потери жидкости (бурового раствора) в ходе бурения. На практике это помогло определить причину значительной потери



Трек № 1 — ГК [gAPI]	Track № 1 — GR [gAPI]
Трек № 2 — ДТ [мкс/м], ДТС [мкс/м]	Track № 2 — DT [microsec/m], DTS [microsec/m]
Трек № 3 — Плотность [г/см <sup>3</sup> ]	Track № 3 — Rock density [g/cm <sup>3</sup> ]
Трек № 4 — Пористость [м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ]	Track № 4 — Porosity [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]
Трек № 5 — Статический коэффициент Пуассона, статический модуль Юнга [ГПа]	Track № 5 — Static Poisson's ratio, static Young modulus [GPa]
Трек № 6 — Пластовое давление [МПа], вертикальное напряжение [МПа], минимальное горизонтальное напряжение [МПа], максимальное горизонтальное напряжение [МПа]	Track № 6 — Pore pressure [MPa], overburden stress [MPa], minimum horizontal stress [MPa], maximum horizontal stress [MPa]
Трек № 7 — Плотность бурового раствора [г/см <sup>3</sup> ], градиент обрушения [г/см <sup>3</sup> ] (жёлтая заливка), градиент ГРП [г/см <sup>3</sup> ] (синяя заливка), градиент поглощения [г/см <sup>3</sup> ] (фиолетовая заливка), градиент пластового давления [г/см <sup>3</sup> ]	Track № 7 — Mud weight [g/cm <sup>3</sup> ], breakout gradient [g/cm <sup>3</sup> ] (yellow filling), breakdown gradient [g/cm <sup>3</sup> ] (blue filling), fracture gradient [g/cm <sup>3</sup> ] (purple filling), pore pressure gradient [g/cm <sup>3</sup> ]
Трек № 8 — Диаметр ствола скважины [мм], диаметр долота 123,8 мм	Track № 8 — Wellbore diameter [mm], bit size 123,8 mm

Рис. 1. Модель устойчивости ствола опорной скважины. Составлено авторами  
Fig. 1. Reference wellbore stability model. Prepared by authors

бурового раствора в ходе бурения горизонтального участка одной из скважин. Данный прогноз основывается на расчете напряженно-деформированного состояния выделенной плоскости структурного нарушения и помогает снизить риски активации такого нарушения в ходе технологических операций.

### ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

В рамках выполнения трехмерного геомеханического моделирования необходимо определить зоны естественной трещиноватости. Для решения этой задачи подготовлено несколько вариантов дискретной модели трещиноватости (DFN).

Дискретная модель трещиноватости построена на основе модели палеорекострукции полей напряжений, которая в совокупности с геомеханическим анализом является инструментом для изучения закономерностей развития трещиноватости в горных породах и тектонической эволюции региона. В дан-

ной работе реконструкция палеонапряжений проведена посредством построения инверсионной модели напряжений по методике [2].

В качестве входных данных для построения инверсионной модели напряжений использованы разрывные нарушения, интерпретированные по данным сейсмических атрибутов (Chaos — Ant Tracking), а также структурные поверхности основных горизонтов.

С помощью этих входных данных определена механика трещин/разломов: трещины растяжения (joint), трещины сдвига (fault), трещины сжатия (stylolite). При известном механизме образования разлома (входные данные в модели) можно перебором соотношений между главными напряжениями получить вероятностное распределение азимута максимального горизонтального напряжения и отношения напряжений. Далее произведен расчет тектонического драйвера естественных трещин, а также построены кубы азимуты, углы падения и плотности (интенсивности) естественных трещин в пределах

структурного каркаса. Основываясь на полученных результатах, было подготовлено три возможных варианта сети естественных трещин (рис. 2).

Для оценки возможности стимуляции естественных трещин, зависящей от таких параметров, как хрупкость породы, величина анизотропии горизонтальных напряжений и непосредственно подтвержденное исследованием наличие естественных трещин, каждому из перечисленных параметров был установлен свой весовой коэффициент в соответствии с его влиянием на формирование стимулированной сети трещин (стимулированного объема пласта). Согласно результатам трехмерного геомеханического моделирования возможность формирования стимулированного объема пласта была подтверждена двумя факторами: высоким значением индекса хрупкости горной породы и низкой величиной анизотропии горизонтальных напряжений.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ГРП

Наиболее часто используемый дизайн ГРП для рассматриваемого объекта — это зачка 130 тонн пропанта 16/20 полностью на сшитой системе жидкости с расходом

смеси 4,0–4,5 м<sup>3</sup>/мин. Опираясь на анализ геомеханической модели и результаты ремоделирования ГРП, был сделан вывод, что такой дизайн ГРП может приводить к значительному росту трещины по высоте, что, в свою очередь, негативно сказывается на эффективной полудлине трещины в продуктивном пласте.

**ТЕХНОЛОГИЯ ВЫСОКОРАСХОДНОГО ГИБРИДНОГО ГРП ПРОШЛА УСПЕШНУЮ АПРОБАЦИЮ: ПОЛУЧЕН ПОЧТИ ДВУКРАТНЫЙ ПРИРОСТ СТАРТОВЫХ ДЕБИТОВ В СРАВНЕНИИ СО СКВАЖИНАМИ СО СТАНДАРТНОЙ ТЕХНОЛОГИЕЙ ГРП.**

Главной задачей оптимизации дизайна ГРП было увеличение эффективной полудлины трещины в продуктивной части пласта. По результатам сравнения стандартного 130-тонного дизайна ГРП с аналогичным 200-тонным ГРП был сделан вывод о недостаточном приращении эффективной полудлины трещины при увеличении массы пропанта. В связи с этим, а также для сравнения разрабатываемого дизайна со стандартной на рассматриваемом объекте программой

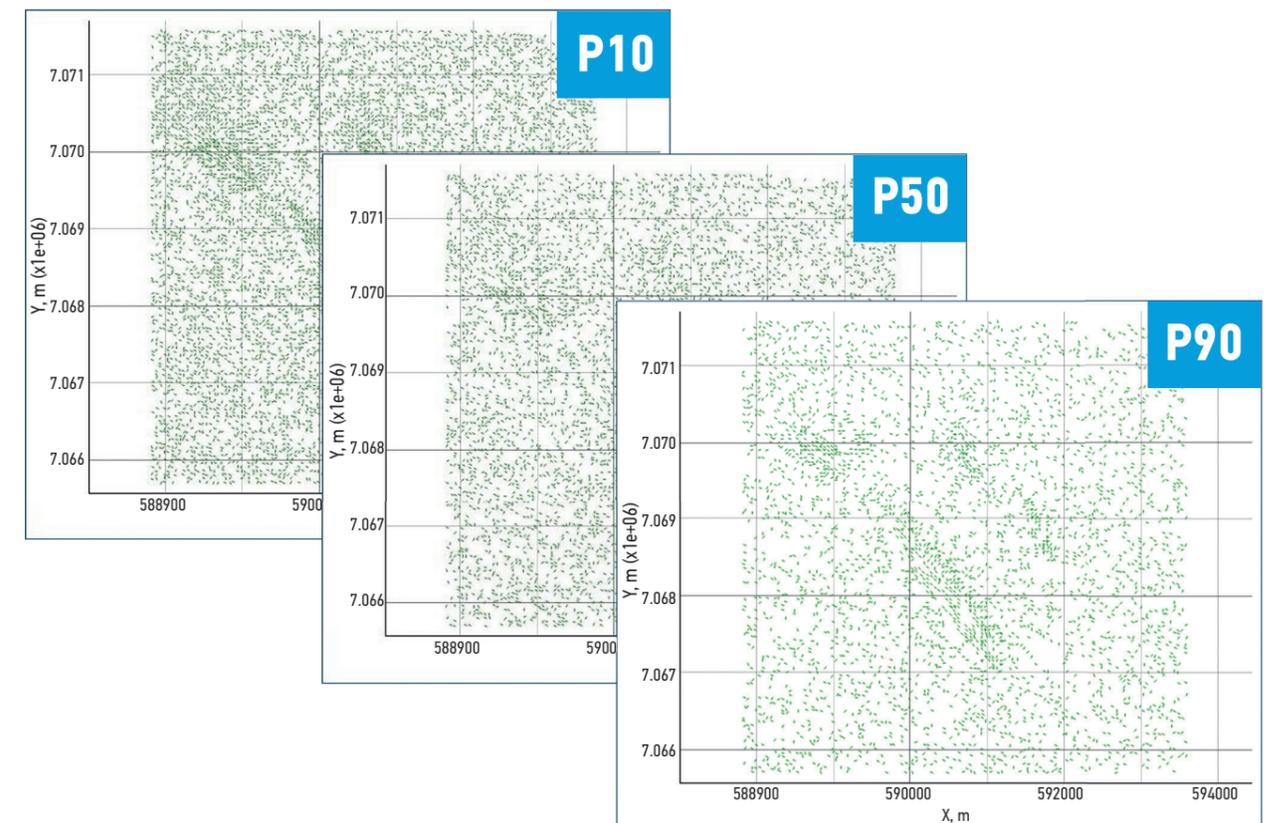


Рис. 2. Варианты модели сети естественных трещин с различной плотностью. Составлено авторами  
Fig. 2. Models of discrete fracture network with different density. Prepared by authors

закачки для дальнейшей оптимизации дизайна ГРП была принята масса пропанта в 130 тонн.

Учитывая, что увеличение объема и тоннажа закачки не приводит к желаемому увеличению эффективной полудлины трещины, в основу разработки нового дизайна ГРП было заложено изменение используемой технологии ГРП, а именно — типа жидкости и расхода смеси. Использование низковязких жидкостей ГРП обеспечивает развитие трещины преимущественно в продуктивной части пласта, снижая при этом интенсивность роста по высоте и тем самым обеспечивая увеличение закрепленной полудлины трещины. Использование низковязких жидкостей также более предпочтительно с точки зрения стимуляции зон, где возможно наличие естественной трещиноватости.

Планируемый прирост дебитов и накопленной добычи проектных скважин должен обеспечиваться за счет увеличения площади контакта закрепленных трещин ГРП с продуктивным пластом.

Для транспортировки пропанта в потоке низковязкой жидкости, а также для создания достаточной гидравлической ширины трещины требуется обеспечение высоких расходов смеси.

Изначально с целью последующей оптимизации между собой сравнивались три различных дизайна ГРП: стандартный для рассматриваемого объекта дизайн и два различных варианта дизайна гибридного ГРП.

Стандартный дизайн ГРП имеет следующие преимущества:

- возможность транспортировки и размещения в трещине высоких концентраций пропанта, что позволяет создать высокопроводимые трещины ГРП;
- отсутствие критичного оседания пропанта после остановки закачки.

А также недостатки:

- существенный рост трещины по высоте;
- незначительное увеличение закрепленной полудлины трещины при увеличении тоннажа и объема закачки.

Первый вариант дизайна гибридного ГРП, в котором реализуется последовательная закачка линейной и сшитой систем жидкости, обладает следующими преимуществами:

- трещина формируется преимущественно в продуктивной части пласта;
- значительное увеличение закрепленной полудлины трещины.

А также недостатками:

- необходимость обеспечения высокого расхода;
- повышенные технологические риски.

Второй вариант дизайна гибридного ГРП, который предполагает последовательную закачку жидкости Slickwater (вода с понизителем трения), линейной и сшитой систем жидкости, помимо ограничения роста трещины по высоте способствует стимуляции и развитию разветвленной сети трещин. Стоит отметить, что в то же время проводимость трещин при данном дизайне ГРП значительно ниже в сравнении с рассмотренными ранее вариантами, но ввиду низкой проницаемости рассматриваемого объекта данный аспект не является критичным.

Основным и общим недостатком перечисленных выше гибридных дизайнов является высокая вероятность оседания пропанта ниже продуктивного интервала. С целью снижения оседания пропанта в менее продуктивные интервалы и минимизации технологических рисков гибридных дизайнов, а также для более значимого увеличения коэффициента продуктивности скважин был разработан и предложен альтернативный дизайн гибридного ГРП. Данный дизайн показал себя более эффективным по результатам гидродинамического моделирования и в последствии принят как наиболее оптимальный.

Он предполагает включение пачек сшитой жидкости в часть закачки на линейном геле [3], в результате чего удается:

- разместить пропант равномерно по трещине;
- снизить скорость оседания пропанта (за счет эффекта образования вязкостных языков) [4];
- снизить технологические риски.

Сравнение основных параметров рассматриваемых дизайнов представлено в табл. 1. Несмотря на различия в полученных параметрах геометрии трещин, сделать однозначный вывод об эффективности конкретного дизайна достаточно сложно, особенно в условиях существующей неопределенности относительно наличия и возможности активации естественных трещин. Именно поэтому с целью оценки эффективности дизайна был выполнен полный цикл гидродинамического моделирования для сектора размещения проектных скважин.

Таблица 1. Сравнение геометрий трещин при различных вариантах дизайна  
Table 1. Comparison of fracture geometries for different design options

	Средняя высота трещин, м	Полудлина трещин, м	Средняя ширина трещин, мм	Площадь сформированной сети трещин (P50) $\times 10^3$ , м <sup>2</sup>
Стандартный	95	160	5,5	6,1
Гибридный #1	67	220	5,1	47,9
Гибридный #2	65	300	3,6	174,8
«Оптимальный»	68	270	4,5	104,2

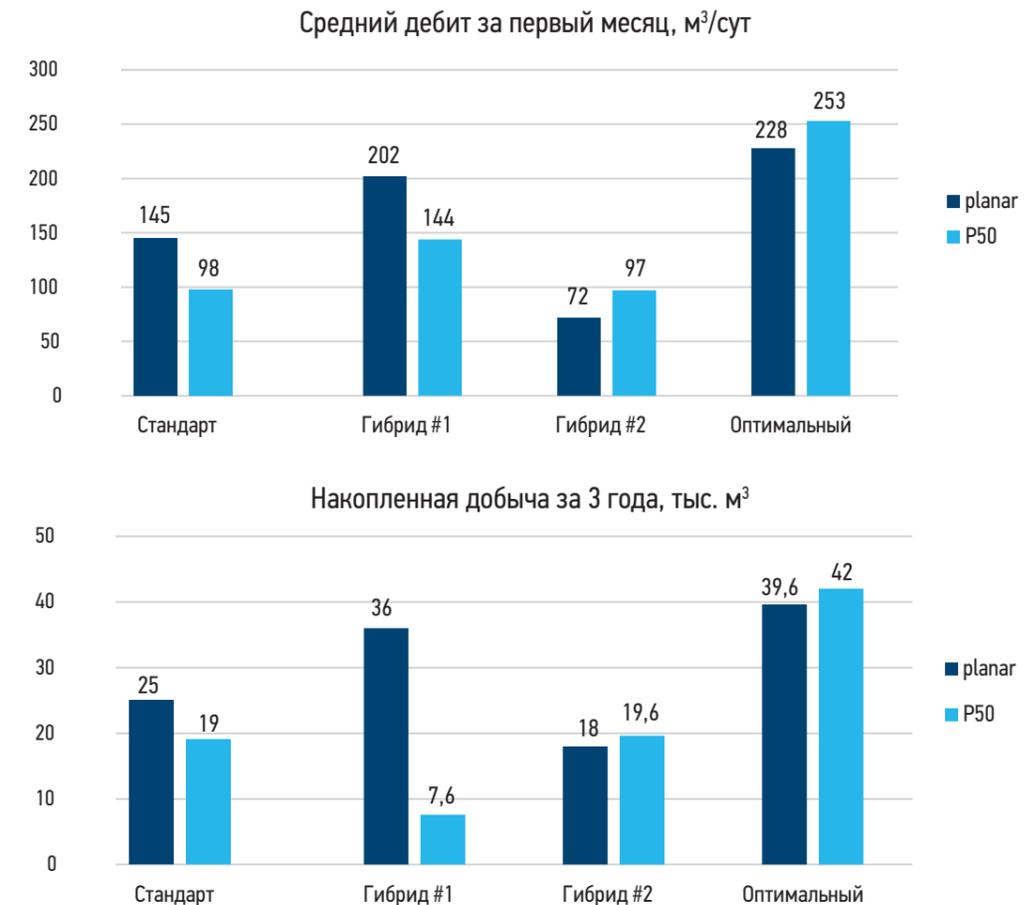


Рис. 3. Результаты расчетов стартовых дебитов и накопленной добычи нефти одной из проектных скважин для различных сценариев. Составлено авторами  
Fig. 3. Initial flow rates and cumulative oil production of one of the planned wells for various scenarios. Prepared by authors

### ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

В рамках реализации подхода комплексного кросс-сегментного моделирования с целью оптимизации и выбора наиболее эффективного дизайна ГРП была выполнена серия гидродинамических расчетов. В расчетах варьировались как дизайны ГРП, так и варианты смоделированной сети трещин, также был выполнен расчет для условий формирования планарных трещин ГРП.

Гидродинамическая модель сектора размещения проектных скважин была построена и адаптирована по истории работы 12 скважин окружения. Результаты адаптации модели показали высокую сходимость расчетных и исторических параметров, что позволяет с высокой степенью достоверности выполнить прогноз стартовых дебитов и накопленной добычи проектных скважин и выбрать наиболее эффективный дизайн ГРП. После адаптации гидродинамической модели была выполнена серия расчетов

с вариацией как дизайнов ГРП, так и параметров дискретной сети естественных трещин: различная плотность трещиноватости (P10, P50, P90), а также кейс с планарными трещинами ГРП (planar). Как видно из рис. 3, «оптимальный» дизайн обеспечивает наиболее высокие показатели добычи для проектной скважины как при формировании планарных трещин, так и при стимуляции и активации естественной трещиноватости. Таким образом, данный дизайн ГРП показал себя более эффективно в условиях существующей неопределенности и был принят как основной для последующего проведения работ ГРП на проектных скважинах.

### РЕЗУЛЬТАТЫ

Заключительным шагом в применении подхода комплексного кросс-сегментного сервиса было полевое сопровождение работ ГРП на одной из проектных скважин

с инженерно-технической поддержкой проводимых операций, а также последующая интерпретация полученных результатов работ на обеих проектных скважинах. После проведения стадий ГРП № 2, 3 первой проектной скважины на двух соседних скважинах был зафиксирован значительный рост давления по показаниям телеметрической системы, что косвенно может свидетельствовать о планарной геометрии формируемых трещин с полудлиной гидравлической части, сопоставимой с расстояниями между скважинами (400–500 м). С целью сокращения гидравлической полудлины трещин при незначительном уменьшении закрепленной части был выполнен редизайн ГРП, в результате которого при проведении ГРП последующих стадий интерференции между скважинами не наблюдалось.

В ходе проведения тестовых закачек стадии ГРП № 4, в области которой при бурении был выявлен интервал интенсивного поглощения бурового раствора, отмечены значительные отклонения показаний устьевых давлений, повышенные утечки жидкости ГРП и отличные от предыдущих стадий результаты интерпретации и анализа тестовых закачек. Данный факт может свидетельствовать о взаимодействии со структурным нарушением, которое было выделено на этапе проектирования при помощи метода Ant-tracking. В связи с этим редизайн стадии ГРП № 4 был нацелен на приобщение возможного структурного нарушения и минимизацию технологических рисков. Работы ОГРП на этой

и последующих стадиях были проведены безаварийно. Подводя итог, можно сказать о первом успешном применении высокорасходного гибридного ГРП на ачимовских отложениях. Типовая геометрия трещины для реализованного дизайна представлена на рис. 4. Полученные из интерпретации нагнетательных тестов параметры, последующие режимы работы проектных скважин и уточненная геометрия трещин ГРП были использованы для адаптации геомеханической и гидродинамической моделей и оценки запусковых дебитов скважин по результатам гидродинамического моделирования с использованием актуальных данных.

Проведенные операции высокорасходного гибридного ГРП на двух проектных скважинах обеспечили почти двукратный прирост стартовых дебитов в сравнении со скважинами со стандартной технологией ГРП (рис. 5). Таким образом, в результате применения подхода комплексного кросс-сегментного моделирования удалось провести успешную апробацию технологии высокорасходного гибридного ГРП в условиях выявленных геолого-геомеханических неопределенностей, а также значительно увеличить продуктивность проектных скважин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье представлен подход комплексного кросс-сегментного моделирования, который был успешно опробован

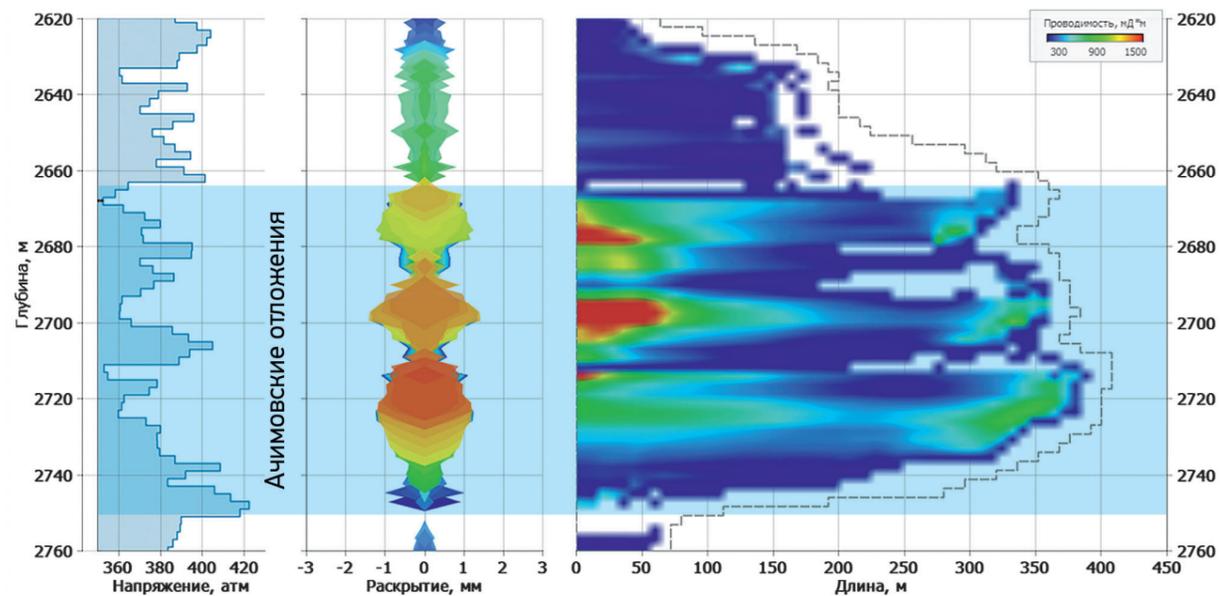


Рис. 4. Типовая геометрия трещины высокорасходного гибридного ГРП. Составлено авторами  
Fig. 4. Fracture geometry of a high-rate hybrid hydraulic fracturing design. Prepared by authors

## Дебит за первый месяц работы скважин, м³/сут

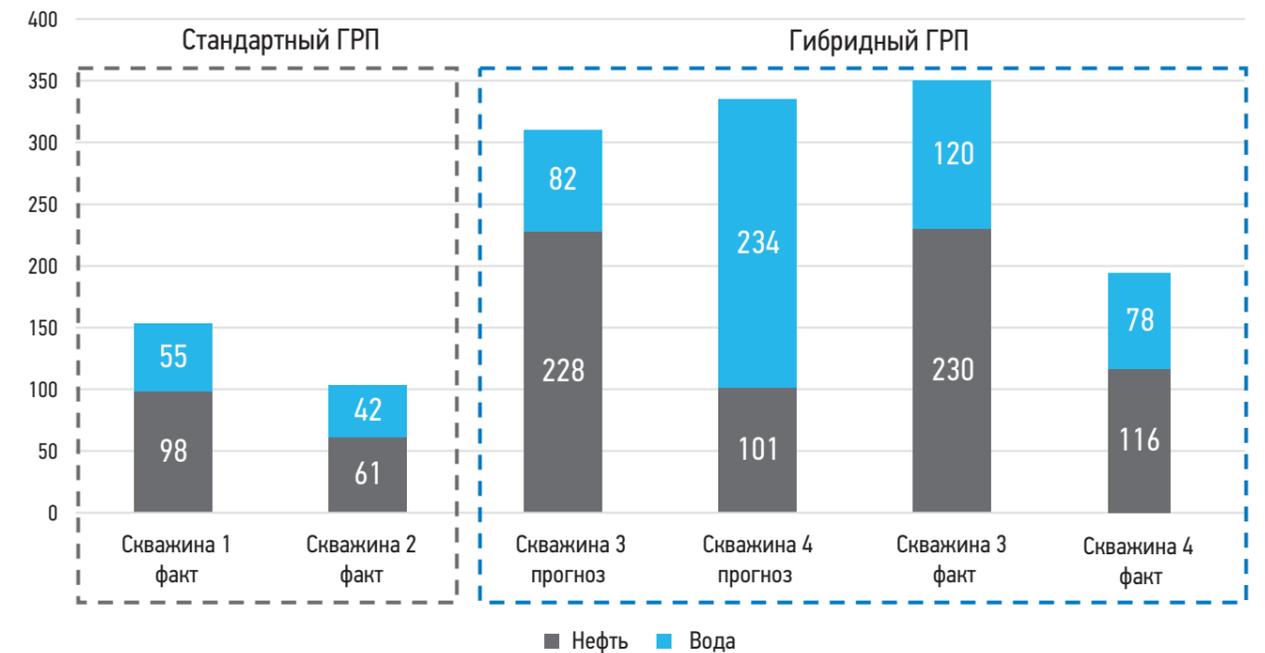


Рис. 5. Сравнение стартовых дебитов скважин со «стандартным» и гибридным дизайном ГРП. Составлено авторами

Fig. 5. Comparison of initial flow rates of wells with "standard" and hybrid hydraulic fracturing designs. Prepared by authors

на ачимовских отложениях Вынгайинского месторождения с целью повышения эффективности их разработки. Описанный подход предполагает совместное геомеханическое, гидродинамическое моделирование, а также моделирование ГРП с последующей кросс-адаптацией моделей и выбором оптимальной стратегии стимуляции объекта разработки. В работе представлены основные особенности и рабочий процесс, характерные для предложенного мето-

да. Полученные результаты подтверждают, что разработанная система моделирования наиболее полно раскрывает свойства объекта разработки, позволяет учесть имеющиеся неопределенности геолого-геомеханических свойств объекта и дает надежную основу для оптимизации подходов разработки неоднородных и низкопроницаемых пластов, к которым относятся рассматриваемые в данной работе ачимовские отложения.

## Список литературы

- Morales R.H., Marcinew R.P. Fracturing of High-Permeability Formations: Mechanical Properties Correlations // Ежегодная техническая выставка и конференция SPE. — 1993. <https://doi.org/10.2118/26561-MS>
  - Maerten L., Maerten F., Lejri M., Gillespie P. Geomechanical paleostress inversion using fracture data // Journal of Structural Geology. — 2016. — № 89. — С. 197–213.
  - Malhotra S., Lehman E.R., Sharma M.M. Proppant Placement Using Alternate-Slug Fracturing // SPE Journal. — 2014. — № 19 (05). — С. 974–985.
  - Ely J.W., Hargrove J.S., Wolters B.C., Kromer J.C. "Pipelining": Viscous Fingering Prop Fracture Technique Finds Wide Success in Permian and Delaware Basins // Ежегодная техническая выставка и конференция SPE. — 1993. <https://doi.org/10.2118/26528-MS>
- References
- Morales R.H., Marcinew R.P. Fracturing of High-Permeability Formations: Mechanical Properties Correlations. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, 1993. Available at: <https://doi.org/10.2118/26561-MS>
  - Maerten L., Maerten F., Lejri M., Gillespie P. Geomechanical paleostress inversion using fracture data. Journal of Structural Geology. 2016, no. 89, pp. 197–213.
  - Malhotra S., Lehman E.R., Sharma M.M. Proppant Placement Using Alternate-Slug Fracturing. SPE Journal. 2014, no. 19 (05), pp. 974–985.
  - Ely J.W., Hargrove J.S., Wolters B.C., Kromer J.C. "Pipelining": Viscous Fingering Prop Fracture Technique Finds Wide Success in Permian and Delaware Basins. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, 1993. Available at: <https://doi.org/10.2118/26528-MS>

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Д.И. Торба** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял активное участие в работах по комплексному кросс-сегментному моделированию, участвовал в планировании и проведении ОПР, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.В. Бочкарев** — принял активное участие в организации и координации работ по комплексному кросс-сегментному моделированию, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Ю.В. Овчаренко** — оказал экспертную поддержку в области геомеханического моделирования и построения инверсионных моделей напряжений, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**А.Е. Глазырина** — оказала экспертную поддержку в области геомеханического моделирования и построения инверсионных моделей напряжений, приняла активное участие в организации и координации работ по комплексному кросс-сегментному моделированию.

**Ю.С. Березовский** — оказал экспертную поддержку в области гидродинамического моделирования ачимовских отложений, принял активное участие в организации и координации работ по комплексному кросс-сегментному моделированию.

**Д.В. Метелкин** — реализовал внедрение результатов комплексного кросс-сегментного моделирования в рамках ОПР, принимал активное участие в организации и координации полевых работ по высокорасходному гибриднему ГРП, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Dmitriy I. Torba** — developed the article concept, prepared the text, took an active part in the integrated modeling work, participated in planning and conducting of field pilot project, and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Alexander V. Bochkarev** — took an active part in the organization and coordination of integrated modeling work, developed the article concept, approved the final version of the article.

**Yuriy V. Ovcharenko** — provided expert support in geomechanical modeling and construction of inversion stress models, approved the final version of the article.

**Alexandra E. Glazyrina** — provided expert support in geomechanical modeling and construction of inversion stress models, took an active part in the organization and coordination of integrated modeling work.

**Yuriy S. Berezovskiy** — provided expert support in hydrodynamic modeling of the Achimov deposits, took an active part in the organization and coordination of integrated modeling work.

**Denis V. Metelkin** — implemented the results of complex cross-segment modeling in the framework of the field pilot project, took an active part in the organization and coordination of high-rate hydraulic fracturing operations, approved the final version of the article.

**Юрий Викторович Овчаренко** — начальник Центра геомеханики, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: ovcharenko.yuv@gazpromneft-ntc.ru  
Scopus ID: 57191978692

**Александра Евгеньевна Глазырина** — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: glazyrina.ae@gazpromneft-ntc.ru  
Scopus ID: 57200388842

**Юрий Сергеевич Березовский** — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: berezovskiy.yus@gazpromneft-ntc.ru

**Денис Вячеславович Метелкин** — руководитель программы проектов Кластер «Большая Ачимовка», ООО «Газпромнефть-ГЕО» 191167, Россия, г. Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22.  
e-mail: metelkin.dv@gazprom-neft.ru  
Scopus ID: 57220037799

**Yuriy V. Ovcharenko** — Head of the Center for Geomechanics, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: ovcharenko.yuv@gazpromneft-ntc.ru  
Scopus ID: 57191978692

**Alexandra E. Glazyrina** — Product development manager, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: glazyrina.ae@gazpromneft-ntc.ru  
Scopus ID: 57200388842

**Yuriy S. Berezovskiy** — Product development manager, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: berezovskiy.yus@gazpromneft-ntc.ru

**Denis V. Metelkin** — Head of project programs Cluster "Big Achimovka", Gazprom-neft-GEO LLC 22 Sinopskaya emb., 191167, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: metelkin.dv@gazprom-neft.ru  
Scopus ID: 57220037799

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Дмитрий Игоревич Торба\*** — старший инженер, ООО «Физтех Геосервис» 141700, Россия, Московская область, г. Долгопрудный, Научный переулок, д. 4.  
e-mail: torba.di@physgeo.ru  
SPIN-код: 7521-5751  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9378-8962>  
Scopus ID: 57200438597

**Александр Владимирович Бочкарев** — генеральный директор, ООО «Физтех Геосервис» 141700, Россия, Московская область, г. Долгопрудный, Научный переулок, д. 4.  
e-mail: bochkarev.av@physgeo.ru  
Scopus ID: 57191888833

**Dmitriy I. Torba\*** — Senior engineer, Phystech Geoservice LLC 4 Nauchnuy lane, 141700, Dolgoprudny, Moscow area, Russia.  
e-mail: torba.di@physgeo.ru  
SPIN-code: 7521-5751  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9378-8962>  
Scopus ID: 57200438597

**Alexander V. Bochkarev** — General director, Phystech Geoservice LLC 4 Nauchnuy lane, 141700, Dolgoprudny, Moscow area, Russia.  
e-mail: bochkarev.av@physgeo.ru  
Scopus ID: 57191888833

# ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДНОГО HUFF AND PUFF НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРОМ

О.И. Цыкунов<sup>1,\*</sup>, И.С. Каешков<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НОЦ «Газпромнефть-Политех», РФ, Санкт-Петербург

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

**Электронный адрес:** Tsykunov.OI@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В данной работе приведено исследование применимости и первые результаты опытно-промышленных работ технологии периодической закачки воды в добывающие скважины с последующим отбором нефти (Huff and Puff), ранее не применявшейся в России. Рассматривается нефтяное месторождение компании «Газпром нефть» с терригенным коллектором низкой проницаемости.

**Цель.** Увеличение продуктивности малодебитных безводных скважин с гидроразрывом пласта, находящимся на грани рентабельности, для повышения дебита нефти.

**Материалы и методы.** Представлены физические принципы капиллярной пропитки в гидрофильном коллекторе, которые в заданных условиях должны приводить к увеличению дебита нефти в безводных скважинах при циклической закачке воды и остановке с последующим отбором. Так как ранее данная технология не применялась в России, были проведены обзор и анализ неудачного применения в США и успешного опыта в Китае на месторождениях со схожими свойствами на аналогичных по конструкции скважинах. Для дизайна опытно-промышленных работ произведены расчеты на синтетической гидродинамической модели с двойной пористостью и проницаемостью, по которой было получено значительное увеличение добычи нефти в малодебитной скважине относительно стандартной эксплуатации. Были проведены опытно-промышленные работы на четырех нефтяных скважинах месторождения компании, которые ранее планировалось перевести в фонд поддержания пластового давления. Только на двух из них удалось выдержать необходимые сроки закачки и остановки.

**Результаты.** Опытно-промышленные работы показали отсутствие значимого увеличения дебита нефти после применения технологии. При этом в репрезентативных скважинах не было и снижения, которое должно было произойти из-за снижения фазовой проницаемости по нефти, что говорит о работе эффекта капиллярной пропитки при закачке воды.

**Заключение.** По анализу неоднозначных результатов опытно-промышленных работ делается вывод о неэффективности технологии Huff and Puff в заданных режимах, о необходимости их оптимизации и проведении дальнейших исследований.

**Ключевые слова:** низкопроницаемый коллектор, капиллярная пропитка, гидродинамическое моделирование, Huff and Puff, закачка воды

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

**Для цитирования:** Цыкунов О.И., Каешков И.С. Исследование и опыт применения технологии водного Huff and Puff на нефтяном месторождении с низкопроницаемым коллектором. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(3):114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-114-120>

Статья поступила в редакцию 11.06.2021

Принята к публикации 30.07.2021

Опубликована 29.09.2021

RESEARCH AND APPLICATION EXPERIENCE OF WATER HUFF AND PUFF TECHNOLOGY  
ON LOW-PERMEABILITY OIL FIELD

Oleg I. Tsykunov<sup>1,\*</sup>, Ilya S. Kaeshkov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>SEC Gazpromneft-Polytech, RF, Saint Petersburg

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

**E-mail:** Tsykunov.OI@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** This paper presents a study of the applicability and the first results of pilot works of the technology of periodic water injection into production wells with subsequent oil production (Huff and Puff), which was not previously used in Russia. The oil field of the company "Gazprom Neft" with a terrigenous reservoir of low permeability is considered.

**Aim.** It is planned to use the technology at marginal waterless wells with hydraulic fracturing, which are on the verge of profitability, to increase oil production.

**Materials and methods.** The physical principles of capillary impregnation in a hydrophilic reservoir were presented, which, under given conditions, should lead to an increase in oil production in waterless wells during cyclic water injection and shutdown with subsequent production. Since this technology was not previously used in Russia, a review and analysis of the unsuccessful application in the United States and the successful experience in China in fields with similar properties and wells was carried out. For the design of pilot works, calculations were made on a synthetic hydrodynamic model with double porosity and permeability, according to which a significant increase in oil production in a marginal well was obtained relative to standard operation. Pilot work was carried out on four oil wells of the company's field, which were previously planned to be transferred to the reservoir pressure maintenance stock. Only two of them managed to meet the required injection and shutdown periods.

**Results.** Pilot work didn't show significant increase in oil production after the application of the technology. At the same time, there was no decrease in representative wells, which should have occurred due to a decrease in the phase permeability of oil, which indicates the work of the effect of capillary imbibition during water injection.

**Conclusions.** Based on the analysis of the ambiguous results of pilot works, a conclusion is made about the ineffectiveness of the huff and puff technology in the specified modes, the necessity of their optimization and further research.

**Keywords:** low-permeability reservoir, capillary imbibition, hydrodynamic modeling, Huff and Puff, water injection

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

**For citation:** Tsykunov O.I., Kaeshkov I.S. Research and application experience of water Huff and Puff technology on low-permeability oil field. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-114-120>

Manuscript received 11.06.2021

Accepted 30.07.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодня разработка нефтяных месторождений с низкопроницаемым коллектором связана с большим количеством проблем. Одной из них является низкая эффективность системы поддержания пластового давления (ППД), когда добывающие скважины не реагируют на закачку воды в соседние нагнетательные скважины, что приводит к снижению коэффициента извлечения нефти. В качестве примера в статье рассмотрено одно из месторождений «Газпром нефти». Скважины, вскрывающие такой коллектор, имеют низкие дебиты нефти и высокие темпы падения, из-за чего множество скважин данного месторождения работают с дебитами менее 5 т/сут. В процессе разработки их часто переводят в ППД, так как дебит становится ниже предела экономической эффективности. В некоторых случаях скважины по технологическим причинам переводили обратно в добычу. В ходе анализа подобных переводов было выявлено, что после возврата скважины в добычу дебит нефти зачастую оставался на уровне базового. С таким же эффектом столкнулись иностранные исследователи [3, 9], после чего было проведено множество лабораторных исследований и ОНР. Данная технология была названа Huff and Puff. Она состоит из цикла трех фаз:

- закачка воды в добывающую скважину (фаза Huff);
- остановка скважины на непродолжительное время — в пределах месяца;
- возврат скважины в добычу (фаза Puff).

## ФИЗИКА ПРОЦЕССА

Технология основана на том, что в низкопроницаемом коллекторе более половины поровых каналов не участвует в фильтрации и нефть в них находится в запорном состоянии, так как поры имеют очень маленький размер. Если коллектор гидрофильный, то извлечь эту нефть можно с помощью инициирования капиллярной пропитки водой. Капиллярное давление, отвечающее за пропитку, определяется следующим образом:

$$P_k = \frac{2\sigma\cos\theta}{r_c}, \quad (1)$$

где  $r_c$  — радиус капилляра,  $\sigma$  — поверхностное натяжение,  $\theta$  — угол смачивания,  $P_k$  — капиллярное давление. Также известно, что капиллярное давление — это разность давлений в фазе нефти и воды. То есть потенциальная энергия капилляра расходуется на подъем воды капиллярной силой на определенную высоту. Из формулы 1 следует, что чем меньше радиус капилляра, тем выше сила, с которой в гидрофильном капилляре вода будет вытеснять нефть. Так как размеры капилляра очень малы, то капиллярное давление превышает стандартную депрессию в пласте в десятки раз, что позволяет воде вытеснять нефть из субкапиллярных пор.

Так как в низкопроницаемых коллекторах система ППД малоэффективна, скважины обычно работают с минимальной обводненностью, из чего следует, что капиллярная пропитка не инициируется. Чтобы ее начать,

необходимо закачать в скважину некоторый объем воды. Основным риском является уменьшение фазовой проницаемости по нефти в призабойной зоне пласта (ПЗП), и для успешности применения технологии необходимо, чтобы объем нефти, вытесненной из субкапиллярных пор, был больше потерь нефти из-за изменения фазовой проницаемости в ПЗП.

## МИРОВОЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ

Работы по математическому моделированию в условиях китайских месторождений [5, 9, 10] показывают эффективность данной технологии при закачке воды. Экспериментальные работы по Huff and Puff на керне с китайского месторождения Changqing с применением ядерно-магнитного резонанса [8] это подтверждают. В статье [6] приводятся результаты ОПР на месторождении Yanchang, характеристики которого почти аналогичны рассматриваемому месторождению. В результате ОПР было получено увеличение дебита нефти на 80 % только за один цикл закачки. Также в статье приводятся успешные ОПР на месторождениях Niujuanhu, Toutai a Tahe.

## ВПЕРВЫЕ В РОССИИ ПРИМЕНЕНА ТЕХНОЛОГИЯ HUFF AND PUFF. НЕСМОТЯ НА ОТСУТСТВИЕ ПОЛОЖИТЕЛЬНОГО ЭФФЕКТА, ИССЛЕДОВАНИЯ НЕОБХОДИМО ПРОДОЛЖИТЬ И ПРОВЕСТИ ОПР С ОСОБЫМ КОНТРОЛЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.

Исследования кернов различных американских месторождений [7] с применением данной технологии показывают эффективность лишь при использовании поверхностно-активных веществ (ПАВ). В работах [2, 4] приводится полный анализ существующего опыта применения Huff and Puff. При применении технологии на месторождении в США, Северная Дакота [1] результата получено не было, как и на месторождении Parshall Field [3], однако на данных месторождениях коллектор не являлся гидрофильным.

Таким образом, несмотря на отсутствие положительного эффекта на американских месторождениях, опыт применения в Китае показал, что во всех случаях была получена дополнительная добыча нефти. Причиной неудач в США может являться гидрофобность коллектора, что обуславливает использование ПАВов, и, возможно, недостаточное время остановки скважины.

## ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для проведения опытно-промышленных работ на выбранном месторождении было необходимо определить наиболее эффективные режимы и сроки фаз, так как продолжительность закачки и остановки имеют значительное влияние. Для этого была построена синтетическая гидродинамическая модель скважины в ПО tNavigator.

Для ускорения расчета было принято решение моделировать только четверть пласта. Таким образом, дебит скважины необходимо умножать на 4 для получения реального значения. Расчетная сетка модели — параллелепипед 500 500 метров с толщиной 10 метров.

Процесс капиллярной пропитки рассчитывался с помощью модели двойной пористости и проницаемости. Так как существует система пор большого размера, по которой идет фильтрация, и система малых пор, в которых фильтрации отсутствует, можно сравнить это с системой матрица — трещина, где трещина — большие поры, матрица — система малых пор. Для моделирования трещиноватых пластов существует функция двойной пористости, где пласт задается двумя слоями, которые накладываются друг на друга. Матрица задана средой с горизонтальной проницаемостью  $0,045 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а проницаемость системы трещин —  $0,45 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Так как в симуляторе нельзя задать дополнительный градиент давления между матрицей и трещиной, вызванный капиллярными силами, единственным выходом является преобразование этого градиента в изменение проницаемости. Однако нельзя увеличивать проницаемость в количество раз, равное дополнительному градиенту, ее необходимо умножать на отношение суммы депрессий к исходной депрессии без пропитки. Для определения депрессии между средами требуется определить ключевой параметр для модели двойной пористости — сигма-фактор. Он физически выражает площадь контакта между трещиной и матрицей и рассчитывается по формуле:

$$\sigma = 4 \left( \frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right), \quad (2)$$

где  $l_x, l_y, l_z$  — размеры блока по направлениям.

Так как две среды равномерно распределены друг в друге, сигма-фактор должен стремиться к бесконечности, что приведет к бесконечной проводимости между средами, в реальности же матрица не вовлекает-

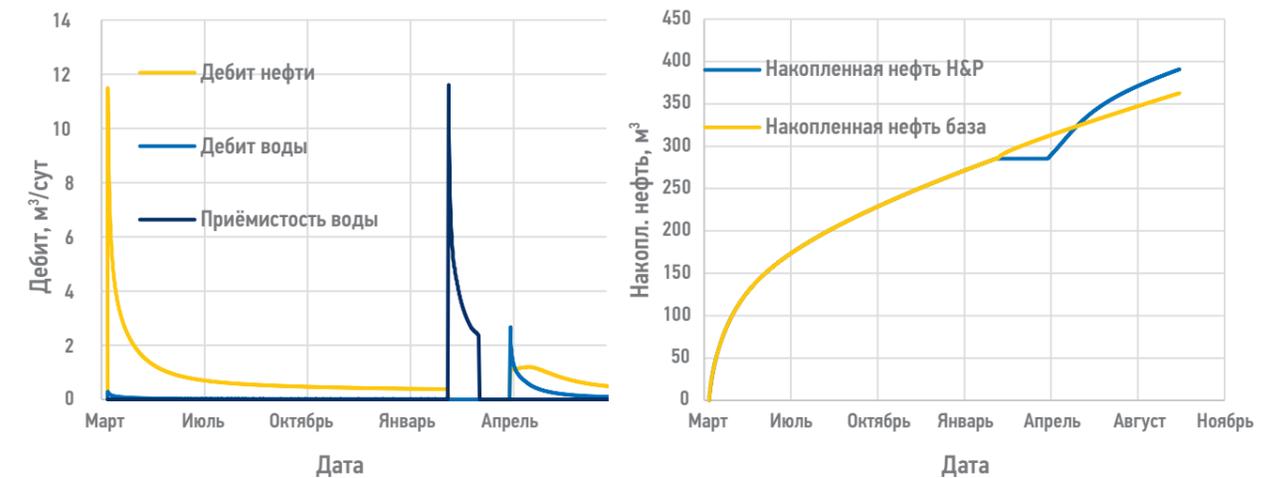


Рис. 1. Зависимость дебитов нефти и воды и накопленной добычи нефти от времени. Составлено авторами  
Fig. 1. Relation of oil and water production rates and cumulative oil production and time. Compiled by the authors

ся в разработку и не обменивается флюидом с трещиной. Если сигма-фактор нулевой, то обмен между фазами будет невозможен. Следовательно, необходимо задавать его таким образом, чтобы в модели наблюдалось отставание воронки депрессии в среде матрицы от среды трещин, поэтому сигма-фактор принят равным 0,1.

По скважинам были проведены исследования по капиллярометрии. Стоит отметить, что при определенном значении диаметра пор исследование останавливается и записывается последнее значение давления, которое присваивается всем порам меньшего диаметра. Однако в реальных порах малого размера капиллярное давление может достигать огромных значений. Для его учета в виде дополнительного градиента давления была построена корреляция: за основу была взята функция, полученная по экспериментальным исследованиям, а уже для нее была произведена экстраполяция.

Далее был произведен пересчет из водонасыщенности в диаметр пор по той же методике, что используется при лабораторном исследовании. В результате был принят средний диаметр пор в матрице в 0,07 мкм с капиллярным давлением в 20 бар. Исходя из этого, в арифметике симулятора была задана функция домножения проницаемости матрицы при переходе через порог водонасыщенности. В результате были получены графики зависимости дебита нефти от времени и график накопленной добычи, представленные на рис. 1.

После естественного снижения дебита из-за падения пластового давления производится закачка воды и остановка на пропитку,

в результате чего дебит становится в три раза выше, а за счет извлеченной из матрицы нефти добыча держится постоянной, после чего плавно снижается.

Для подбора оптимальных режимов закачки и времени остановки были произведены многовариантные расчеты. Зависимость дополнительной добычи от времени закачки при разном времени остановки изображена на рис. 2.

По графику видно, что максимальный прирост дополнительной добычи наблюдается в первые 10 дней закачки, но такая длительность приведет к значительным затратам на частое изменение режима, поэтому оптимальным сроком закачки является 20 дней.

## ПРОВЕДЕНИЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ

Опытно-промышленные работы проводились на четырех скважинах. Скважины-кандидаты выбраны из скважин, на которых запланирован перевод в ППД, что позволяет снизить риски потери добычи нефти (технология применяется на нерентабельных скважинах с минимальной добычей нефти). Режимы остановки и закачки были определены возможностями предприятия провести операции спуска-подъема в заданные сроки, из-за чего на двух скважинах не удалось получить оптимальные для эксперимента сроки циклов закачки и остановки.

В табл. 1 представлен список испытанных скважин и сроки остановок и закачек.

На рис. 3 представлены графики суточных показателей скважины, а в табл. 2 приведены основные технологические показатели.

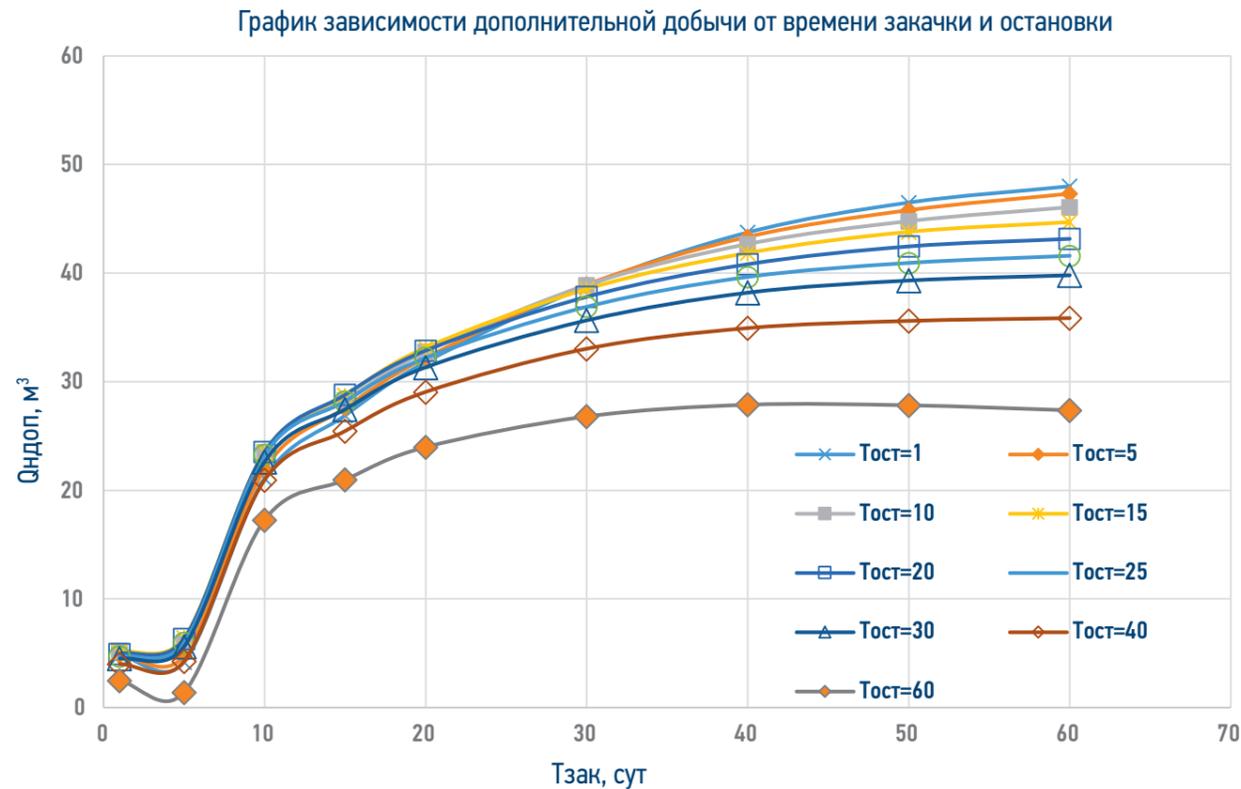


Рис. 2. Графики зависимости дополнительной добычи от времени закачки при различном времени остановки. Составлено авторами  
Fig. 2. Plots of additional oil production versus time for different shutdown times. Compiled by the authors

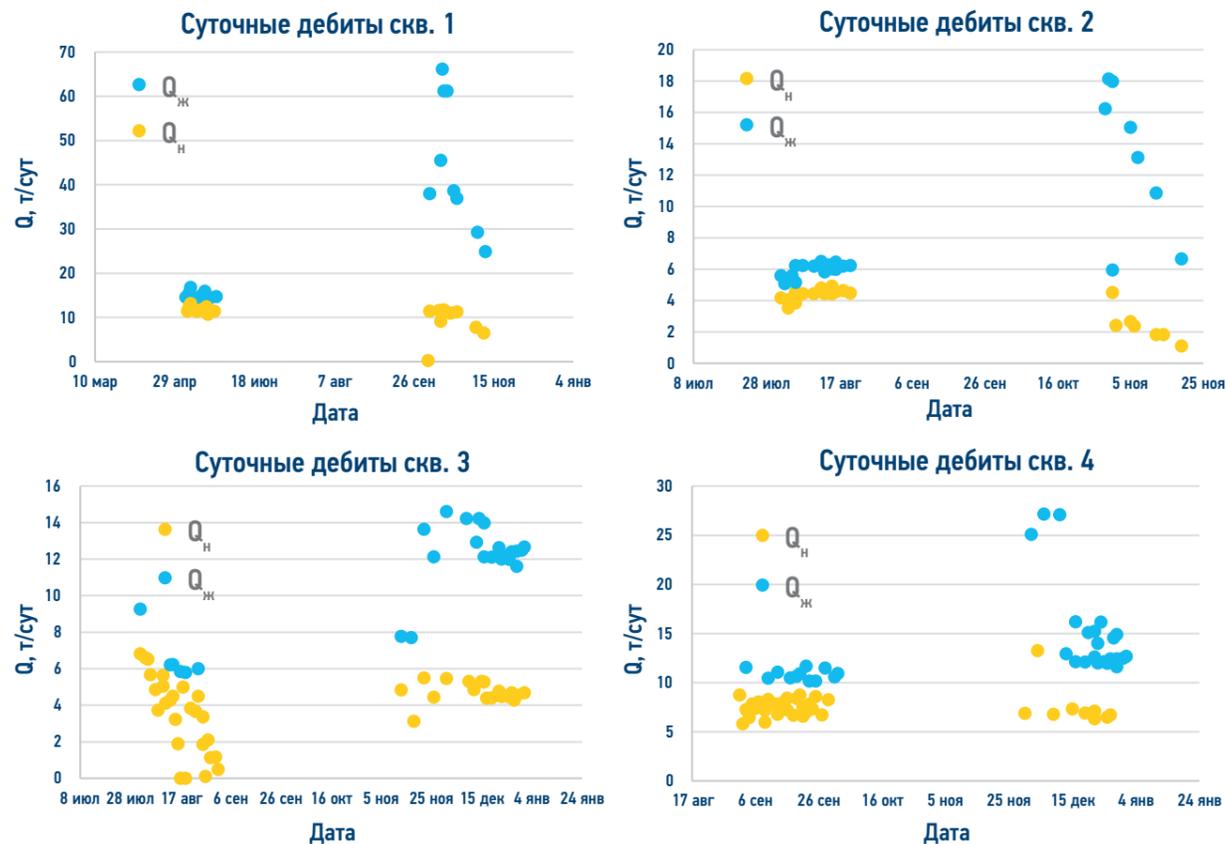


Рис. 3. Суточные показатели работы скважин в ходе ОПР. Составлено авторами  
Fig. 3. Daily performance of wells during pilot works. Compiled by the authors

Из всех 4 скважин, на которых была проведена технология Huff and Puff, незначительный положительный эффект дала только скважина 3.

При этом на скважине 2 замеры пластового давления показали, что до закачки оно составляло 97 атм, а после закачки — 56 атм, что намного меньше пластового давления. Причинами таких показаний могут быть последствия капиллярной пропитки, что маловероятно.

На скважине 1 не удалось получить оптимальные продолжительности фаз. Реальные сроки закачки и остановки составили 3 и 1,5 месяца соответственно.

Следовательно, оставить в рассмотрении можно только скважины 3 и 4. Первая дала небольшой положительный эффект, вторая не показала изменений дебита нефти. При закачке воды в добывающую скважину обычно снижается фазовая проницаемость ПЗП по нефти, и при последующем отборе жидкости стартовый дебит нефти снижается. Из этого можно сделать предположение о том, что в исследуемых скважинах происходила капиллярная пропитка, так как дебит нефти не изменился относительно базового.

Также можно сделать вывод о том, что более продолжительная остановка положительно сказывается на дебите нефти, так как скважина 3 была остановлена на месяц, а скважина 4 — всего на 15 дней.

Таблица 1. Скважины ОПР  
Table 1. Pilot works wells

Скважина	Тип	Срок закачки	Срок остановки
1	Горизонтальная	3 мес.	1,5 мес.
2	Наклонно-направленная	1 мес.	1 мес.
3	Наклонно-направленная	1 мес.	1 мес.
4	Наклонно-направленная	1 мес.	0,5 мес.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из анализа результатов ОПР можно сделать следующие выводы.

- Положительного экономического эффекта достичь не удалось, но был получен первый в России опыт применения данной технологии.
- По отсутствию снижения стартового дебита нефти после закачки воды и остановки предполагается наличие эффекта капиллярной пропитки в призабойной зоне пласта.
- Следующим шагом должно стать исследование эффекта пониженного давления в скважине после закачки.
- Для принятия окончательного решения об эффективности технологии Huff and Puff необходимо продолжить исследования — провести испытания на керне и новые ОПР на скважинах с особым контролем пластового давления.

Таблица 2. Технологические показатели ОПР  
Table 2. Production data of pilot wells

Скв.	$Q_n$ ср. до операций, т/сут	$Q_n$ ср. после операций, т/сут	Изменение $Q_n$ , %	$Q_{ж}$ ср. до операций, т/сут	$Q_{ж}$ ср. после операций, т/сут	Изменение $Q_{ж}$ , %	Проблемы
1	12,51	11,8	-6%	15,8	47,3	+199%	Не соблюдены сроки закачки и остановки
2	4,8	2,5	-48%	6,4	13,8	+116%	Пониженное пластовое давление после закачки воды
3	4	5	+25%	6,8	12,6	+85%	-
4	7,2	7	-3%	10	18	+80%	-

## Список литературы / References

- Hoffman B. Todd. Improved Oil Recovery IOR projects in the Bakken formation. *SPE-180270-MS*.
- J. O. Alvarez, F. D. Tovar, 2018. Improving Oil Recovery in the Wolfcamp Reservoir by Soaking / Flowback Production Schedule with Surfactant Additives. *SPE-187483*.
- James A. Sorensen. Historical Bakken Test Data Provide Critical Insights On EOR In Tight Oil Plays.
- James J. Sheng. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 2017, vol. 159, pp. 654–655.
- Jie Bai, Huiqing Liu. CO<sub>2</sub>, Water and N<sub>2</sub> Injection for Enhanced Oil Recovery with Spatial Arrangement of Fractures in Tight-Oil Reservoirs Using Huff-n-puff. *Energies* 2019, vol. 12, pp. 823. <https://doi.org/10.3390/en12050823>
- Li Zhongxing, Qu Xuefeng. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China. *Petrol. Explor. Develop.*, 2015, vol. 42(2), pp. 241–246.
- Tadesse Weldu Teklu, Xiaopeng Li. Low-salinity water and surfactants for hydraulic fracturing and EOR of shales. *J. Pet. Sci. Eng.* 2018, vol. 162, pp. 367–377.
- Ting Chen, Zhengming Yang. Waterflooding Huff-n-puff in Tight Oil Cores Using Online Nuclear Magnetic Resonance. *Energies*. 2018, vol. 11, pp. 1524.

9. Wang, D., Cheng, L., Cao, R., Jia, P., Fang, S., Rao, X., Dai, D. The effects of the boundary layer and fracture networks on the water huff-n-puff process of tight oil reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 2019, pp. 466–480.
10. Xiang Raoa, Linsong Chenga, Renyi Caoa A modified embedded discrete fracture model to study the water blockage effect on water huff-n-puff process of tight oil reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 2019, pp. 149. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106232>

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**О.И. Цыкунов** — литературный обзор, анализ опыта применения технологии, гидродинамическое моделирование, дизайн опытно-промышленных работ.

**И.С. Каешков** — научное руководство, анализ разработки месторождения, методология.

**Oleg I. Tsykunov** — literature review, analysis of technology application experience, hydrodynamic modeling, design of pilot works.

**Ilya S. Kaeshkov** — academic advising, field development review, methodology.

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

**Олег Игоревич Цыкунов\*** — специалист, НОЦ «Газпромнефть-Политех» СПбПУ, Санкт-Петербург

**Илья Сергеевич Каешков** — руководитель по развитию дисциплины «Разработка», ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург

**Oleg I. Tsykunov\*** — Specialist, SEC "Gazpromneft-Politech" SPbPU, Saint Petersburg

**Ilya S. Kaeshkov** — Discipline development leader development, Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ПРИРОСТ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ОСНОВЕ СИСТЕМНЫХ ОБРАБОТОК НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

**А.В. Фомкин<sup>1</sup>, А.М. Петраков<sup>1</sup>, С.А. Жданов<sup>1</sup>, Р.Р. Раянов<sup>2,\*</sup>, Е.Н. Байкова<sup>2</sup>, М.А. Черевко<sup>4</sup>, С.М. Игитов<sup>4</sup>, М.А. Кузнецов<sup>3</sup>, С.М. Ишкинов<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>АО «ВНИИнефть», РФ, Москва

<sup>2</sup>АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», РФ, Тюмень

<sup>3</sup>АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», РФ, Ноябрьск

<sup>4</sup>ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», РФ, Мегион

**Электронный адрес:** Rayanov@vniineftzs.ru

**Введение.** В статье рассматривается и обосновывается необходимость при оценке технологической эффективности обработок выравнивания профиля приемистости (ВПП) учитывать показатели, характеризующие величину вовлеченных в разработку балансовых запасов, а также прирост извлекаемых запасов нефти за счет методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

**Цель.** Показать, что если прирост извлекаемых запасов будет существенно меньше добычи, то это приведет к потере потенциала добычи нефти. Особое значение данный факт приобретает в условиях обустроенности старых площадей и наличия на них развитой инфраструктуры.

**Материалы и методы.** Использованы материалы по оценке динамики и степени выработки запасов нефти, расчеты прироста извлекаемых запасов.

**Результаты.** В статье представлены результаты накопленной технологической эффективности работ по повышению нефтеотдачи пластов с применением различных технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) и нестационарного заводнения на месторождениях недропользователя в ХМАО-Югре на основе системно-адресного воздействия на пласт. Представлены также материалы по оценке динамики и степени выработки запасов нефти, расчеты прироста извлекаемых запасов за счет применения физико-химических МУН (ВПП) для одного из нефтяных месторождений Мегионского региона за период с 2016 по 2018 г.

**Заключение.** Расчеты по оценке прироста начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти (НИЗ, ОИЗ) от реализации ежегодных программ физико-химических МУН (ВПП), выполняемых в соответствии с методикой «Газпром нефти», свидетельствуют о том, что реализация данных программ способствует дополнительному вовлечению в активную разработку ранее слабодренлируемых или недренлируемых запасов нефти.

**Ключевые слова:** прирост извлекаемых запасов, дополнительная добыча нефти, физико-химические МУН, выравнивание профиля приемистости, ВПП, рентабельность разработки, нестационарное заводнение, системное воздействие на пласт, системный подход

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

**Для цитирования:** Фомкин А.В., Петраков А.М., Жданов С.А., Раянов Р.Р., Байкова Е.Н., М.А. Черевко, С.М. Игитов, Кузнецов М.А., Ишкинов С.М. Прирост извлекаемых запасов нефти на основе системных обработок нагнетательных скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(3):121–129. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-121-129>

Статья поступила в редакцию 22.04.2021

Принята к публикации 02.08.2021

Опубликована 29.09.2021

#### INCREASE IN RECOVERABLE OIL RESERVES BASED ON SYSTEM TREATMENTS OF INJECTION WELLS

**Artem V. Fomkin<sup>1</sup>, Andrey M. Petrakov<sup>1</sup>, Stanislav A. Zhdanov<sup>1</sup>, Robert R. Rayanov<sup>2,\*</sup>, Elena N. Baykova<sup>2</sup>, Michael A. Cherevko<sup>4</sup>, Semyon M. Igitov<sup>4</sup>, Maxim A. Kuznetsov<sup>3</sup>, Salavat M. Ishkinov<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>JSC "VNIIneft", RF, Moscow

<sup>2</sup>JSC "VNIIneft-Western Siberia", RF, Tyumen

<sup>3</sup>JSC "Gazpromneft-Noyabrskneftegaz", RF, Tyumen Region, Noyabrsk

<sup>4</sup>PJSC "Slavneft-Megionneftegaz", RF, Megion, Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra

**E-mail:** Rayanov@vniineftzs.ru

**Background.** The article considers and justifies the need to take into account the indicators that characterize the amount of balance reserves involved in the development, as well as the increase in recoverable oil reserves due to EOR, when evaluating the technological efficiency of the treatment of the alignment of the pick-up profile (RUNWAY).

**Aim.** If the increase in recoverable reserves is significantly less than production, this will lead to a loss of oil production potential. This fact is of particular importance in the conditions of the arrangement of the old squares and the presence of a developed infrastructure on them.



© Коллектив авторов, 2021

**Materials and methods.** Materials were used to assess the dynamics and degree of development of oil reserves, calculations of the increase in recoverable reserves.

**Results.** The article presents the results of the accumulated technological efficiency of work to improve oil recovery using various technologies for leveling the intake profile (runway) and non-stationary flooding at the facilities of Subsurface user in Khanty-Mansi Autonomous Area – Yugra on the basis of system-targeted impact on the reservoir. The article also presents materials on the assessment of the dynamics and degree of development of oil reserves, as well as calculations of the increase in recoverable reserves.

**Conclusions.** Calculations based on the assessment of the increase in initial and residual recoverable oil reserves from the implementation of annual EOR programs carried out in accordance with the methodology of PJSC Gazpromneft indicate that the implementation of these programs contributes to additional involvement in the active development of previously poorly drained or non-drained oil reserves.

**Keywords:** increase in recoverable reserves, additional oil production, physical and chemical EOR, alignment of the pick-up profile, runway, profitability of development, non-stationary flooding, system impact on the reservoir, system approach

**Conflict of interest:** the authors declare that there is no conflict of interest.

**For citation:** Fomkin A.V., Petrakov A.M., Zhdanov S.A., Rayanov R.R., Baykova E.N., Michael A. Cherevko, Semyon M. Igitov, Kuznetsov M.A., Ishkinov S.M. Increase in recoverable oil reserves based on system treatments of injection wells. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):121–129. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-121-129>

Manuscript received 22.04.2021

Accepted 02.08.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

Многолетний опыт реализации обработок скважин на основе системного подхода показывает возможность не только стабилизации базового уровня добычи нефти, но и приращения извлекаемых запасов, то есть увеличения конечной нефтеотдачи. Помимо интегральных показателей технологической эффективности обработок, таких как дополнительная добыча нефти, сокращение отборов попутно добываемой воды и непроизводительной закачки, для объективного анализа применения физико-химических МУН (ФХ МУН) и возможных перспектив их развития необходимо использовать показатели, характеризующие величину вовлеченных в разработку балансовых запасов, а также прирост извлекаемых запасов нефти за счет МУН [1].

Для каждого месторождения, объекта, участка залежи недропользователь обязан в рамках проектных решений реализовывать геолого-технические мероприятия, направленные на прирост извлекаемых запасов, в том числе на нефтяных месторождениях, находящихся на III и IV стадиях разработки. Если прирост извлекаемых запасов будет существенно меньше добычи, то это приведет к потере потенциала добычи нефти. Особое значение данный факт приобретает в условиях обустроенности старых площадей и наличия на них развитой инфраструктуры. Важным условием эффективного применения МУН является правильный выбор объекта для метода или метода для объекта [1].

Все мероприятия по применению как технологий обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта, так и методов повышения нефтеотдачи пластов необходимо осуществлять исходя из многофакторного анализа имеющихся проблем и текущего состояния разработки залежи с учетом конкретных условий не только отдельных скважин, но и участков и объектов разработки в целом. В то же время важными задачами являются оперативность процесса формирования программ ГТМ и МУН, отсутствие ошибок в расчетах и системный подход к подбору скважин-кандидатов. Разработанное в АО «ВНИИнефть» программное обеспечение «Системное воздействие на пласт» (ПО «СВП») позволяет проводить в автоматизированном режиме промысловый анализ разработки и подбирать скважины-кандидаты для проведения ГТМ и МУН [9, 10].

## ВЫРАВНИВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН (ВПП)

В процессе заводнения нефтяных месторождений Западной Сибири вследствие различий геолого-физических свойств терригенных коллекторов происходит опережающее обводнение добываемой пластовой продукции по наиболее высокопроницаемым пропласткам и интервалам, что приводит к неравномерной выработке запасов, образованию застойных и слабодренлируемых зон продуктивных пластов и высокой обводнен-

ности добываемой продукции при неполном охвате пластов заводнением. Прямое свидетельство «отключения» отдельных слоев из процесса заводнения (разработке) — устойчивый рост содержания нефти при самоизливе нагнетательных скважин, в которых ранее были закачаны сотни тысяч кубических метров воды [2]. Равномерная выработка запасов нефти из полойно-неоднородных пластов практически невозможна. Вследствие неоднородности физических характеристик пластов отбор нефти по ним производится весьма неравномерно.

В данных условиях для увеличения рентабельности эксплуатации скважин, повышения эффективности процессов заводнения, увеличения охвата продуктивных пластов вытесняющим агентом (водой) и ввода в активную разработку менее проницаемых интервалов широко применяются различные технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин (ВПП), которые направлены на ограничение фильтрации воды в промытых зонах и перераспределение фильтрационных потоков [3–6].

Начиная с 2006 г. АО «ВНИИнефть» ведет научное сопровождение работ по повышению нефтеотдачи пластов с применением различных технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) и нестационарного заводнения на месторождениях одного из недропользователей в ХМАО-Югре на основе системно-адресного воздействия на пласт [6–10]. За этот период с применением принципов системного подхода выполнено более 2700 скважино-операций по ВПП, при этом использовано 49 различных технологий, испытано более 10 новых технологий ФХ МУН, тиражируемых в дальнейшем. Средняя удельная эффективность ВПП составляет более одной тысячи тонн нефти на обработку, успешность — более 90 %.

Накопленная дополнительная добыча нефти от реализации адресных программ ВПП на 01.01.2021 г. составила 2,8 млн т, сокращение отборов попутно добываемой воды — 14,6 млн т, непроизводительная закачка уменьшилась на 20,6 млн м<sup>3</sup>. Индекс доходности по всем обработкам превышает значение 1,15 ед, что отражает экономическую эффективность реализации программ ВПП. За счет проведения работ по повышению нефтеотдачи пластов с применением технологий ВПП и нестационарного заводнения на месторождениях недропользователя в ХМАО-Югре на основе системно-адресного воздействия на пласт накопленный чистый доход недропользователя, по расчетам АО «ВНИИнефть», превысил 4,5 млрд руб. [6].

Важно отметить, что эффективность адресных программ ВПП заключается не только в добыче дополнительной нефти, сокращении попутно добываемой воды и непроизводительной закачки. Во многом это источник вовлечения в активную разработку промышленных ресурсов нефти за счет увеличения охвата геологических запасов, а также увеличения рентабельного срока разработки, что особо актуально в условиях сокращения объемов разведки, а также открытия залежей в основном с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Дополнительная добыча нефти за счет применения технологий ВПП — лишь доля от прироста извлекаемых запасов.

## ПРИРОСТ НИЗ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ФХ МУН (ВПП) НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХМАО-ЮГРЫ СОСТАВИЛ ОКОЛО 0,6 МЛН Т. РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ ПОЗВОЛИТ ПРИРАСТИТЬ ПОРЯДКА 3–4 МЛН Т ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ.

Оценка прироста начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти (НИЗ, ОИЗ) после проведения обработок по ВПП для условий месторождений недропользователя в ХМАО-Югре выполнена в соответствии с методикой оценки технологического эффекта «Газпром нефти» [12]: по характеристикам вытеснения (анализ изменения тренда водонетного фактора (ВНФ)) отдельно по каждому участку обработки, включающему одну нагнетательную скважину и реагирующие добывающие скважины. Расчеты остаточных извлекаемых запасов по участку прекращались при достижении следующих условий:

- дебит нефти по добывающим скважинам участка — 0,5 т/сут;
- обводненность продукции добывающих скважин участка — 99,5 %.

Результаты расчетов показали, что ежегодная реализация на месторождениях недропользователя в ХМАО-Югре адресных программ ВПП в объеме 250–300 скв.-опер. позволяет теоретически прирастить около 3 млн т извлекаемых запасов нефти (это равнозначно открытию небольшого нового нефтяного месторождения). Эти запасы нефти недропользователь сможет добыть при условии ежегодной реализации адресных программ ВПП, поскольку в противном случае часть этих вовлеченных в активную разработку запасов снова уйдет в разряд невовлеченных.

По скважинам с проведенными промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ) до и после проведения работ по ВПП выполнен расчет прироста извлекаемых запасов

нефти в подключенных интервалах пласта после проведения ВПП (табл. 1).

К подключенным интервалам отнесены:

- вновь подключенные интервалы с расходом закачиваемой воды более 20 %;
- интервалы с расходом до ВПП менее 20 %, после ВПП — более 20 %.

Расчеты прироста извлекаемых запасов по подключенным пропласткам проводились пропорционально подключенной толщине с учетом общей работающей толщины и в зависимости от изменения процента расхода закачки по интервалу.

Ключевым показателем эффективности выполненных обработок ВПП является изменение коэффициента охвата пласта по мощности ( $k_{охв}$ ), который зависит от мощности как закольматированных, так и подключенных в работу интервалов пласта и может изменяться как в большую, так и в меньшую сторону (рис. 1). Согласно выполненным за 2014–2018 гг. ПГИ с целью определения профиля приемистости до и после обработки скважины перераспределение интервалов приемистости после проведения ВПП отмечается в 94 % скважинах с изменением коэффициента охвата пласта по мощности ( $k_{охв}$ ) в широком диапазоне: в среднем от 6 до 30 %. Таким образом, ВПП показывает свою эффективность не только за счет перерас-

пределения закачиваемой воды, вовлечения в активную разработку запасов нефти в неохваченных воздействием интервалах пласта, но и за счет прироста извлекаемых запасов нефти обрабатываемого участка нагнетательной скважины.

### ОЦЕНКА ДИНАМИКИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ТЕКУЩЕГО ПРИРОСТА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ФХ МУН (ВПП)

Оценка динамики и степени выработки запасов нефти, а также расчеты прироста извлекаемых запасов за счет применения ФХ МУН (ВПП) выполнены для одного из нефтяных месторождений Мегионского региона за период с 2016 по 2018 г.

Сложность геологического строения рассматриваемых месторождений обусловлена многопластовостью, высокой степенью латеральной и вертикальной изменчивости фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), наличием маломощных (1,5–6,5 м) расчлененных пластов и соответствует средним показателям месторождений в Западной Сибири (табл. 2). Действующий фонд исследуемого месторождения характеризуется низкими дебитами по нефти и высокими дебитами по жид-

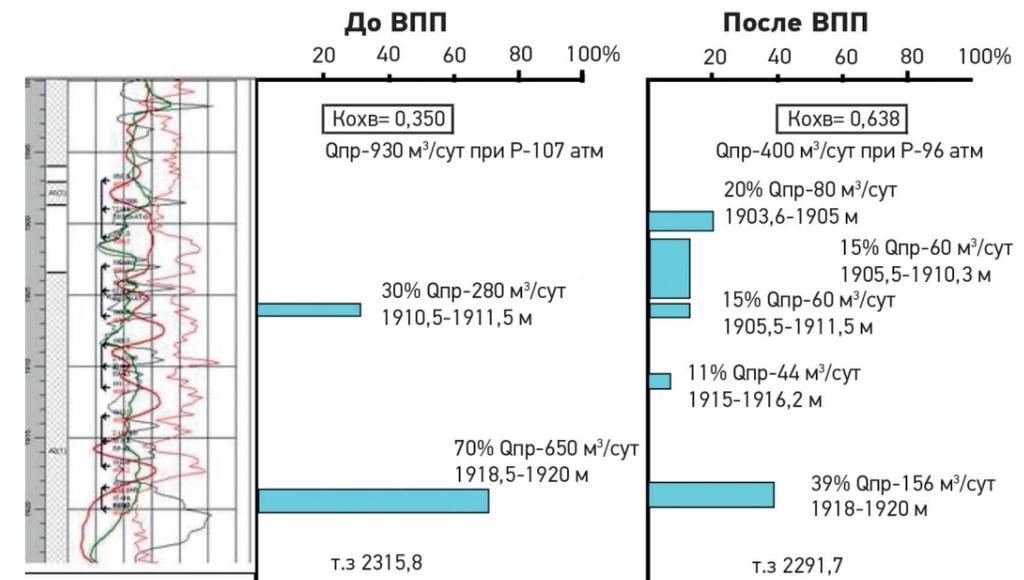


Рис. 1. Пример изменения  $k_{охв}$  до и после проведения ВПП по результатам ПГИ (определение профиля приемистости). Автор Р.Р. Раянов

Fig. 1. An example of the change in the coverage coefficient before and after the EOR according to the results of determining the pick-up profile. Made by R.R. Rayanov

ности: текущие показатели составляют 7 и 163 т/сут соответственно при обводненности продукции 96 %.

Высокообводненные скважины приурочены ко всем продуктивным пластам. Обводнение продукции по результатам ПГИ происходит в основном за счет продвижения/прорыва фронта нагнетаемой воды и подтягивания водонефтяного контакта (ВНК) в результате выработки запасов. Сопутствующие причины обводнения части скважин — наличие негерметичности эксплуатационной колонны и заколонных перетоков, вскрытие водонасыщенных интервалов коллектора. На скважины, расположенные вблизи внешнего контура нефтеносности, также оказывают влияние законтурные воды.

Основные причины нахождения скважин в неработающем фонде — низкий дебит

нефти и высокая обводненность продукции (62 % неработающего фонда). Стоит отметить, что скважины неработающего фонда содержат около 5,8 млн т текущих извлекаемых запасов нефти.

Динамика выработки запасов нефти в целом по исследуемому месторождению представлена в графическом виде на рис. 2. Особо отметим небольшую величину отбора нефти от НИЗ (менее 60 %) при высокой обводненности продукции скважин — более 95 %. Данный факт свидетельствует о том, что не все запасы нефти вовлечены в разработку, это подтверждает низкий текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), который составляет в среднем по всем объектам 0,215 при проектной величине 0,401.

Отбор от НИЗ, вовлеченных в разработку в целом по месторождению, оценивается

Таблица 1. Расчет прироста извлекаемых запасов нефти по подключенным интервалам на примере скважин Мегионского региона  
Table 1. Calculation of the increase in recoverable oil reserves by connected intervals on the example of wells in the Megion region

№ п/п	Месторождение	Пласт	Скважина	Дата обработки	Технология	Объем закачки композиции, м³	Подключенный интервал, м			Прирост НИЗ после ВПП по подкл. интервалам, т
							кровля	подошва	мощность	
1	1	1 ЮВ1, 2 ЮВ1	501	12.02.19	Темпоскрин-Люкс	1192	3045,0	3047,2	2,2	2486
2	1	1 ЮВ1, 2 ЮВ1	436	22.02.19	Темпоскрин-Люкс	650	3604,6	3606,6	2,0	574
3	1	2 ЮВ1	527	05.02.19	Темпоскрин-Люкс	640	3172,4	3173,2	0,8	3207
4	2	АВ1	1124	07.05.19	МПДС-ПК	550	1789,3	1791,0	1,7	1486
5	2	АВ1	66	01.07.19	МПДС-ПК	590	2024,6	2026,0	1,4	643
6	2	АВ1, АВ2	1018	12.08.19	МПДС-ПК	400	1857,0	1857,7	0,7	459
7	2	АВ1, БВ8/1	1862	27.09.19	МПДС-ПК	500	2206,0	2207,1	1,1	1193
8	2	БВ1	376	22.06.19	МПДС-ПК	650	2085,0	2086,0	1,0	332
							2087,3	2088,5	1,2	776
9	2	БВ1	1592	29.06.19	МПДС-ПК	650	2089,6	2090,1	0,5	301
							2096,2	2096,9	0,7	758
							2098,0	2099,1	1,1	2559
10	3	ЮС2	4354	23.07.19	SiXeLL	280	2876,0	2879,0	3	1220

Таблица 2. Геолого-физические характеристики исследуемого месторождения  
Table 2. Geological and physical characteristics of the studied field

Параметр	Группа пластов АВ	Группа пластов БВ	Группа пластов ЮВ
Глубина залегания кровли, м	1669–1828	1891–2184	2498
Средняя общая толщина, м	8–41	3–22	25
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,4–4	2–6,6	2–4,4
Коэффициент пористости ( $k_p$ ), д.ед	0,21–0,24	0,23	0,15
Коэффициент нач. нефтенасыщенности ( $k_{нн}$ ), д.ед	0,38–0,51	0,46–0,58	0,54
Проницаемость ( $k_{пр}$ ), $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$	5,5–404	118–314	3–10
Расчлененность	2–8	2–8	2–5

на уровне 63 %, отдельно по объектам разработки эта величина варьирует от 42 до 82 % (рис. 3).

Дисбаланс обусловлен пониженной начальной нефтенасыщенностью пластов, большой площадью водонефтяной зоны (ВНЗ) в залежах пластов групп АВ и БВ, контактностью запасов нефти с водой, приобщением водонасыщенных интервалов посредством ГРП (объекты групп АВ и ЮВ).

Среди всех групп пластов данного месторождения к моменту их вступления в завершающую стадию разработки отмечается средняя степень выработки запасов — от 27 до 65 % при обводненности от 67 до 96 % соответственно (табл. 3).

Полученный анализ позволяет сделать вывод о том, что по исследуемому месторождению в предыдущие периоды разработки не обеспечено достаточно полное вовлечение

в разработку балансовых (геологических) запасов.

Расчеты по оценке прироста начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти (НИЗ, ОИЗ) от реализации ежегодных программ ФХ МУН (ВПП), выполняемые в соответствии с методикой «Газпром нефти» [12], свидетельствуют о том, что реализация данных программ способствует дополнительно вовлечению в активную разработку ранее слабодренлируемых или недренлируемых запасов нефти.

К примеру, в 2018 г. суммарные НИЗ по всем участкам ВПП исследуемого месторождения, рассчитанные по характеристикам вытеснения, до проведения обработок составляли 27,2 млн т. После проведения обработок НИЗ составили 27,8 млн т. Прирост НИЗ от реализации программы ФХ МУН (ВПП) составил около 0,6 млн т. Дополнительная добыча нефти от обработок нагнетательных скважин при этом составила 45,7 тыс. т. Для условий месторождений недропользователя в ХМАО-Югре реализация программ ВПП на уровне 300 скв.-опер. в год позволит прирастить порядка 3–4 млн т извлекаемых запасов нефти. При этом дополнительная добыча нефти за 5-летний период составит 1,2 млн т, сокращение отборов попутной воды — порядка 6,3 млн т, а чистая прибыль недропользователя — около 6 млрд руб. На месторождениях недропользователя в ЯНАО ежегодное применение программ ВПП в объеме 300 скв.-опер. даст возможность за 5-летний период добыть порядка

Таблица 3. Показатели выработки запасов нефти исследуемого месторождения  
Table 3. Indicators of the development of oil reserves of the studied field

Показатели	Группа пластов АВ	Группа пластов БВ	Группа пластов ЮВ	Месторождение в целом
Проектный КИН, д.ед.	0,371	0,443	0,387	0,406
Текущий КИН, д.ед.	0,208	0,291	0,105	0,231
Отбор от НИЗ, %	55	65	27	57
Обводненность, %	95	96	67	95

0,7 млн т нефти, сократить добычу попутной воды на 4,3 млн т и получить чистую прибыль порядка 3,2 млрд руб.

Представленные результаты свидетельствуют о возможности повышения нефтеотдачи не только за счет «третичных методов», но и путем постоянной реализации на основе системного подхода программ обработок скважин на месторождениях III, IV стадий разработки с целью перевода запасов базового фонда из категории трудноизвлекаемых в категорию активных, что важно для нефтегазовых компаний как с точки зрения повышения рентабельности эксплуатации этих месторождений, так и обеспеченности запасами, что является одним из основных показателей инвестиционной привлекательности и капитализации. Применение вышеописанных методик и практик на более ранних стадиях разработки, несомненно, позволит не только продлить срок рентабельной разработки, но и повысить конечную нефтеотдачу.

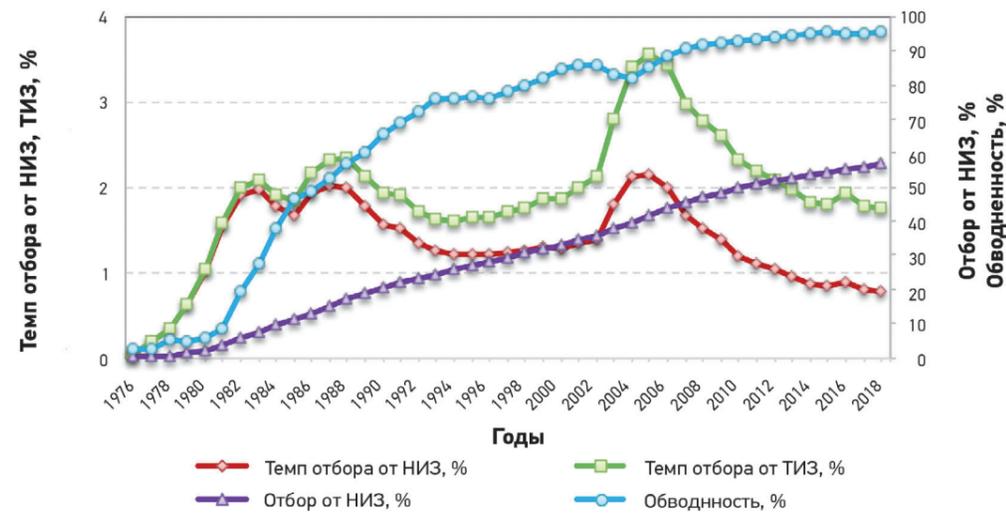


Рис. 2. Динамика основных показателей выработки запасов нефти исследуемого месторождения.  
Автор Р.Р. Раянов  
Fig. 2. Dynamics of the main indicators of the development of oil reserves of the studied field.  
Made by R.R. Rayanov

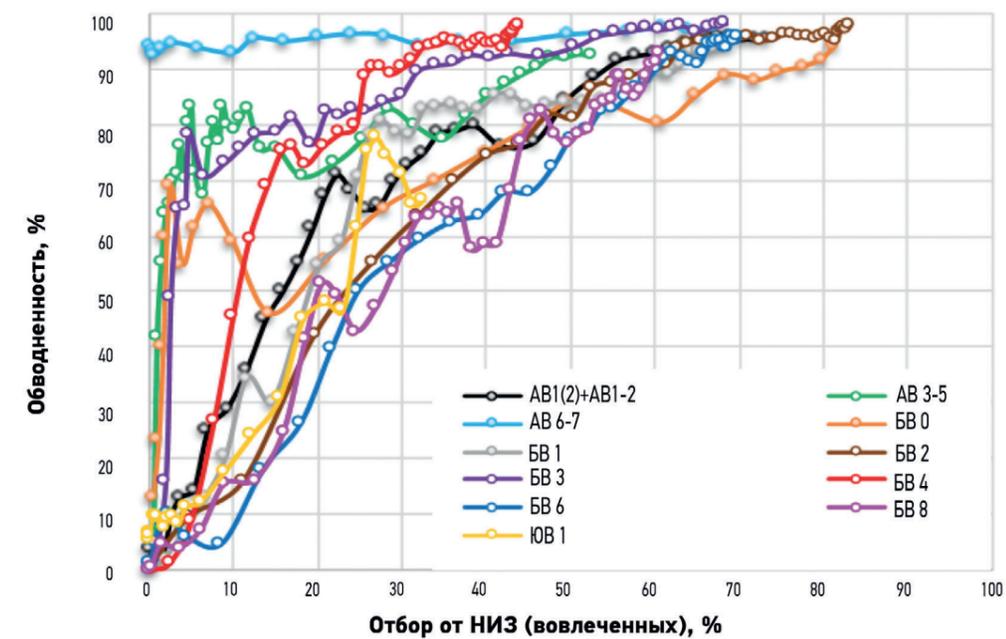


Рис. 3. Зависимость отборов от НИЗ (вовлеченных) от обводненности по объектам исследуемого месторождения.  
Автор Р.Р. Раянов  
Fig. 3. The dependence of the selection of the initial recoverable oil reserves on the water content for the objects of the studied field. Made by R.R. Rayanov

#### Список литературы

1. Жданов С.А. Методика анализа и прогноза вовлечения балансовых и прироста извлекаемых запасов за счет применения методов увеличения нефтеотдачи пластов // Сб. науч. тр. ВНИИ. — 1991. — Вып. 110: Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов. — С. 41–48.
2. Сурзуев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. — 347 с.
3. Фомкин А.В., Петранов А.М., Байнова Е.Н., Раянов Р.Р. 10 лет эффективного сотрудничества науки и производства в сфере увеличения нефтеотдачи. Перспективы нового уровня отраслевого взаимодействия // Тезисы доклада XVIII научно-практической конференции месторождений ТРИЗ. Нефтяное хозяйство, Тюмень, 18–20 сентября 2018 г. — М.: Нефтяное хозяйство, 2018. — 23 с.
4. Фомкин А.В., Петранов А.М., Байнова Е.Н., Ишкинов С.М., Раянов Р.Р. и др. Результаты применения технологии системного воздействия на пласт ЮВ1.1. Аригольского месторождения // Науки о Земле. — 06.2018. — С. 79–84.
5. Петранов А.М., Фомкин А.В., Жданов С.А., Байнова Е.Н., Подольский А.К., Кузнецов М.А., Никитин В.С., Ишкинов С.М. Влияние науки на эффективность нефтегазового производства // Журнал «Недропользование XXI век» № 3. — июнь 2019. — С. 168–175.
6. Фомкин А.В., Петранов А.М., Байнова Е.Н., Раянов Р.Р., Кузнецов М.А., Ишкинов С.М. Применение новых методических подходов для увеличения рентабельности добычи базового фонда скважин в условиях низкой стоимости нефти на мировом рынке // Нефтяное хозяйство. — 06.2020. — С. 22–26.
7. Патент РФ на изобретение № 2513787. Способ разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия / Раянов Д.Ю., Жданов С.А., Петранов А.М.; заявитель и патентообладатель ОАО «ВНИИнефть». — № 201244091/03; заявл.17.10.12; опубл.20.04.14.
8. РД 39-0147035-254-88Р «Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза». М.–Тюмень–Нижневартовск: ВНИИ, 1988. — 236 с.
9. Свидетельство РФ о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019660578. Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт (ПО «СВП») / Фомкин А.В., Петранов А.М., Байнова Е.Н., Раянов Р.Р., Подольский А.К., Галушко В.В.; правообладатель АО «ВНИИнефть». — № 2019619545; заявл.31.07.19; опубл.08.08.19.
10. Фомкин А.В., Петранов А.М., Байнова Е.Н., Раянов Р.Р. и др. Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. — 03.2019. — С. 102–106.
11. Гималетдинов Р.А., Сидоренко В.В. и др. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпромнефть» // Нефтяное хозяйство. — 05.2015. — С. 78–83.

12. Методический документ ПАО «Газпром нефть» «Метод оценки технологического эффекта от геолого-технических мероприятий» (М-01.05.04.04.04.-04 версия 1.0).

#### References

1. Zhdanov S. A. Methods of analysis and prediction of the involvement of carrying amount and recoverable reserves growth through the application of EOR / SB. nauch. Tr. / Institute. — 1991, vol. 110: the application of the methods of enhanced oil recovery, p. 41–48.
2. Surguchev M. L., Gorbunov A. T., Zabrodin, D. P. Methods of extraction of the residual oil. Moscow: Nedra, 1991. 347 p.
3. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E. N., Rayanov R. R. 10 years of effective cooperation between science and production in the field of increasing oil recovery. Prospects for a new level of industry interaction. // Abstracts of the report of the XVIII scientific and practical conference of deposits with hard-to-recover reserves. Oil industry, Tyumen, September 18-20, 2018. Moscow: Oil Industry, 2018. 23 p.
4. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E. N., Ishkinov S. M., Rayanov R. R., et al. The results of the application of the technology of systemic impact on the SE1 formation 1. Arigolskoye field. *Earth Sciences*. 06.2018, pp. 79–84.
5. Petrakov A.M., Fomkin A.V., Zhdanov S. A., Baykova E. N., Podolsky A. K., Kuznetsov M. A., Nikitin V. S., Ishkinov S. M. The influence of science on the efficiency of oil and gas production. *Journal "Subsoil Use of the XXI century"*, June 2019, no. 3, pp. 168–175.
6. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E. N., Rayanov R. R., Kuznetsov M. A., Ishkinov S. M. Application of new methodological approaches to increase the profitability of production of the basic well stock in conditions of low oil prices on the world market. *Oil industry*. 06.2020, pp. 22–26.
7. Patent of the Russian Federation for invention No. 2513787. A method for developing an oil deposit based on a system-targeted impact / Kryanov D. Yu., Zhdanov S. A., Petrakov A. M.; applicant and patent holder of JSC VNIIneft. — no. 201244091/03; application 17. 10. 12; publ. 20.04.14.
8. RD 39-0147035-254-88R "Guidelines for the application of system technology of impact on oil reservoirs of Glavtyumen-neftegaz fields". Moscow — Tyumen — Nizhnevartovsk; VNI, 1988. 236 p.
9. Certificate of the Russian Federation on state registration of a computer program No. 2019660578. Software for the technology of system impact on the reservoir / Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E. N., Rayanov R. R., Podolsky A. K., Galushko V. V.; copyright holder of JSC "VNIIneft". — No. 2019619545; application 31. 07. 19; publ. 08.08.19.
10. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E. N., Rayanov R. R., et al. Software for the technology of system impact on the reservoir. *Oil industry*. 03.2019, pp. 102–106.
11. Himaletdinov R.A., Sidorenko V.V. et al. Criteria for the effective application of technologies for leveling the reservoir intake profile in the conditions of field development of OAO Gazpromneft. *Oil industry*. 05.2015, p. 78–83.
12. Methodological document of PJSC Gazprom Neft "Method for assessing the technological effect of geological and technical measures" (M-01.05.04.04.04. — 04 version 1.0).

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.В. Фомкин** — разработал концепцию статьи, принимал участие в обсуждении и дискуссиях, внес ряд ценных замечаний касательно научной и производственной реализации обработки ВПП.

**А.М. Петраков** — разработал концепцию статьи, контролировал полноту и качество изложения материала, внес значительный вклад во все аналитические, теоретические исследования и расчеты.

**С.А. Жданов** — разработал концепцию статьи, внес ценные замечание в части научно-методического подхода.

**Р.Р. Раянов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, руководил сбором, обработкой и анализом информации.

**Е.Н. Байкова** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, принимала участие во всех обсуждениях и дискуссиях. Внесла ряд ценных замечаний касательно расчетов технологической эффективности.

**М.А. Черевко** — внес ряд ценных замечаний касательно фактической реализации обработок ВПП на производственных объектах.

**С.М. Игитов** — внес ряд ценных замечаний касательно фактической реализации обработок ВПП на производственных объектах.

**М.А. Кузнецов** — внес ряд ценных замечаний касательно фактической реализации обработок ВПП на производственных объектах.

**С.М. Ишкинов** — внес ряд ценных замечаний касательно фактической реализации обработок ВПП на производственных объектах.

**Artem V. Fomkin** — developed the concept of the article, participated in discussions and discussions, made a number of valuable comments on the scientific and industrial implementation of runway treatments.

**Andrey M. Petrakov** — developed the concept of the article, controlled the completeness and quality of the presentation of the material, made a significant contribution to all analytical, theoretical studies and calculations.

**Stanislav A. Zhdanov** — developed the concept of the article, made valuable comments on the scientific and methodological approach.

**Robert R. Rayanov** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, supervised the collection, processing and analysis of information.

**Elena N. Baykova** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took part in all discussions and discussions. She made a number of valuable comments on the calculation of technological efficiency.

**Michael A. Cherevko** — made a number of quality expertise regarding the actual implementation of runway treatments at production facilities.

**Semyon M. Igitov** — made a number of quality expertise regarding the actual implementation of runway treatments at production facilities.

**Maxim A. Kuznetsov** — made a number of quality expertise regarding the actual implementation of runway treatments at production facilities.

**Salavat M. Ishkinov** — made a number of quality expertise on the actual situation.

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

**Артем Вачеевич Фомкин** — доктор технических наук, заместитель генерального директора, АО «ВНИИнефть»  
127422, Россия, Москва, Дмитровский проезд, д. 10.  
e-mail: afomkin@vniineft.ru

**Андрей Михайлович Петраков** — доктор технических наук, директор центра ФХ и Г МУН, АО «ВНИИнефть»  
127422, Россия, Москва, Дмитровский проезд, д. 10.  
e-mail: ampetrakov@vniineft.ru

**Станислав Анатольевич Жданов** — доктор технических наук, советник генерального директора, АО «ВНИИнефть»  
127422, Россия, Москва, Дмитровский проезд, д. 10.  
e-mail: jdanov@vniineft.ru

**Роберт Ришатович Раянов\*** — кандидат технических наук, генеральный директор, АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»  
625019, Россия, Тюмень, ул. Республики, д. 211.  
e-mail: Rayanov@vniineftzs.ru

**Елена Назиповна Байкова** — кандидат геолого-минералогических наук, заместитель руководителя ОП, АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»  
127422, Россия, Москва, Дмитровский проезд, д. 10.  
e-mail: ebaikova@vniineft.ru

**Михаил Александрович Черевко** — генеральный директор, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», 628680, Россия, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Мегион, ул. А.М. Кузьмина, д. 51.  
e-mail: Cherevko.MiA@gazprom-neft.ru

**Семён Михайлович Игитов** — главный геолог, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», 628680, Россия, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Мегион, ул. А.М. Кузьмина, д. 51.  
e-mail: Igitov.Sm@gazprom-neft.ru

**Максим Александрович Кузнецов** — главный геолог, АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» 629807, Россия, Тюменская область, Ноябрьск, ул. Ленина, д. 59/87.  
e-mail: Kuznetsov.MAl@gazprom-neft.ru

**Салават Мавлютович Ишкинов** — начальник отдела МУН и ППД, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» 628680, Россия, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Мегион, ул. А.М. Кузьмина, д. 51.

**Artem V. Fomkin** — Dr of Sci. (Techn.), Deputy general director, JSC «VNIIneft»  
10 Dmitrovsky proezd, 127422, Moscow, Russia.  
e-mail: afomkin@vniineft.ru

**Andrey M. Petrakov** — Dr of Sci. (Techn.), Director of the Center of FH and G MUN, JSC «VNIIneft»  
10 Dmitrovsky proezd, 127422, Moscow, Russia.  
e-mail: ampetrakov@vniineft.ru

**Stanislav A. Zhdanov** — Dr of Sci. (Techn.), Adviser to the general director, JSC «VNIIneft»  
10 Dmitrovsky proezd, 127422, Moscow, Russia.  
e-mail: jdanov@vniineft.ru

**Robert R. Rayanov\*** — Cand. of Sci. (Techn.), General director, JSC «VNIIneft-Western Siberia»  
211 Republic Street, 625019, Tyumen, Russia.  
e-mail: Rayanov@vniineftzs.ru

**Elena N. Baykova** — Cand. of Sci. (Geol. and Mineral.), Deputy head of the OP, JSC «VNIIneft-Western Siberia»  
10 Dmitrovsky proezd, 127422, Moscow, Russia.  
e-mail: ebaikova@vniineft.ru

**Michael A. Cherevko** — General director, PJSC Slavneft-Megionneftegaz  
51 A.M. Kuzmina str., Megion, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, 628680, Russia.  
e-mail: Cherevko.MiA@gazprom-neft.ru

**Semyon M. Igitov** — Chief geologist, PJSC Slavneft-Megionneftegaz  
51 A.M. Kuzmina str., Megion, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, 628680, Russia.  
e-mail: Igitov.Sm@gazprom-neft.ru

**Maxim A. Kuznetsov** — Chief geologist, JSC «Gazpromneft-Noyabrskneftegaz»  
59/87 Lenin str., Tyumen Region, Noyabrsk, 629807, Russia.  
e-mail: Kuznetsov.MAl@gazprom-neft.ru

**Salavat M. Ishkinov** — Head of the EOR and pressure maintainance Department, PJSC Slavneft-Megionneftegaz  
51 A.M. Kuzmina str., Megion, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, 628680, Russia.

\* Автор ответственный за переписку / Corresponding author

# ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ АРКТИЧЕСКИХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ В УСЛОВИЯХ КЛИМАТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ

**Е.А. Посконина\*, А.Н. Курчатова**

АО «Мессояханефтегаз», РФ, Тюмень

**Электронный адрес:** Poskonina.EA@tmn.gazprom-neft.ru

**Введение.** Рассмотрены проблемные вопросы проектирования инфраструктуры нефтепромысловых объектов в Арктике в условиях изменения климата: применение температурного коэффициента при расчете несущей способности, пучение малонагруженных фундаментов, оптимизация решений по термостабилизации грунтов.

**Цель.** Изменение стратегии проектирования фундаментов на многолетнемерзлых грунтах по выбору наилучших грунтовых условий к реализации инвариантной матрицы проектных решений для типовых промышленных объектов инфраструктуры месторождений на основе унифицированных теплотехнических расчетов (регламента).

**Материалы и методы.** Сделан обзор существующих нормативно-методических документов, регламентирующих основные подходы к проектированию фундаментов на многолетнемерзлых грунтах. Выполнен анализ прогнозных расчетов температуры грунтов оснований типовых объектов инфраструктуры месторождений для обоснования проектных решений, в том числе применения систем термостабилизации грунтов.

**Результаты.** Для уменьшения объема проектных работ и упрощения выбора решений по термостабилизации грунтов оснований предлагается утвердить региональный справочник метеостанций с длительным периодом наблюдений с учетом актуализированных климатических данных. Также необходимо создание региональных динамических моделей геосистем криолитозоны, выполнение прогнозов потенциальной глубины сезонного оттаивания грунтов и температуры мерзлых толщ в естественных ландшафтах на основе данных геокриологического мониторинга, разработка методов адаптации к существующим или ожидаемым трендам климатических изменений.

**Заключение.** Эффективным решением является создание регламента на проектирование и строительство оснований и фундаментов на многолетнемерзлых грунтах, учитывающего специфику промышленных объектов нефтегазовых месторождений. Это позволит перейти к стратегии реализации инвариантной матрицы проектных решений для типовых промышленных объектов на основе унифицированных теплотехнических расчетов

**Ключевые слова:** многолетнемерзлые грунты, прогнозные расчеты, температурный режим грунтов основания, морозное пучение грунтов, композитные сваи

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

**Для цитирования:** Посконина Е.А., Курчатова А.Н. Проблемы проектирования инфраструктуры арктических нефтепромыслов в условиях климатических изменений. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021,6(3):130–135. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-130-135>

*Статья поступила в редакцию 14.04.2021*

*Принята к публикации 29.07.2021*

*Опубликована 29.09.2021*

DESIGNING PROBLEMS OF OIL FIELDS INFRASTRUCTURE IN THE ARCTIC UNDER THE CLIMATE CHANGE

**Elena A. Poskonina\*, Anna N. Kurchatova**

Messoyakhaneftegaz JSC, RF, Tyumen

**E-mail:** Poskonina.EA@tmn.gazprom-neft.ru

**Background.** Designing problems of oil fields infrastructure in the Arctic under climate change, namely, applying of temperature coefficient when calculating bearing capacity, heaving of lightly loaded foundations, optimization of thermal stabilization solutions are presented in the article.

**Aim.** To change the strategy for designing foundations on permafrost by choosing the worst soil conditions to the implementation of an invariant matrix for designing and construction of soil bases and foundations considering specifics of industrial facilities of oil and gas fields based on unified numerical calculations (regulations).

**Materials and methods.** An overview of the current regulatory requirements to the design of foundations on permafrost is made. The analysis of forecast modeling of the temperature of soil bases of typical industrial facilities of oil and gas fields to justify design solutions and also the use of thermal stabilization systems is done.

**Results.** It is proposed to develop a regional directory of weather stations with long observation period based on updated climate data to decrease the volume of designing work and the amount of mistakes in applying of thermal stabilization systems. It is necessary to create regional dynamic models of permafrost geosystems, implement forecast modeling of seasonal thawing potential depth and frozen ground temperature in natural

landscapes on the base of geotechnical monitoring data and select adaptation methods to existing or expecting climate change trends.

**Conclusions.** Regulations on designing and construction of soil bases and foundations on permafrost considering specifics of industrial facilities of oil and gas fields is an effective solution. It allows moving on the strategy implementation of uniform approaches to oil fields development on permafrost: from designing for every structure on the base of typical solutions and results of engineering surveys to invariant matrix of project solutions.

**Keywords:** permafrost, forecast modeling, soil base temperature regime, frost heaving, composite piles

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

**For citation:** Poskonina E.A., Kurchatova A.N. Designing problems of oil fields infrastructure in the Arctic under the climate change. PRONEFT. Professionally about oil. 2021,6(3):130–135. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-130-135>

*Manuscript received 14.04.2021*

*Accepted 29.07.2021*

*Published 29.09.2021*

## ВВЕДЕНИЕ

Арктика — это регион, где температура воздуха за последние тридцать лет поднялась больше чем на градус. Изменения, которые ожидаются в Арктике, изложены в докладах Международной комиссии по изменению климата. На многочисленные публикации [1, 2] о грядущем таянии вечной мерзлоты ссылаются аналитики рейтингового агентства Bloomberg.

Основные подходы к проектированию фундаментов на многолетнемерзлых грунтах (ММГ), заложенные в нормативных документах, разработаны еще в советский период для объектов гражданского строительства и частично адаптированы для газовых месторождений. Их использование зачастую приводит к увеличению затрат.

## КЛИМАТИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ

Существенное влияние на повышение температуры грунтов основания оказывает изменение климатических параметров.

В СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» для территории распространения многолетнемерзлых грунтов на севере Западной Сибири указаны только пять метеостанций (Маррессала, Салехард, Надым, Уренгой, Тарко-Сале), что значительно снижает точность прогнозных расчетов температуры грунтов оснований, определения продольных температурных деформаций трубопроводов, снеговой нагрузки на конструкции ферменных мостовых переходов, метелевого заноса на площадных объектах в тундровой зоне и пр.

При выполнении теплотехнических расчетов проектные организации используют либо данные ближайшей метеостанции из имеющихся в СП 131.13330.2018, либо де-

лают выборку из архива погоды ближайшей метеостанции без стандартной статистической обработки метеоданных для определения необходимых климатических параметров.

Для повышения надежности проектных решений в перечень метеостанций севера Западной Сибири на территории ЯНАО необходимо внести метеостанции с длительным периодом наблюдений (в частности, Тазовский, Новый Порт).

Помимо температуры воздуха, одним из основных факторов при формировании температурного режима грунтов является мощность снежного покрова. Как правило, при выполнении теплотехнических расчетов высота снежного покрова принимается либо равной, либо двойной климатической норме [3, 4]. По результатам мониторинга на площадных объектах месторождения в тундровой зоне высота снежного покрова выше климатической нормы в 2–3 раза. Основные причины снеготаносов:

- отсутствие актуальных региональных метеоданных;
- преобладание открытых площадок с оборудованием в отличие от размещения в закрытых цехах на газовых промыслах;
- требование огораживания промышленных площадок;
- отсутствие сквозного проезда снегоуборочной техники на кустовых площадках из-за расположения надземных инженерных коммуникаций.

Совместное действие таких факторов, как увеличение мощности снежного покрова, обусловленное климатическими изменениями, и влияние инфраструктуры на промышленных площадках, приводит не только к росту среднегодовой температуры ММГ, но и влажности грунтов деятельного слоя, а также к активизации эрозионных процессов при интенсивном весеннем снеготаянии.

### ПРИМЕНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ПРИ РАСЧЕТЕ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ФУНДАМЕНТОВ

При расчете несущей способности свай на ММГ проблемным моментом является применение температурного коэффициента  $\gamma_t$ . До 2012 года для его определения пользовались рекомендациями СНиП 2.02.04–88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». Согласно данному нормативному документу, температурный коэффициент учитывает изменение температуры грунтов основания в период строительства и эксплуатации сооружения и принимается равным 1,1 или 1,0 для зданий и сооружений, 0,8 — для линейных объектов.

### ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА АРКТИКИ ТРЕБУЕТ ПЕРЕСМОТРА НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ИЗМЕНЕНИЯ СТРАТЕГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ИНФРАСТРУКТУРЫ НОРМАЛЬНОГО УРОВНЯ ОТВЕТСТВЕННОСТИ С ПЕРЕХОДОМ К ИНВАРИАНТНОЙ МАТРИЦЕ РЕШЕНИЙ.

С 2012 года температурный коэффициент необходимо определять расчетным путем, по которому учитывается динамика температуры грунтов основания из-за случайных колебаний температуры воздуха, однако только в сторону потепления. При этом приведенные в СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» (Приложение П) региональные метеостанции не включены в СП 131.13330.2018 «Строительная климатология», поэтому неизвестно, за какой период и по какой методике рассчитаны статистические показатели.

Кроме того, при выполнении прогнозных расчетов температурного режима грунтов оснований температура воздуха принимается с учетом глобального потепления климата (1–2 °С). Совместный учет данных факторов приводит к существенному увеличению дорогостоящих мероприятий по термостабилизации грунтов.

### ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОПУЧИННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ МАЛОНАГРУЖЕННЫХ ФУНДАМЕНТОВ

Как известно, проблема морозного пучения грунтов актуальна при строительстве на большей части территории России. Наиболее остро она проявляется в районах рас-

пространения ММГ и глубокого сезонного промерзания грунтов для таких сооружений, как трубопроводы и линии электропередач.

Для защиты от пучения свай линейных сооружений обычно предусматривается увеличение их длины или применение сезонно-действующих охлаждающих устройств (СОУ). К минусам данных методов относится значительное увеличение капитальных и операционных затрат, а также то, что конденсаторы СОУ могут быть заметены снегом или повреждены, при этом эффективность их работы снижается.

К увеличению длины свай в среднем на 1–2 м приводит также учет наблюдающегося потепления климата. Мероприятия, направленные на снижение силы пучения, помогают компенсировать данное воздействие.

Наиболее часто выпучивание свай наблюдается на линейных сооружениях в связи с тем, что для них нагрузка от сооружений меньше, чем силы морозного пучения, поэтому выбор длины свай производится из расчета на пучение, а не из расчета несущей способности, как для нагруженных сооружений площадных объектов. К тому же сезонно-талый слой на площадках представлен насыпными маловлажными грунтами, в то время как для линейных объектов на разных участках инженерно-геокриологические условия могут существенно отличаться.

Для решения проблемы предлагается использование противопучинистых смазок, например БАМ-4. Согласно опытным данным, приведенным в «Рекомендациях по уменьшению касательных сил морозного выпучивания фундаментов с применением пластичных смазок» (НИИОСП имени Н. М. Герсеванова Госстроя СССР, 1987 г.), использование БАМ-4 позволяет уменьшить значения касательных сил морозного пучения в 4,5–9 раз.

Таким образом, применяемые методы защиты от пучения (удлинение свай и термостабилизация) увеличивают силу, удерживающую фундамент от выпучивания, а применение противопучинистых смазок позволяет уменьшить саму силу пучения, действующую на сваю, и сократить капитальные затраты.

Еще одним способом решения данной проблемы является применение композитных противопучинных свай, конструкция которых обеспечивает многоуровневую защиту от пучения: во-первых, проскальзывание грунта относительно свай при промерзании талого слоя за счет понижения шероховатости

поверхности материала; во-вторых, эффективную анкерровку свай в мерзлоте за счет повышения шероховатости поверхности материала.

На основе проведенного анализа сделан вывод о необходимости включения в требования к проектированию малонагруженных фундаментов на ММГ расчета с учетом применения противопучинистых мероприятий.

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕШЕНИЙ ПО ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ

При проектировании зданий и сооружений на ММГ для подтверждения проектных решений по основаниям и фундаментам, а также необходимости применения систем температурной стабилизации грунтов обязательным является выполнение прогнозных расчетов температурного режима грунтов оснований.

В существующей нормативной литературе отсутствуют утвержденные требования к алгоритму выполнения данных расчетов. В результате взаимодействия отдела геотехнического мониторинга (ГТМ) «Мессояханефтегаз» с разными проектными организациями был сформирован перечень основных ошибок при выполнении расчетов для объектов нефтяных месторождений в Арктике, который используется при экспертизе поступающей проектной документации. Большая часть зафиксированных ошибок приводит к избыточности мероприятий по ТСГ, предлагаемых проектиров-

щиками [5, 6]. Это влечет за собой не только увеличение капитальных, но и операционных затрат за счет того, что требуется периодическая проверка работоспособности систем ТСГ, их замена в случае повреждения конденсаторной части, а также очистка конденсаторов при повышенном снегонакоплении.

Для уменьшения объема проектных работ и упрощения выбора решений по термостабилизации грунтов оснований предлагается стратегия реализации унифицированных подходов к обустройству месторождений в зоне ММГ (рис. 1): переход от разработки проекта для каждого сооружения на основе типовых решений и выполненных инженерных изысканий (по наилучшим условиям) к инвариантной матрице проектных решений (тип ИГУ — конструкция насыпи — тип сооружения) на основе прогнозных расчетов температурного режима грунтов оснований. Основные этапы реализации данной стратегии:

- типизация инженерно-геокриологических условий (ИГУ) месторождения;
- типизация сооружений по конструктивным особенностям, механическому и тепловому воздействию на грунты основания;
- выбор оптимальных решений по ТСГ и фундаментам для каждого выделенного типа;
- разработка Регламента на выполнение прогнозных расчетов грунтов оснований типовых ИГУ для выбора оптимальных вариантов проектных решений по конструкции насыпи, фундаментов сооружений.

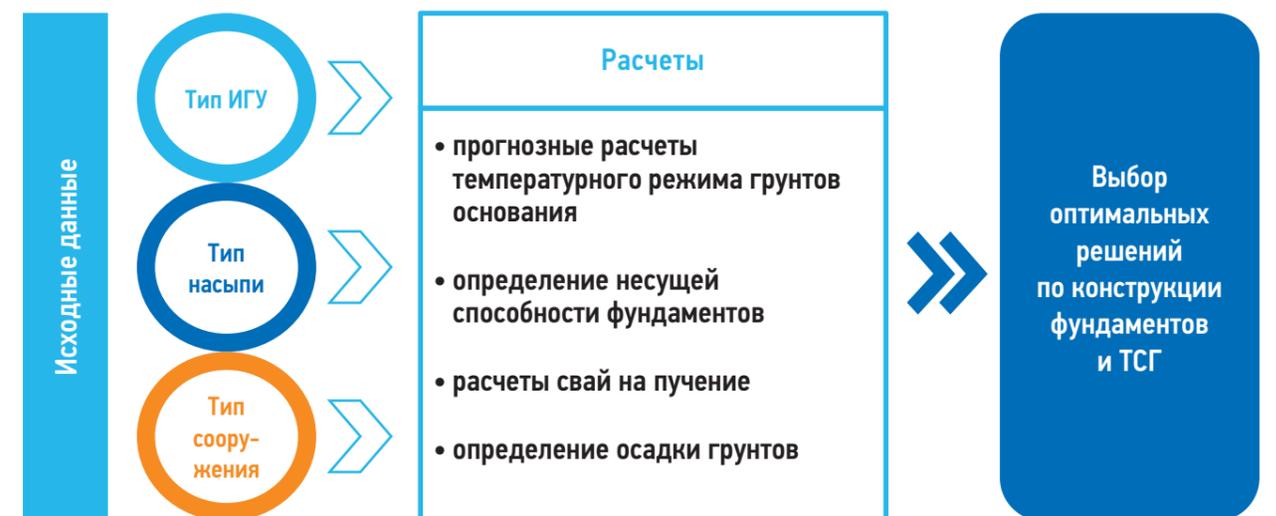


Рис. 1. Схема предлагаемой стратегии проектирования на ММГ. Автор — Е. А. Посконина  
Fig. 1. Scheme of proposed designing strategy on permafrost. Picture by E. A. Poskonina

## ВЫВОДЫ

Для обеспечения эксплуатационной надежности и промышленной безопасности, а также создания эффективной системы геотехнического мониторинга объектов арктических нефтепромыслов необходимо создание региональных динамических моделей геосистем криолитозоны, выполнение прогнозов потенциальной глубины сезонного оттаивания мерзлых грунтов и температуры мерзлых толщ в естественных ландшафтах на основе данных геокриологического мониторинга, в том числе параметрических мерзлотных скважин глубиной до 100 м (наиболее льдистая часть разреза), а также разработка методов адаптации к существующим или ожидаемым трендам климатических изменений.

Для решения проблемных вопросов проектирования объектов промышленной инфраструктуры в Арктике в условиях климатических изменений предлагаются следующие мероприятия:

- утвердить региональный справочник метеостанций с длительным периодом наблюдений с учетом актуализированных климатических данных, необходимых для прогнозных теплотехнических расчетов;
- изменить стратегию проектирования объектов инфраструктуры нормального уровня ответственности месторождений в зоне ММГ: переход от разработки проекта для каждого сооружения на основе типовых решений и выполненных инженерных изысканий к инвариантной матрице проектных решений на основе выполненных для каждого варианта прогнозных расчетов температуры грунтов основания;
- разработать регламент на проектирование и строительство оснований и фундаментов на вечномерзлых грунтах, организацию системы ГТМ, учитывающий специфику промышленных объектов нефтегазовых месторождений.

## Список литературы

1. Hjort J., Karjalainen O., Aalto J., Luoto M., Westermann S., Eitzelmüller B., Romanovsky V.E., Nelson F.E.. Degrading permafrost puts Arctic infrastructure at risk by mid-century. *Nature Communications*. 2018, vol. 9, no. 1, p. 5147.
2. Стрелецкий Д.А., Шикломанов Н.И., Гребенец В.И. Изменение несущей способности мерзлых грунтов в связи с потеплением климата на севере Западной Сибири // Криосфера Земли. — 2012. — Т. 16. — №1. — С. 22–32.
3. Курчатова А.Н., Посконина Е.А. Моделирование теплового взаимодействия песчаной насыпи и мерзлых грунтов основания // Основания, фундаменты и механика грунтов. — 2018. — №4. — С. 28–32.
4. Посконина Е.А., Курчатова А.Н. Стабилизация температурного режима грунтов оснований путем применения прослойки из Теплолита в теле насыпи // Наука и техника в газовой промышленности. — 2019. — №1. — С. 13–19.
5. Посконина Е.А., Курчатова А.Н. Определение минимальной длины термочейса при выбранном расстоянии между скважинами // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2019. — №2. — С. 66–70.
6. Посконина Е.А., Курчатова А.Н. Оптимизация решений по термостабилизации грунтов оснований // Известия вузов. Нефть и Газ. — 2020. — №2. — С. 49–59.

## References

1. Hjort J., Karjalainen O., Aalto J., Luoto M., Westermann S., Eitzelmüller B., Romanovsky V.E., Nelson F.E.. Degrading permafrost puts Arctic infrastructure at risk by mid-century. *Nature Communications*. 2018, vol. 9, no. 1, p. 5147.
2. Streletskiy D.A., Shiklomanov N.I., Grebenets V.I. Changes of foundation bearing capacity due to climate warming in North-west Siberia. *Kriosfera Zemli [Earth's cryosphere]*. 2012, vol. 16, no. 1, p. 22–32. (In Russ.)
3. Kurchatova A.N., Poskonina E.A. Forecast modeling of thermal interaction of sand embankment and frozen ground base. *Osnovaniya, fundamentey i mekhanika gruntov [Soil mechanics and foundation engineering]*. 2018, no. 4, pp. 28–32. (In Russ.)
4. Poskonina E.A., Kurchatova A.N. Stabilization of the subsoil thermal behavior by applying teplonit layer in the embankment mass. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti [Science and technology in the gas industry]*. 2019, no. 1, pp. 13–19. (In Russ.)
5. Poskonina E.A., Kurchatova A.N. Determination of the minimal thermocase length depending on well spacing. *PROneft. Professionalno o nefti [PROneft. Professionals about oil]*. 2019, no. 2(12), pp. 66–70. (In Russ.)
6. Poskonina E.A., Kurchatova A.N. Optimization of thermal stabilization of soils applications. *Izvestiya vuzov. Neft' i Gaz [Higher educational institution news. Neft' i Gaz]*. 2020, no. 2, pp. 49–59. (In Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

**Elena A. Poskonina** — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Anna N. Kurchatova** — 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

**Елена Александровна Посконина\*** — главный специалист отдела по геотехническому мониторингу, АО «Мессояханефтегаз» 625026, Россия, Тюмень, ул. Холодильная, д. 77. e-mail: Poskonina.EA@tmn.gazprom-neft.ru SPIN-код: 6376-1305 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9272-078X>

**Анна Николаевна Курчатова** — кандидат геолого-минералогических наук, начальник отдела по геотехническому мониторингу АО «Мессояханефтегаз» 625026, Россия, Тюмень, ул. Холодильная, д. 77. e-mail: Kurchatova.AN@tmn.gazprom-neft.ru SPIN-код: 5114-7607, Author ID: 63441 Researcher ID: D-5146-2013 Scopus Author ID: 56225521900 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9521-7661>

**Elena A. Poskonina\*** — Chief specialist of geotechnical monitoring department, Messoyakhaneftegaz JSC 77, Holodilnaya str., 625026, Tyumen, Russia. e-mail: Poskonina.EA@tmn.gazprom-neft.ru SPIN-код: 6376-1305 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9272-078X>

**Anna N. Kurchatova** — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Top manager of geotechnical monitoring department 77, Holodilnaya str., 625026, Tyumen, Russia. e-mail: Kurchatova.AN@tmn.gazprom-neft.ru SPIN-код: 5114-7607, Author ID: 63441 Researcher ID: D-5146-2013 Scopus Author ID: 56225521900 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9521-7661>

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОСА»

© Коллектив авторов,  
2021

**Р.Н. Асмандияров<sup>1</sup>, С.Ю. Баркалов<sup>2</sup>, Р.Р. Галеев<sup>2,\*</sup>, Р.Р. Гумеров<sup>2</sup>, Ю.А. Катков<sup>2</sup>, А.А. Карпов<sup>2</sup>, А.М. Кунакова<sup>2</sup>, С.А. Михайлов<sup>2</sup>, А.Ю. Шеремеев<sup>2</sup>, Д.В. Андрузов<sup>3</sup>, М.М. Биккулов<sup>3</sup>, О.А. Овчинник<sup>3</sup>, А.Э. Нигматуллина<sup>4</sup>, С.С. Семенихин<sup>4</sup>, А.В. Рогожа<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

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

<sup>3</sup>ООО «Газпромнефть-Хантос», РФ, Ханты-Мансийск

<sup>4</sup>Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Galeev.RaR@gazpromneft-ntc.ru

**Цель.** В рамках масштабной трансформации бизнеса компания «Газпром нефть» реализует новые подходы к повышению экономической эффективности. Одним из таких подходов является запуск программы проектов «Реновация», цель которой — достижение максимальной рентабельности базового фонда скважин. В статье описаны результаты проработки и формирования комплекса мероприятий для повышения экономической эффективности добычи нефти на месторождениях «Газпромнефть-Хантоса».

**Материалы и методы.** Ключевой особенностью программы «Реновация» является то, что целеполагание и формирование ключевых показателей эффективности проектных команд производятся не от ранее достигнутого результата, а от потенциала. Для этого сначала проводится детальный технико-экономический анализ факторов, влияющих на рентабельность добычи нефти, и определяется потенциал увеличения рентабельности. После чего прорабатываются гипотезы по увеличению экономической эффективности добычи и формируется комплекс мероприятий для реализации выявленного потенциала. Кросс-функциональные команды проектов «Реновации» сформированы вокруг так называемого core-team — неделимого ядра, включающего в себя специалистов по геологии, разработке, добыче, инжинирингу, энергоменеджменту, экономике и ИТ. Это позволяет командам решать нестандартные задачи в сжатые сроки, комплексно, без привлечения внешнего плеча, что является безусловным конкурентным преимуществом.

**Результаты.** Программа оптимизационных мероприятий, разработанная кросс-функциональной командой проекта «Реновация», обеспечит потенциал для роста рентабельности «Газпромнефть-Хантоса» в период с 2021 по 2030 г.

**Заключение.** В статье представлены прорабатываемые и реализованные кейсы по снижению операционных затрат в различных областях — геология и разработка, энергоэффективность, технологии добычи нефти, внутрискважинные работы (ВСР) и ГРП, нефтепромысловая химия.

**Ключевые слова:** реновация, добыча нефти, экономическая эффективность, рентабельность

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

**Для цитирования:** Асмандияров Р.Н., Баркалов С.Ю., Галеев Р.Р., Гумеров Р.Р., Катков Ю.А., Карпов А.А., Кунакова А.М., Михайлов С.А., Шеремеев А.Ю., Андрузов Д.В., Биккулов М.М., Овчинник О.А., Нигматуллина А.Э., Семенихин С.С., Рогожа А.В. Повышение экономической эффективности добычи нефти на месторождениях «Газпромнефть-Хантоса». ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(3):136–143. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-136-143>

Статья поступила в редакцию 17.03.2021

Принята к публикации 28.06.2021

Опубликована 29.09.2021

IMPROVING THE ECONOMIC EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION  
AT THE "GAZPROMNEFT-KHANTOS" FIELDS

**Rustam N. Asmandiyarov<sup>1</sup>, Stanislav Yu. Barkalov<sup>2</sup>, Rail R. Galeev<sup>2,\*</sup>, Rustam R. Gumerov<sup>2</sup>, Yuri A. Katkov<sup>2</sup>, Alexey A. Karpov<sup>2</sup>, Anisa M. Kunakova<sup>2</sup>, Sergey A. Mihajlov<sup>2</sup>, Alexander Yu. Sheremeev<sup>2</sup>, Denis V. Andruzov<sup>3</sup>, Marsel M. Bikkulov<sup>3</sup>, Oleg A. Ovchinnik<sup>3</sup>, Anzhela E. Nigmatullina<sup>4</sup>, Sergey S. Semенихин<sup>4</sup>, Alexander V. Rogozha<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>PJSC Gazprom нефть, RF, Saint Petersburg

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

<sup>3</sup>Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk

<sup>4</sup>Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU), RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Galeev.RaR@gazpromneft-ntc.ru

**Aim.** As part of a large-scale business transformation, Gazprom Neft is implementing new approaches to improving economic efficiency. One of such approaches is the launch of the "Renovation" project program, the purpose of which is to achieve maximum profitability of the basic well stock. The article describes the results of the study and formation of a set of measures to improve the economic efficiency of oil production at the fields of Gazpromneft-Khantos.

**Materials and methods.** The key feature of "Renovation" is that the goal setting and the formation of key performance indicators of project teams are made not from the previously achieved result, but from the potential. To do this, a detailed technical and economic analysis of the factors affecting the profitability of oil production is first carried out, and the potential for increasing profitability is determined. After that, hypotheses are worked out to increase the economic efficiency of production and a set of measures is formed to realize the identified potential.

The cross-functional teams of the "Renovation" program projects are formed around the core-team that includes specialists in geology, development, production, engineering, energy management, economics and IT. This allows teams to solve non-standard tasks in a short time, in a complex way, without attracting external leverage, which is an absolute competitive advantage.

**Results.** The program of optimization measures developed by the cross-functional team of the Renovation project will provide the potential for the growth of the profitability of Gazpromneft-Khantos in the period from 2021 to 2030.

**Conclusions.** The article presents the developed and implemented cases on reducing operating costs in various areas — geology and reservoir engineering, energy efficiency, oil production technologies, downhole operations and hydraulic fracturing, oilfield chemistry.

**Keywords:** renovation, oil production, economic efficiency, profitability

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

**For citation:** Asmandiyarov R.N., Barkalov S.Yu., Galeev R.R., Gumerov R.R., Katkov Yu.A., Karpov A.A., Kunakova A.M., Mihajlov S.A., Sheremeev A.Yu., Andruzov D.V., Bikkulov M.M., Ovchinnik O.A., Nigmatullina A.E., Semенихин S.S., Rogozha A.V. Improving the economic efficiency of oil production at the "Gazpromneft-Khantos" fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):136–143. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-136-143>

Manuscript received 17.03.2021

Accepted 28.06.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

В компании «Газпром нефть» с 2019 года работают по гибким методологиям кросс-функциональных команд программы проектов «Реновация», деятельность которых направлена на повышение рентабельности добычи нефти в ключевых добывающих обществах. В статье описаны основные результаты, полученные проектной командой в «Газпромнефть-Хантосе».

В данном дочернем обществе основными факторами, оказывающими влияние на рентабельность добычи на зрелых месторождениях, являются высокая обводненность продукции, увеличение доли трудноизвлекаемой нефти, инфраструктурные ограничения. Кроме того, каждое месторождение по-своему уникально и требует детального анализа. Поэтому на начальном этапе командой проведен подробный анализ затрат дочернего общества и выбраны основные направления для дальнейшей проработки — геология и разработка, энергоэффективность, технологии добычи нефти, ВСР, ГРП, инжиниринг и наземная инфраструктура. Ниже представлены результаты проработки указанных направлений и сформированные гипотезы и мероприятия по повышению рентабельности добычи нефти.

## ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА

Командой проекта «Реновация» для повышения технико-экономической эффективности разработки месторождений «Газпромнефть-Хантоса» были подготовлены и реализованы несколько видов мероприятий, направленных на оптимизацию закачки, отборов и сокращение операционных затрат.

Одним из таких мероприятий стала организация циклического заводнения на активах дочернего общества в 2020 году, реализованная совместно с геологической службой предприятия.

Ключевое отличие данного мероприятия от классической схемы перераспределения фильтрационных потоков за счет нестационарного заводнения в том, что оно направлено на снижение затрат по поддержанию пластового давления путем краткосрочных остановок закачки воды в условиях низкопроницаемых коллекторов и в зонах с высокой выработкой запасов. Это позволяет получить эффект от снижения обводненности без потерь в достижении коэффициента извлечения нефти (КИН).

Аналитические и модельные расчеты показали, что оптимальной продолжительностью остановки нагнетательных скважин

без ущерба для системы разработки является срок от 1 до 6 месяцев в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта. Начиная с 2020 года порядка 20 кустовых площадок переведено под циклическую закачку на месторождениях «Газпромнефть-Хантоса».

### ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Одним из способов улучшения экономических показателей разработки месторождения является повышение энергоэффективности добычи нефти. В рамках кросс-функционального проекта «Реновация» разработаны и реализованы мероприятия по увеличению собственной генерации электроэнергии и оптимизации энергопотребления.

## РАБОТА КРОСС-ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ КОМАНДЫ ДОКАЗАЛА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕШЕНИЯ НЕСТАНДАРТНЫХ ЗАДАЧ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ДОБЫЧИ, В СЖАТЫЕ СРОКИ И БЕЗ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ВНЕШНИХ СПЕЦИАЛИСТОВ.

Примером неординарного решения стало использование тепловой энергии газопоршневой электростанции с помощью рекуператора для отопления хозяйственно-бытовых объектов.

### ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В условиях снижения пластовой энергии механизированная добыча с использованием глубинного насосного оборудования (ГНО) является основным способом добычи нефти. Кросс-функциональная команда проекта «Реновация» совместно с профильными специалистами «Газпромнефть-Хантоса» ведет постоянный поиск новых решений, способствующих повышению эффективности эксплуатации ГНО и минимизации затрат lifting cost (LC) на подъем жидкости. Так, в тесном сотрудничестве с заводами-изготовителями была произведена модернизация установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) 5 А габарита в 5У с погружным электрическим двигателем (ПЭД) диаметром 0,095 м, что позволило внедрять оборудование этого типа в скважины с диаметром эксплуатационной колонны 0,127 м. Внедрены и успешно зарекомендовали себя УЭЦН 2 А габарита на грузонесущем кабе-

ле, позволяющие добывать углеводороды в скважинах с диаметром эксплуатационной колонны 0,102 и 0,114 м практически из интервала пласта.

Проведены успешные опытно-промышленные испытания малодебитных энергоэффективных УЭЦН, позволяющих эксплуатировать скважины с малым дебитом в постоянном режиме с низкими показателями энергопотребления.

Совместно со «Сколково» ведется работа по созданию плунжерного бесштангового насоса с гидромеханическим приводом, который в перспективе позволит эксплуатировать малодебитные скважины в постоянном энергоэффективном режиме.

### ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Экспертная оценка эффективности различных видов ремонта скважин, проведенная командой проекта «Реновация», показала, что основной потенциал снижения затрат заключается в сокращении продолжительности длительных аварийно-восстановительных работ при КРС и в оптимизации стоимости ГРП.

По результатам оценки сформированы подходы и мероприятия, направленные на оптимизацию и сокращение продолжительности ремонтных работ и снижение затрат.

- Разработка и внедрение методологии по выполнению аварийно-восстановительных работ при КРС. Методология должна содержать описание выстроенного единого алгоритма принятия решений с выбором ловильного инструмента и рекомендуемым временем выполнения технологических операций.
- Внедрение оптимизационных мероприятий для отдельных видов работ при КРС. Одним из предложенных мероприятий является сокращение времени на опрессовку подземного и устьевого оборудования перед запуском УЭЦН за счет исключения операции по опрессовке подземного оборудования после окончательного спуска и проведения данных работ по окончании монтажа фонтанной арматуры.
- Внедрение оптимизационных мероприятий при проведении гидравлического разрыва пласта:
  - Выборочный отказ от тестовых закачек «мини-ГРП» на скважинах из бурения и на базовом фонде, где геологическая изученность разреза достаточно высокая.

Доля таких скважин в годовой программе ГРП составляет порядка 25 %.

– Закачка более дешевого кварцевого песка для ГРП вместо стандартного керамического проппанта. Первоначально предлагается замена 20 % от общего объема проппанта на кварцевый песок. По результатам оценки потенциала реализуемого мероприятия будет рассмотрено увеличение доли песка, вплоть до полной замены им проппанта.

– Снижение загрузки геланта с 3,6 до 3,2 кг/м<sup>3</sup> при проведении гидравлического разрыва пласта на скважинах. Основным эффектом от мероприятия является минимизация кольматации призабойной зоны пласта за счет закачки песконесущей полимерной жидкости меньшей вязкости, что в итоге увеличивает продуктивность скважины.

### НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Частой ситуацией, возникающей при ТКРС, является поглощение промывочных жидкостей пластами с пониженным пластовым давлением, которое не только увеличивает расход промывочной жидкости, но и может привести к обводнению, изменению природы порового пространства и в конечном счете — к снижению продуктивности скважины.

В «Газпромнефть-Хантосе» в ответ на данные вызовы широко применяются физико-химические методы контроля фильтрации [1] — блокирующие составы повышенной вязкости [2], позволяющие выборочно изолировать определенный пласт на время промывки.

Данные составы характеризуются достаточно высокой стоимостью и сложностью приготовления, поэтому командой проекта «Реновация» разработан, протестирован в лаборатории и готовится к ОПИ альтернативный вариант — кольматирующий состав для временной изоляции пластов при ТКРС в виде линейного (несшитого) геля на основе полисахаридов (ксантановой смолы). Преимущества систем на основе полисахаридов заключаются в их низкой стоимости, биоразлагаемости и простоте приготовления. Растворы на основе ксантана, в свою очередь, обладают такими преимуществами, как высокая вязкость при низких концентрациях, стабильность в условиях высокой концентрации солей и высоких температур [3]. Использование разработанного состава позволит снизить поглощение промывочной жидкости продуктивным пластом во вре-

мя проведения ремонтных работ, сохранить коллекторские свойства пласта, улучшить контроль за скважиной и сократить затраты на проведение ТКРС за счет замены дорогостоящих изолирующих составов на линейные ксантановые гели.

Кроме того, проектной командой разработан, протестирован в лаборатории и готовится к ОПИ полимерный блокирующий состав с регулируемой плотностью для глушения скважин в виде сшитого геля на основе ксантановой смолы.

По предварительным оценкам, разработанный блокирующий состав в зависимости от рецептуры будет от 1,5 до 4 раз дешевле состава, используемого в настоящее время. Другим перспективным направлением по оптимизации затрат и повышению эффективности добычи нефти в области нефтепромысловой химии является снижение стоимости тяжелых технологических жидкостей глушения скважин (ТЖГС) для объектов с anomalously высокими пластовыми давлениями (АВПД). В качестве солей для приготовления растворов ТЖГС в интервале плотностей 1180–1600 кг/м<sup>3</sup> в основном используются хлорид, нитрат и бромид кальция, бромиды натрия и калия, формиаты калия, калия и цезия, хлорид цинка, а также их композиции. Стоимость такого вида жидкостей глушения значительна и приводит к удорожанию работ по ремонту скважин.

Командой проекта прорабатывается технико-экономическая эффективность создания и использования установки по регенерации технологических жидкостей, которая обеспечит очистку и восстановление технологических параметров «возвратных» растворов ТЖГС, извлеченных из скважины после ремонта, до требований, обеспечивающих возможность их повторного использования в последующих операциях глушения.

### ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ГИПОТЕЗЫ

Помимо мероприятий, описанных выше, в фокусе проектной команды также находятся перспективные гипотезы с совокупным потенциалом снижения ОПЕХ до 5 % в год: реинжиниринг наземной инфраструктуры; использование «цифровых двойников» месторождений и экспертных систем с искусственным интеллектом для оптимизации существующей системы разработки; создание собственных специализированных ИТ-решений для формирования оптимизированной программы ГТМ дочернего общества и учета различных ограничений по количеству или совокупной стоимости ГТМ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных реалиях с постоянно изменяющимися экономическими условиями нефтегазовым компаниям очень важно сохранять гибкость и конкурентоспособность. Для достижения устойчивого экономического положения необходимо постоянно повышать эффективность хозяйственной деятельности и уделять внимание анали-

## СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

IT — information technology, информационные технологии  
LC — lifting cost, эксплуатационные затраты на подъем жидкости  
ОРЕХ — operating expenditure, операционные расходы  
АВПД — аномально высокое пластовое давление  
ВСР — внутрискважинные работы  
ГНО — глубинное насосное оборудование  
ГРП — гидравлический разрыв пласта

зу трендов и изменений мировой конъюнктуры.

В статье на примере дочернего общества «Газпромнефть-Хантос» показан один из механизмов повышения эффективности, применяемый в блоке разведки и добычи компании «Газпром нефть» — запуск программы проектов «Реновация», направленной на выявление и реализацию потенциала увеличения рентабельности.

ГТМ — геолого-техническое мероприятие  
КИН — коэффициент извлечения нефти  
КРС — капитальный ремонт скважин  
ОПИ — опытно-промышленные испытания  
ПЭД — погружной электрический двигатель  
ТЖГС — тяжелые технологические жидкости  
глушения скважин  
ТКРС — текущий и капитальный ремонт скважин  
УЭЦН — установка электрического центробежного насоса

### Список литературы

1. Кудинов В. И. Основы нефтегазового дела. — М.—Ижевск: Институт компьютерных исследований, Удмуртский госуниверситет, 2000. — 702 с.
2. Аюпов А. Г. Полимерные и углеводородные составы для повышения нефтеотдачи высокообводненных пластов // Нефтяное хозяйство. — 2003. — № 6. — С. 48–51.
3. Горбин СИ, Плотников ЕВ, Мухашев АВ. Химические модификации биополимера ксантана и изучение их реологических свойств // Химия и химическая технология в XXI веке. Материалы XVI Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых, посвященной 115-летию со дня рождения профессора Л.П. Кулёва: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2015. — т. 1. — С. 279–280.

### References

1. Kudinov V. I. *Osnovy neftegazovogo dela [Fundamentals of oil and gas business]*. Moscow—Izhevsk, Institute of Computer Research, Udmurt State University, 2000, 702 p.
2. Ayupov A. G. Polymer and hydrocarbon compositions for enhanced oil recovery in highly watered reservoirs. *Neftyanoe hozaystvo [Oil industry]*, 2003, no. 6, pp. 48–51.
3. Gorbin S.I., Plotnikov E.V., Mukashev A.B. Chemical modifications of xanthan biopolymer and study of their rheological properties. *Himiya i himicheskaya tekhnologiya v XXI veke. Materialy XVI Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii studentov i molodyh uchenyh, posvyashchennoj 115-letiyu so dnya rozhdeniya professora L.P. Kulyova: v 2 t. [Materials of the XVI International Scientific and Practical Conference of Students and Young Scientists dedicated to the 115th anniversary of the birth of Professor L. P. Kulev: in 2 vols.]*, Tomsk, TPU Publishing House, 2015, vol. 1, pp. 279–280.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Р.Н. Асмандияров** — провел экспертизу, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.Ю. Баркалов** — подготовил часть текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Р.Р. Галеев** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи для публикации, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Rustam N. Asmandiyarov** — conducted an expert review, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Stanislav Yu. Barkalov** — prepared part of the text of the article, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Rail R. Galeev** — developed the concept of the article, prepared the text of the article for publication, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Р.Р. Гумеров** — подготовил часть текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Ю.А. Катков** — подготовил часть текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.А. Карпов** — подготовил часть текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.М. Кунакова** — подготовила часть текста статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и готова принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.А. Михайлов** — подготовил часть текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.Ю. Шеремеев** — провел экспертизу, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.В. Андрузов** — подготовил текст двух разделов статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**М.М. Биккулов** — провел экспертизу, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**О.А. Овчинник** — провел экспертизу раздела статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.Э. Нигматуллина** — провела расчеты экономической эффективности мероприятий, описанных в статье, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и готова принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.С. Семенихин** — провел расчеты экономической эффективности мероприятий, описанных в статье, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и готова принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.В. Рогожа** — подготовил часть текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и готов принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Rustam R. Gumerov** — prepared part of the text of the article, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Yuri A. Katkov** — prepared part of the text of the article, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Alexey A. Karpov** — prepared part of the text of article, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Anisa M. Kunakova** — prepared part of the text of the article, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Sergey A. Mikhailov** — prepared part of the text of the article, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Alexander Yu. Sheremeev** — conducted an expert review, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Denis V. Andruzov** — prepared the text 2 sections of the article, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Marsel M. Bikkulov** — conducted an expert review, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Oleg A. Ovchinnik** — conducted an expert review of one section of the article, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Angela E. Nigmatullina** — calculated the cost-effectiveness of the measures described in the article, finally approved the published version of the article and am ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Sergey S. Semenixhin** — calculated the cost-effectiveness of the measures described in the article, finally approved the published version of the article and am ready to take responsibility for all aspects of the work.

**Alexander V. Rogozha** — prepared part of the text of the article, finally approved the published version of the article and is ready to take responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Рустам Наилевич Асмандияров** — директор программ по геологии и разработке, ПАО «Газпром нефть»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.  
e-mail: Asmandiyarov.RN@gazprom-neft.ru

**Станислав Юрьевич Баркалов** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Barkalov.SYU@gazpromneft-ntc.ru

**Раиль Рамилович Галеев\*** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Galeev.RaR@gazpromneft-ntc.ru

**Рустам Расулович Гумеров** — кандидат технических наук, руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Gumerov.RR@gazpromneft-ntc.ru

**Юрий Александрович Катков** — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Katkov.YuA@gazpromneft-ntc.ru

**Алексей Александрович Карпов** — кандидат технических наук, руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Karpov.AA@gazpromneft-ntc.ru

**Аниса Мухаметгалимовна Кунакова** — кандидат химических наук, руководитель программ по борьбе с осложнениями при добыче нефти и газа, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Kunakova.AM@gazpromneft-ntc.ru

**Сергей Анатольевич Михайлов** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Mikhaylov.SeA@gazpromneft-ntc.ru

**Александр Юрьевич Шеремеев** — руководитель программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Sheremeev.Alyu@gazpromneft-ntc.ru

**Денис Васильевич Андрузов** — руководитель программ по геологии и разработке, ООО «Газпромнефть-Хантос»  
628011, Россия, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.  
e-mail: Andruzov.DV@hantos.gazprom-neft.ru

**Марсель Минуллович Биккулов** — руководитель проектного офиса, ООО «Газпромнефть-Хантос»  
628011, Россия, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.  
e-mail: Bikkulov.MM@hantos.gazprom-neft.ru

**Rustam N. Asmandiyarov** — Director of geology and development programs, PJSC Gazprom Neft, 3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Asmandiyarov.RN@gazprom-neft.ru

**Stanislav Yu. Barkalov** — Project manager, Gazpromneft STC LLC  
75–79, letter D, Moika River embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Barkalov.SYU@gazpromneft-ntc.ru

**Rail R. Galeev\*** — Project manager, Gazpromneft STC LLC  
75–79, letter D, Moika River embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Galeev.RaR@gazpromneft-ntc.ru

**Rustam R. Gumerov** — Cand. of Sci. (Techn.), Project manager, Gazpromneft STC LLC  
75–79, letter D, Moika River embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Gumerov.RR@gazpromneft-ntc.ru

**Yuri A. Katkov** — Product development manager, Gazpromneft STC LLC  
75–79, letter D, Moika River embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Katkov.YuA@gazpromneft-ntc.ru

**Alexey A. Karpov** — Cand. of Sci. (Techn.), Project manager, Gazpromneft STC LLC  
75–79, letter D, Moika River embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Karpov.AA@gazpromneft-ntc.ru

**Anisa M. Kunakova** — Cand. of Sci. (Chem.), Head of programs for combating complications in oil and gas production, Gazpromneft STC LLC  
75–79, letter D, Moika River embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Kunakova.AM@gazpromneft-ntc.ru

**Sergey A. Mikhailov** — Project manager, Gazpromneft STC LLC  
75–79, letter D, Moika River embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Mikhaylov.SeA@gazpromneft-ntc.ru

**Alexander Yu. Sheremeev** — Head of product development programs, Gazpromneft STC LLC  
75–79, letter D, Moika River embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Sheremeev.Alyu@gazpromneft-ntc.ru

**Denis V. Andruzov** — Head of geology and development programs, Gazpromneft-Khantos LLC  
56, Lenin str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: Andruzov.DV@hantos.gazprom-neft.ru

**Marsel M. Bikkulov** — Project office manager, Gazpromneft-Khantos LLC  
56, Lenin Str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: Bikkulov.MM@hantos.gazprom-neft.ru

**Олег Александрович Овчинник** — руководитель направления по нефтепромысловой химии, ООО «Газпромнефть-Хантос»  
628011, Россия, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.  
e-mail: Ovchinnik.OA@hantos.gazprom-neft.ru

**Анжела Эльверовна Нигматуллина** — эксперт лаборатории, НОЦ «Газпромнефть-Политех»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29 АФ, Научно-исследовательский корпус, А 2.24.  
e-mail: Nigmatullina.AE@gazpromneft-ntc.ru

**Сергей Сергеевич Семенихин** — главный специалист лаборатории, НОЦ «Газпромнефть-Политех»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29 АФ, Научно-исследовательский корпус, А 2.24.  
e-mail: Semenikhin.SS@gazpromneft-ntc.ru

**Александр Витальевич Рогожа** — эксперт лаборатории, НОЦ «Газпромнефть-Политех»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29 АФ, Научно-исследовательский корпус, А 2.24.  
e-mail: Rogozha.AV@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Oleg A. Ovchinnik** — Project manager of the Oilfield Chemistry Department, Gazpromneft-Khantos LLC.  
56, Lenin Str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: Ovchinnik.OA@hantos.gazprom-neft.ru

**Angela E. Nigmatullina** — Laboratory expert, SEC "Gazpromneft-Polytech"  
A 2.24, Research Building, 29 AF, Politechnicheskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Nigmatullina.AE@gazpromneft-ntc.ru

**Sergey S. Semnikhin** — Chief specialist of the laboratory, SEC "Gazpromneft-Polytech"  
A 2.24, Research Building, 29 AF, Politechnicheskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Semnikhin.SS@gazpromneft-ntc.ru

**Alexander V. Rogozha** — Laboratory expert, SEC "Gazpromneft-Polytech"  
A 2.24, Research Building, 29 AF, Politechnicheskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Rogozha.AV@gazpromneft-ntc.ru

# КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

© Коллектив авторов,  
2021

**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 приведен обзор существующих комплексов (модулей) для непрерывного мониторинга параметров буровых растворов в автоматическом режиме.

**Цель.** Обосновать необходимость разработки комплекса (модуля), который позволит объединить существующие технологии и сделать шаг вперед в области автоматизации процессов в части контроля параметров буровых растворов.

**Материалы и методы.** В текущих реалиях строительства скважин контроль параметров буровых растворов практически на всех буровых, работающих на территории России (возможно, за исключением немногочисленных шельфовых проектов), осуществляется инженером по растворам, как правило, представителем сервисной компании. Полный анализ параметров раствора в зависимости от количества персонала, скорости проходки, сложности или важности скважины может проводиться от 2 до 6 раз в сутки [1, 2]. Замеры плотности и условной вязкости могут быть выполнены представителем буровой бригады с большей частотой для оперативной корректировки. Вследствие такой низкой дискретности измерений велика вероятность существенного отклонения параметров буровых растворов от проектных значений. В результате существенно возрастает возможность возникновения различных осложнений как геологического, так и технологического характера.

**Результаты.** В ходе анализа информации из открытых источников определены наиболее перспективные с точки зрения применения в текущих условиях комплексы (модули), оценены их положительные и отрицательные стороны.

**Заключение.** Обоснована необходимость разработки комплекса (модуля) для автоматизации процессов в части контроля параметров буровых растворов.

**Ключевые слова:** буровой раствор, методы измерений, параметры буровых растворов, гидравлические расчеты в бурении

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

**Для цитирования:** Лахтионов С.В., Чумаков И.С., Филинков С.Г., Чукин Д.М., Ишметьев Е.Н. Комплексы для непрерывного мониторинга параметров буровых растворов в процессе бурения. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2021;6(3):144–151. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-144-151>

Статья поступила в редакцию 24.03.2021

Принята к публикации 04.06.2021

Опубликована 29.09.2021

COMPLEXES FOR CONTINUOUS MONITORING OF DRILLING FLUID PARAMETERS DURING DRILLING

**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. Ishmetiev<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 article provides an overview of existing complexes (units) for continuous monitoring of drilling fluid parameters in automatic mode.

**Aim.** To justify the need to develop a complex (module) that will allow combining existing technologies and making a step forward in the field of process automation in terms of monitoring the parameters of drilling fluids.

**Materials and methods.** In the current realities of well construction, the control of drilling fluid parameters on almost all drilling rigs operating on the territory of Russia (possibly with the exception of a few offshore projects) is carried out by the work of a solution engineer, usually a representative of a service company. The analysis of the parameters, depending on the number of personnel, the speed of penetration, the complexity or importance of the well, can be carried out from 2 to 6 times a day [1, 2]. This means a complete analysis, rather than monitoring the

density and conditional viscosity, which can be measured by a representative of the drilling crew, for rapid response, and with greater frequency. Due to such a low measurement discreteness, there is a high probability of a significant deviation of the drilling fluid parameters from the design values. As a result, the probability of various complications, both geological and technological, increase significantly.

**Results.** During the analysis of information from open sources, the most promising complexes (modules) from the point of view of application in the current conditions were identified, their positive and negative sides were evaluated. As a result of the conducted review of open sources, the most promising complexes (modules) in terms of application in the current conditions are identified, the positive and negative sides of the systems under consideration are displayed, and the need to develop a complex (module) that will combine all the best that is available today and make a qualitative step forward in the field of “peopleless” technologies used during drilling wells in terms of monitoring the parameters of drilling fluids is justified.

**Conclusions.** The necessity of developing a complex (module) for automating processes in terms of monitoring the parameters of drilling fluids is justified.

**Keywords:** drilling fluids, measurement methods, drilling fluids parameters, hydraulic calculations in drilling

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

**For citation:** Lakhtionov S.V., Chumakov I.S., Filinkov S.G., Chukin D.M., Ishmetiev E.N. Complexes for continuous monitoring of drilling fluid parameters during drilling. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):144–151. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-144-151>

Manuscript received 24.03.2021

Accepted 04.06.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодня контроль параметров буровых растворов практически на всех буровых, работающих на территории России (возможно, за исключением немногочисленных шельфовых проектов), осуществляется работой инженера по растворам, как правило, представителя сервисной компании. Полный анализ параметров раствора в зависимости от количества персонала, скорости проходки, сложности или важности скважины может проводиться от 2 до 6 раз в сутки [1, 2]. Замеры плотности и условной вязкости могут быть выполнены представителем буровой бригады с большей частотой для оперативной корректировки.

Очевидно, что при постоянно растущей скорости бурения, глубины и сложности скважин данной частоты замеров недостаточно, существенно возрастает вероятность осложнений, которые могут возникнуть за время с момента выявления отклонения какого-либо параметра и до его полного восстановления до проектных значений. Время реакции с учетом обработки значительных объемов растворов может составлять до 6–8 часов. За это время некондиционный буровой раствор, находящийся в циркуляции, зачастую может стать причиной возникновения осложнений. Необходимо отметить, что в процессе бурения вследствие высокого значения эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП), постоянно изменяющихся условий, большого количества неопределенностей и т.д. осложнения могут быть выявлены с большой задержкой

[3, 4], на этапе спуско-подъемных операций (СПО). Это приводит к значительным затратам времени и средств на устранение осложнений.

На сегодняшний день основным регламентирующим документом для контроля параметров бурового раствора в процессе бурения по-прежнему остаются «Правила нефтяной и газовой промышленности», но их целевое назначение в первую очередь — это предотвращение аварийных ситуаций, таких как нефтегазоводопрооявления (НГВП) или поглощения, и в меньшей степени — обеспечение устойчивости стенок скважины.

Также стоит отметить, что существует ГОСТ 53375–2016 [5], который регламентирует работу станций геолого-технологических исследований (ГТИ). В данном документе прописано следующее: «Система определения физико-химических свойств бурового раствора должна быть поточной с непрерывным определением значений измеряемых параметров». Кроме того, ГОСТом предусмотрено расширение комплекса ГТИ за счет новых технологий, введения специальных систем измерения и интегрирования с другими измерительными системами. Расширение комплекса ГТИ должно обеспечивать повышение безопасности проведения работ, улучшение качества и снижение стоимости строительства скважин, получение дополнительной информации по исследуемой скважине. Соответственно, разработка, испытание и дальнейшее внедрение комплекса непрерывного мониторинга параметров бурового раствора является не только

актуальной задачей для решения вышеизложенных проблем, но и требованием нормативных актов РФ.

**ГРУППА КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАЗРАБАТЫВАЕТ КОМПЛЕКС ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА, ПРОЕКТ РЕАЛИЗОВАН БОЛЕЕ ЧЕМ НА 20 % И ПЛАНИРУЕТСЯ К ЗАВЕРШЕНИЮ В 2022 Г.**

При этом необходимо отметить, что доля непроизводительного времени (НПВ) по причине отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, по нашим оценкам, может достигать от 2 до 5% от общего НПВ при строительстве скважины. И это без учета стоимости химреагентов и материалов для восстановления параметров раствора до проектных значений. Очевидно, что в отрасли есть необходимость в обеспечении непрерывного мониторинга параметров буровых растворов с целью снижения возникновения осложнений при бурении скважин.

**СОВРЕМЕННЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА**

Обзор комплексов (модулей) для непрерывного мониторинга параметров бурового раствора, представленных на сегодняшний день на нефтесервисном рынке, показал, что существует несколько видов реализации. При этом необходимо учесть, что сама технология является относительно новой, первые эксплуатационные образцы появились в 2016–2017 гг. Данный факт подтверждает растущую заинтересованность операторов в применении подобных методов, обеспечивающих решение таких задач, как:

- автоматизация процесса измерения параметров с кратным увеличением количества измерений;
- исключение человеческого фактора;
- снижение количества персонала на опасном производственном объекте (особенно актуально для офшорных объектов).

Основные представленные на рынке технологии и комплексы, а также перечень измеряемых параметров приводятся в табл. 1.

Таблица 1. Комплексы оборудования и основные измеряемые параметры  
Table 1. Equipment complexes and main measured parameters

Наименование комплекса / Компания / Страна-разработчик	Измеряемые параметры бурового раствора согласно ТЗ								
	Плотность	Температура	Реологические параметры	ОВР (водонефтяное отношение)	Электростабильность	Удельное электрическое сопротивление	pH (водородный показатель)	Минерализация	Содержание твердой фазы
RheoSense / IMS / Норвегия	+	+	+						
BaraLogix® Density and Rheology Unit / Halliburton / США	+	+	+						
Intelligent Fluids Monitoring System / Schlumberger / США	+	+	+	+	+			+	+
FlowScan™ Real-Time Rheology System / Aspect Imaging / США		+	+						
Automated mud skid unit (MSU) / США	+	+	+	+					
The MOHR Drilling Fluid Measurement system / н/д	+	+		+					
IMDEX MUD AID™ / AMC Drilling Optimisation / Австралия	+	+	+				+	+	
Mud Watcher / OFI Testing Equipment, Inc. / США	+	+	+	+					+

\* При применении в комплексе модуля OLR-OnlineRheometer.

\*\* При применении в комплексе модуля MudChecker.

Большая часть предложенных на рынке устройств (RheoSense [6], Density and Rheology Unit [7], FlowScan [8], MSU [9], The MOHR Drilling Fluid Measurement system [10]) осуществляет мониторинг следующих свойств буровых промывочных жидкостей:

- плотность;
- температура;
- реологические свойства бурового раствора.

Вышеперечисленные параметры позволяют актуализировать гидравлические расчеты при промывке скважин, производить прогноз давлений, возникающих при углублении ствола. Но также очевидно, что по данному сочетанию параметров невозможно сделать однозначный вывод о качестве промывочной

жидкости в целом; определить, какие типы загрязнений, помимо твердой фазы, приводят к негативному изменению свойств бурового раствора в процессе бурения интервала; оценить качество эмульсии при бурении с применением систем растворов на углеводородной основе (PYO) и т.д.

Некоторые из рассматриваемых комплексов позволяют оценить перечисленные параметры лишь частично. Ниже приводится пример мониторинга параметров с применением комплекса MSU (рис. 1–3) [9].

На представленных рисунках видно, что количество измерений в автоматическом режиме значительно выше тех, что проводятся по «классической» схеме силами инженера по буровым растворам. Дополнительно стоит

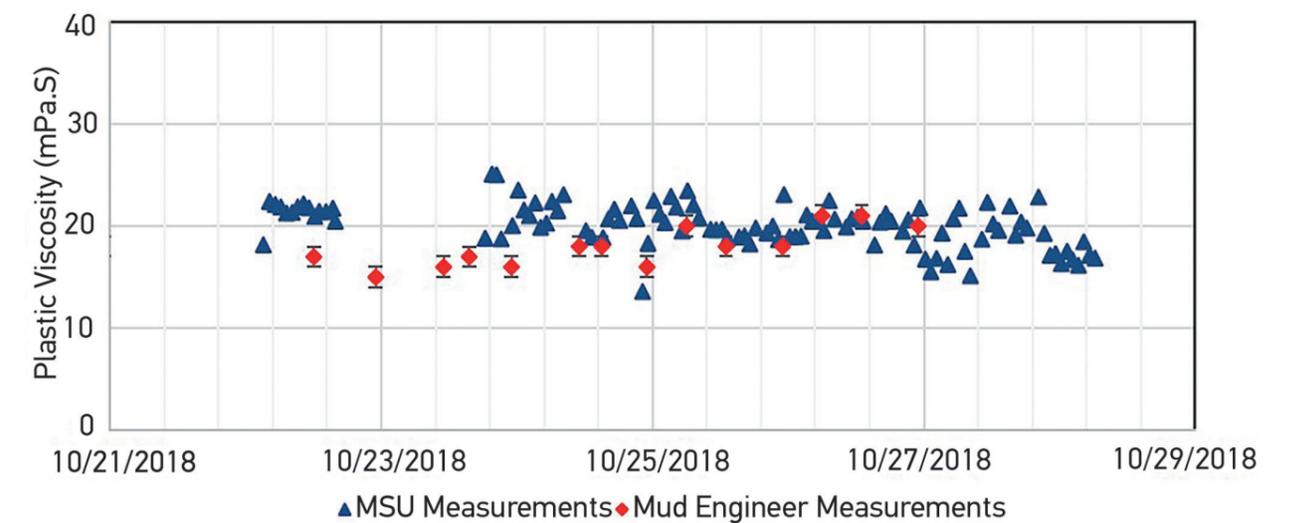


Рис. 1. Значение пластической вязкости (ПВ) для автоматизированного (▲) и стандартного (◆) методов измерений [9]  
Fig. 1. Plastic Viscosity (PV) value for automated (▲) and standard measurement (◆) methods [9]

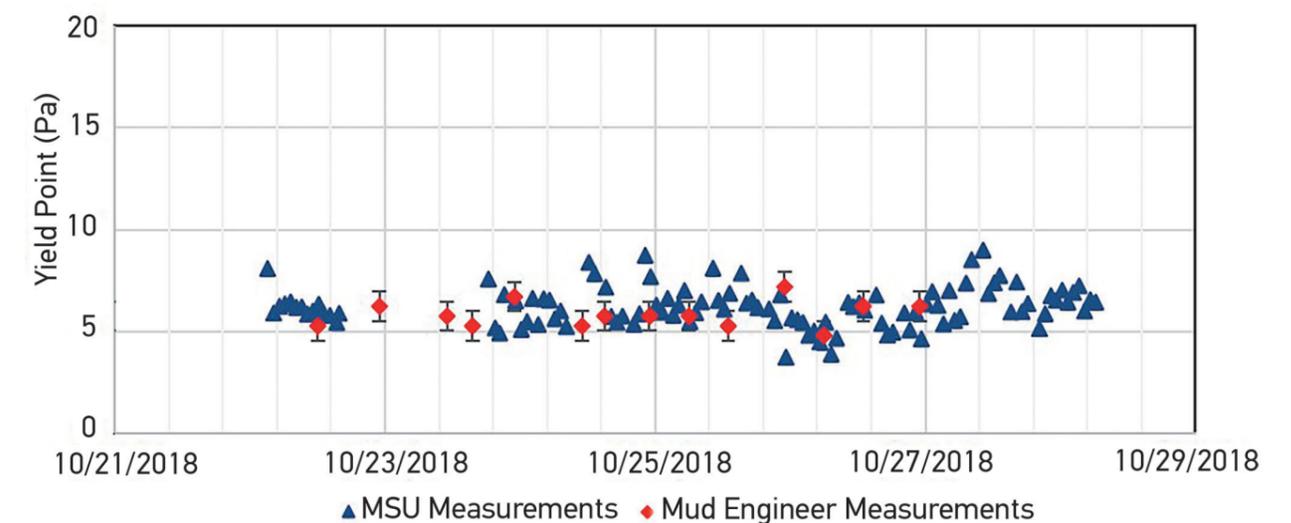


Рис. 2. Значение динамического напряжения сдвига (ДНС) для автоматизированного (▲) и стандартного (◆) методов измерений [9]  
Fig. 2. Yield Point (YP) value for automated (▲) and standard (◆) measurement methods [9]

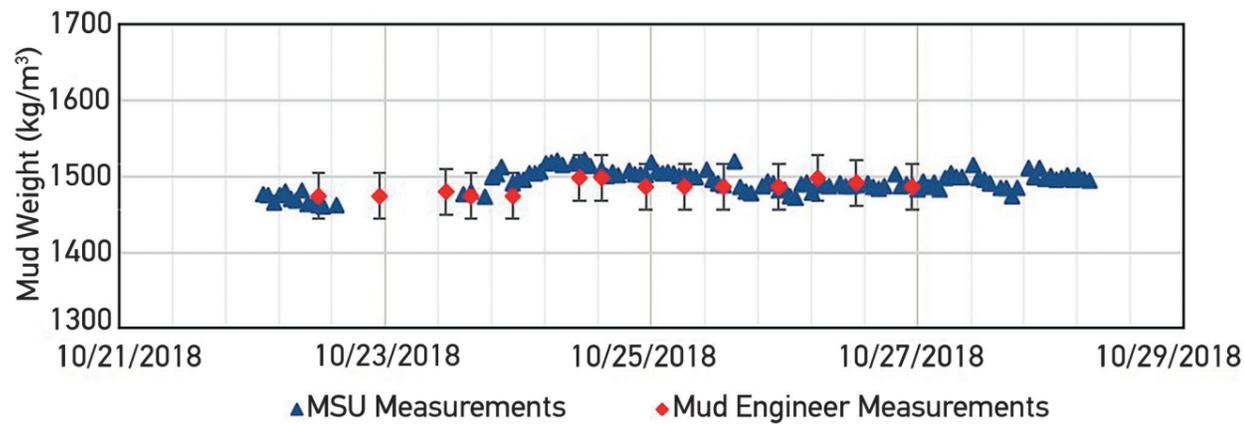


Рис. 3. Значение плотности бурового раствора для автоматизированного (▲) и стандартного (◆) методов измерений [9]  
 Fig. 3. Drilling mud density value for automated (▲) and standard (◆) measurement methods [9]

отметить, что отклонение реологических параметров раствора весьма существенно, что не позволяет получить объективные данные при прогнозировании давлений в процессе углубления скважины и адекватно оценить качество очистки ствола, особенно для скважин со сложным пространственным профилем.

Для решения задачи определения качества бурового раствора необходимо расширение количества измеряемых параметров. Подобным расширенным функционалом обладают лишь три из представленных технологий, а именно:

- Intelligent Fluids Monitoring System (IFMS) компании MI SWACO (Schlumberger);
- IMDEX MUD AID компании AMC Drilling Optimisation [11];
- Mud Watcher компании OFI Testing Equipment, Inc [12].

По информации из открытых источников, первая технология еще не коммерциализирована, вторая появилась на рынке лишь в 2019 году, а третья требует включения дополнительных модулей, которые в базовом варианте не поставляются, и также не имеет широкого распространения.

Таким образом, становится очевидно, что отрасли необходимо оборудование, которое позволит объединить все положительные качества представленных комплексов (модулей), а в каких-то аспектах — и превзойти уже готовые разработки.

Дополнительно необходимо отметить, что наиболее распространенной технологией по автоматизированному измерению параметров буровых растворов является технология BaraLogix® Density and Rheology Unit [13] компании Halliburton. Данная технология активно используется при строительстве скважин на шельфе Мексиканского залива

и Норвежского моря. Но, несмотря на достаточно широкое применение относительно других комплексов, представленных на рынке, данная технология имеет следующие недостатки:

- недостаточное количество измеряемых параметров;
- низкая дискретность измерений.

Важно отметить, что одной из основных характеристик всех рассматриваемых комплексов является дискретность, или частота измерений. Для перечисленных выше систем она составляет от 2 до 6 замеров в час. Тем не менее этократно выше, чем частота замеров при использовании традиционного сервиса по буровому раствору.

Из анализа табл. 1 также следует, что рассматриваемые комплексы по измерению параметров буровых растворов в режиме, близком к реальному времени, представлены только зарубежными разработками, что открывает хорошие перспективы для успешного продвижения подобной технологии российскими разработчиками и производителям. Кроме того, при должном уровне маркетинга появляется возможность выхода на внешний рынок.

Зарубежные разработки характеризуются высокой стоимостью, что ограничивает их продвижение на российском рынке. Так, минимальная суточная стоимость аренды подобного оборудования, по нашим оценкам из открытых источников, может составлять 80 тыс. руб./сут. (по состоянию на 2019 г.), без учета дополнительных накладных расходов, таких как мобилизация, персонал, обслуживание и т. д.

На сегодняшний день в России крайне необходима разработка подобного оборудования. При этом разрабатываемый комплекс должен быть конкурентоспособен в части измеряе-

мых параметров и стоимости относительно зарубежных аналогов. Внедрение данной технологии в производство поможет решить следующие задачи:

- сократить время реагирования на возможные отклонения от оптимального режима бурения путем увеличения частоты замеров;
- обеспечить снижение рисков возникновения таких осложнений, как:
  - неудовлетворительная очистка ствола скважины;
  - осыпи и обвалы ствола скважины;
  - загрязнение бурового раствора;
  - поглощение или гидроразрыв пласта;
  - нефтегазоводопрооявления;
- автоматизировать процесс замера параметров раствора и исключить человеческий фактор;
- получить базу данных фактических параметров бурового раствора в процессе бурения с высокой степенью дискретности;
- обеспечить конкурентные преимущества компании.

Реализация подобного проекта позволит создать высококачественный коммерческий продукт на уровне зарубежных аналогов, а по некоторым эксплуатационным характеристикам и превосходящий их. При этом за счет онлайн-передачи данных всем сотрудникам, занимающимся проводкой скважины, в том числе и удаленно, процессы, происходящие с буровым раствором во время углубления скважины, могут быть выведены на более высокий уровень понимания. Это позволит управлять процессом регулирования технологических свойств промывочных жидкостей на новом уровне.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая высокую востребованность данной технологии (комплекса), в рамках сотрудничества и реализации технической стратегии Компании, «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» при участии Научно-Технического Центра «Газпром нефти» и «Газпромнефть-Развития» реализуют проект по разработке комплекса (модуля) для непрерывного мониторинга параметров бурового раствора. На сегодняшний день проект реализован более чем на 20% и планируется к завершению в 2022 г. С этого же года планируется тиражирование технологии в периметре компании «Газпром нефть» с возможностью поставки продукта на внешний контур. Таким образом, разрабатываемый комплекс (модуль) станет экономически эффективным инструментом для решения сложных задач, касающихся операций бурения. Он обеспечит постоянный поток данных, информируя инженерных сотрудников о возможных проблемах с буровым раствором намного быстрее, чем осуществляется информирование по «классической» схеме. Это обеспечит точные и своевременные измерения и передачу данных, оптимизирует процесс принятия решений, существенно снизит риски для персонала и в целом приведет к повышению качества строительства скважин. Немаловажным фактором является то, что разрабатываемое техническое решение сможет обеспечить рынок нефтесервисных услуг конкурентным отечественным продуктом, позволяющим занять лидирующие позиции в отрасли, обеспечить независимость России от иностранных разработок и исключить геополитические риски по данному направлению, связанные с санкционным давлением.

## Список литературы

1. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе.
2. ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011) Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промышленных условиях.
3. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Теоретические исследования по управлению буровым раствором в осложненных условиях // Изд-во вузов Сев.-Кав. регион, технич. науки. — 2006. — № 7. — С. 56–61.
4. Чихоткин В.Ф., Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Бурда М.Л. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях // Бурение и нефть. — 2007. — № 7–8. — С. 58–160.
5. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования 4.
6. Jan Ole Skogestad, Manuel Aghito, Jelmer Braaksma and Jan Atle Andresen, Jan Ove Brevik, George Gibbs Smith. Pilot test for automated mud management leverages real-time monitoring, hydraulic modeling. [Drilling Contractor] 2019, no. 9–10.
7. Ebikebena M. Ombe, Odai A. Elyas, Tamer Abdul Qader, Mohammed Mehdi. Application of a Real Time Mud Density and Rheology Monitoring System to Enhance Drilling in High Pressure High Temperature Gas Wells with MPD Systems International "Petroleum Technology Conference" — (Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020). Paper Number: IPTC-19909-Abstract.
8. <https://www.aspectimaging.com>
9. Sercan Gul, Eric van Oort, Chris Mullin, and Doug Ladendorf. Automated Surface Measurements of Drilling Fluid Properties: Field Application in the Permian Basin "Unconventional Resources Technology Conference" — (Denver, Colorado, 22–24 July 2019).
10. Tore Stock, Egil Ronaes, Truls Fosssdal, Johnny Bjerkaas. The Development and Successful Application of an Automated Real-Time Drilling Fluids Measurement System — SPE Intelligent Energy International — (Utrecht, The Netherlands, March 2012). Paper Number: SPE-150439-MS.

11. <https://amcmud.com/product/imdex-mud-aid/>

12. <https://www.ofite.com/products/product/2585-mud-watcher>

13. Clint Galliano and André Rand of Halliburton; and Steve Sparling and Pat Watson of Anadarko / Automating drilling fluid analysis / Offshore Engineer / April 1, 2016

#### References

1. GOST-33213-2014. *Kontrol parametrov burovyyh rastvorov v promyslovyykh usloviyah. Rastvory na vodnoy osnove* [State Standard 33213-2014. Control of drilling fluid parameters in field conditions. Water-based muds]. Moscow, Standartinform Publ., 2014. (In Russ.)

2. GOST-33697-2015. *Kontrol parametrov burovyyh rastvorov v promyslovyykh usloviyah. Rastvory na uglevodorodnoy osnove* [State Standard 33697-2015. Control of drilling fluid parameters in field conditions. Oil-based muds]. Moscow, Standartinform Publ., 2015. (In Russ.)

3. Tretyiak A.Y., Rybalchenko U.M. Theoretical research on drilling fluid management in complicated conditions. [Izdatelstvo VUZov Severokavkazskogo regiona, tehnicheckie nauki], 2006, no. 7, pp. 56–61. (In Russ.)

4. Chihotkin V.F., Tretyiak A.Y., Rybalchenko U.M. Drilling mud and management of its rheological properties when drilling wells in complicated conditions. [Burenie i neft], 2007, no.7, pp. 58–60. (In Russ.)

5. GOST-53375-2016. *Geologo-tehnologicheskije issledovaniya*. [State Standard 53375-2016. Oil and gas wells. General requirements.]. Moscow, Standartinform Publ., 2016. (In Russ.)

6. Jan Ole Skogestad, Manuel Aghito, Jelmer Braaksma and Jan Atle Andresen, Jan Ove Brevik, George Gibbs Smith. Pilot test for automated mud management leverages real-time monitoring, hydraulic modeling. [Drilling Contractor] 2019, no. 9–10.

7. Ebikebena M. Ombe; Odai A. Elyas; Tamer Abdul Qader; Mohammed Mehdi. Application of a Real Time Mud Density and Rheology Monitoring System to Enhance Drilling in High Pressure High Temperature Gas Wells with MPD Systems International «Petroleum Technology Conference» — (Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020). Paper Number: IPTC-19909-Abstract.

8. <https://www.aspectimaging.com/>

9. Sercan Gul, Eric van Oort, Chris Mullin, and Doug Ladendorf. Automated Surface Measurements of Drilling Fluid Properties: Field Application in the Permian Basin «Unconventional Resources Technology Conference» — (Denver, Colorado, 22–24 July 2019).

10. Tore Stock; Egil Ronaes; Truls Fossdal; Johnny Bjerkaas. The Development and Successful Application of an Automated Real-Time Drilling Fluids Measurement System — «SPE Intelligent Energy International» — (Utrecht, The Netherlands, March 2012). Paper Number: SPE-150439-MS.

11. <https://amcmud.com/product/imdex-mud-aid/>

12. <https://www.ofite.com/products/product/2585-mud-watcher>

13. Clint Galliano and André Rand of Halliburton; and Steve Sparling and Pat Watson of Anadarko. Automating drilling fluid analysis. [Offshore Engineer]. 2016, April.

#### 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.

**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.

**S.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.

**I.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.

**S.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.

**D.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.

**E.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.

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

**Сергей Владимирович Лахтионов\*** — кандидат технических 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  
Author ID: 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

**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

**Дмитрий Михайлович Чукин** — кандидат технических наук, научный сотрудник, ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова» 455000, Россия, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр. Ленина, 38.  
e-mail: chukin.dm@rnd-mgn.ru  
SPIN-код: 7909-2690  
Author ID: 709564  
Scopus: 56276563700  
Researcher ID: E-4528-2014

**Евгений Николаевич Ишметьев** — доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова» 455000, Россия, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр. Ленина, 38.  
e-mail: eishmetev@gmail.com  
Author ID: 333405  
Scopus: 56958597600

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Sergey V. Lakhtionov\*** — Cand. of Sci. (Techn.), Product manager, Well construction management center, Gazpromneft STC LLC 75–79, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Lakhtionov.SV@gazpromneft-ntc.ru  
Author ID: 569139

**Ivan S. Chumakov** — Chief specialist, Well construction management center, Gazpromneft STC LLC 75–79, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: 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

**Dmitry M. Chukin** — Cand. of Sci. (Techn.), Research assistant, Magnitogorsk State Technical University 38, Lenin avenue, 455000, Chelyabinsk region, Magnitogorsk, Russia.  
e-mail: chukin.dm@rnd-mgn.ru  
SPIN-код: 7909-2690  
Author ID: 709564  
Scopus: 56276563700  
Researcher ID: E-4528-2014

**Evgeny N. Ishmetyev** — Cand. of Sci. (Techn.), Research assistant, Magnitogorsk State Technical University 38, Lenin avenue, 455000, Chelyabinsk region, Magnitogorsk, Russia.  
e-mail: eishmetev@gmail.com  
Author ID: 333405  
Scopus: 56958597600

# ПОИСК И ИСПЫТАНИЯ РОБОТИЗИРОВАННЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОЧИСТКИ И МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НА МЛСП «ПРИРАЗЛОМНАЯ»

**А.И. Пучков<sup>1\*</sup>, Д.В. Окунев<sup>2</sup>, Р.О. Белоусов<sup>2</sup>, А.Ю. Паршиков<sup>1</sup>, Н.И. Мажорова<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Газпромнефть-ЦР», РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>ООО «Газпром нефть шельф», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Puchkov.Alg@gazprom-neft.ru

**Введение.** В настоящей статье представлен обзор и результаты испытаний существующих роботизированных решений, выполнена оценка уровня их технологической доступности для исследуемой области. Роботизированное решение представляет собой устройство, механизм или способ проведения работ с высоким уровнем автономности и с минимальным вовлечением человека в работу в опасной зоне. В данном случае речь идет о дистанционно управляемых решениях, а также полностью самоуправляемых решениях.

Цель исследования заключается в анализе проектной и нормативной документации, которая регламентирует исследуемую область работ, выявлении основных технических и законодательных барьеров и ограничений по использованию роботизированных решений, а также проведению испытаний в кингстонных коробках морской ледостойкой стационарной платформы (далее МЛСП) «Приразломная».

**Материалы и методы.** В настоящем исследовании использованы рационально-логические методы научного познания и эмпирического метода, а именно интервьюирования экспертов в области роботизации и морского права, позволило определить и структурировать полученную информацию.

**Результаты.** Реализация поставленной цели обусловила необходимость провести анализ рынка различных роботизированных средств локальной очистки и инспекции, сформировать перечень наиболее перспективных решений, произвести ранжирование решений на основе оценочной матрицы, провести технические и конкурентные переговоры с производителями на тему готовности участвовать в ОПИ на МЛСП «Приразломная».

**Заключение.** В ходе данного проекта произведен обширный анализ рынка роботизированных решений, выполнены опытно-промышленные испытания, получен акт от Российского морского регистра судоходства (далее РМРС) и доказана на практике гипотеза о применимости, целесообразности и эффективности использования телеуправляемых подводных обитаемых аппаратов в объемах освидетельствования на МЛСП «Приразломная» в ходе ОПИ в кингстонных коробках с водозаборными трубопроводами и в акватории Кольского залива.

**Ключевые слова:** роботизированные решения, МЛСП «Приразломная», РМРС, ТНПА, кессон, кингстонные коробки

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

**Благодарности:** авторы выражают благодарность всем участникам рабочей группы проекта за творческое сотрудничество и высокий профессионализм.

**Для цитирования:** Пучков А.И., Окунев Д.В., Белоусов Р.О., Паршиков А.Ю., Мажорова Н.И. Поиск и испытания роботизированных решений для очистки и мониторинга состояния на МЛСП «Приразломная». ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021.6(3):152–158. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-152-158>

Статья поступила в редакцию 05.04.2021

Принята к публикации 21.06.2021

Опубликована 29.09.2021

SEARCH AND TESTING OF ROBOTIC SOLUTIONS FOR CLEANING AND CONDITION MONITORING AT PRIRAZLOMNAYA OIRFP

**Alexander I. Puchkov<sup>1\*</sup>, Denis V. Okunev<sup>2</sup>, Roman O. Belousov<sup>2</sup>, Alexander Yu. Parshikov<sup>1</sup>, Nadezhda I. Mazhorova<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Газпромнефть-ЦР», РФ, Saint Petersburg

<sup>2</sup>ООО «Газпром Нефть шельф», РФ, Saint Petersburg

**E-mail:** Puchkov.Alg@gazprom-neft.ru

**Background.** This article provides an overview and testing of existing robotic solutions, an understanding of the level of technological accessibility for the research area. A robotic solution is a device, mechanism or method for carrying out work with a high level of autonomy and with minimal human involvement in work in a hazardous area. In this case, we are talking about remote-controlled solutions, as well as completely self-managed solutions.

**Aim.** The purpose of the study is to analyze the design and regulatory documentation that regulates the study area of work, to identify the main technical and legislative barriers and restrictions on the use of robotic solutions, as well as to conduct tests in Kingston boxes of the Prirazlomnaya OIRFP.

**Materials and methods.** In this study, using rational-logical methods of scientific knowledge and the empirical method, namely interviewing experts in the field of robotization and maritime law, it was possible to determine and structure the information received.

**Results.** The implementation of this goal made it necessary to analyze the market for various robotic means of local cleaning and inspection, to form a list of the most promising solutions, to rank solutions based on the evaluation matrix, to conduct technical and competitive negotiations with manufacturers on the topic of readiness to participate in pilot testing at the Prirazlomnaya OIRFP.

**Conclusions.** In the course of this project, an extensive analysis of the market of robotic solutions was carried out, pilot tests were carried out, an act was received from RMRS and proved in practice during pilot testing in Kingston boxes with water intake pipelines and in the water area of the Kola Bay, a hypothesis about the applicability and feasibility, the usefulness of using remotely controlled underwater of uninhabited vehicles in the scope of the survey at the Prirazlomnaya OIRFP.

**Keywords:** robotic solutions, OIRFP "Prirazlomnaya", RMRS, ROV, caisson, kingston boxes

**Conflict of interest:** the authors declare that there is no conflict of interest.

**Acknowledgements:** the authors express gratitude to all the participants of the project-working group for their creative cooperation and high professionalism.

**For citation:** Puchkov A.I., Okunev D.V., Belousov R.O., Parshikov A.Y., Mazhorova N.I. Search and testing of robotic solutions for cleaning and condition monitoring at the prirazlomnaya OIRFP. PRONEFT. Professionally about oil. 2021.6(3):152–158. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-152-158>

Manuscript received 05.04.2021

Accepted 21.06.2021

Published 29.09.2021

## ВВЕДЕНИЕ

«Приразломная» — первая стационарная платформа, с которой начали добывать нефть на арктическом шельфе России в сложных условиях дрейфующих ледовых полей. В настоящий момент это единственная платформа, ведущая добычу нефти на российском арктическом шельфе. Она расположена на шельфе Печорского моря недалеко от речного порта Нарьян-Мар.

## КОНСТРУКЦИЯ ПЛАТФОРМЫ

МЛСП состоит из следующих элементов:

- опорная часть в виде стального кессона, включающая в себя емкости хранения нефти и дизельного топлива, кингстонную коробку, зону устьев скважин, оборудование для рециркуляции нефти и насосное оборудование для отгрузки нефти;
- верхнее строение платформы (ВСП), содержащее основные технологические, вспомогательные сооружения, энергетический комплекс и жилую зону.

По периметру кессона предусмотрены ледовый и волновой дефлекторы для защиты ВСП от ледового и волнового воздействия (рис. 1).

В ходе анализа проектной документации [1–3] в части особенностей конструкции внутренних объемов платформы (танков хра-

нения, коффердамов, цистерн двойного дна, кингстонных коробок и рыбозащитных устройств с водозаборными трубопроводами) на МЛСП «Приразломная» были определены максимально допустимые габаритные характеристики роботизированного решения или комплекса роботизированных решений. Для достижения наибольшего синергетического эффекта решения должны обладать размерами не более 440 x 370 мм (Ш x В). При анализе регламентирующей документации было дано заключение (рис. 2).

## КЛАССИФИКАЦИЯ РОБОТОВ. ТИПЫ РОБОТОВ И ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПА ИХ РАБОТЫ

В целом существующие в мире роботизированные технические средства (РТС) для очистки и мониторинга состояния внутренних объемов платформы можно разделить на следующие классы (рис. 3):

- гусеничные роботы;
- колесные роботы (магниты);
- телеуправляемые обитаемые подводные аппараты (далее ТНПА).

В ходе проведенного анализа рынка было найдено более 60 роботизированных вариантов для очистки и мониторинга состояния внутренних объемов МЛСП «Приразломная», из которых составлена матрица решений (рис. 4).

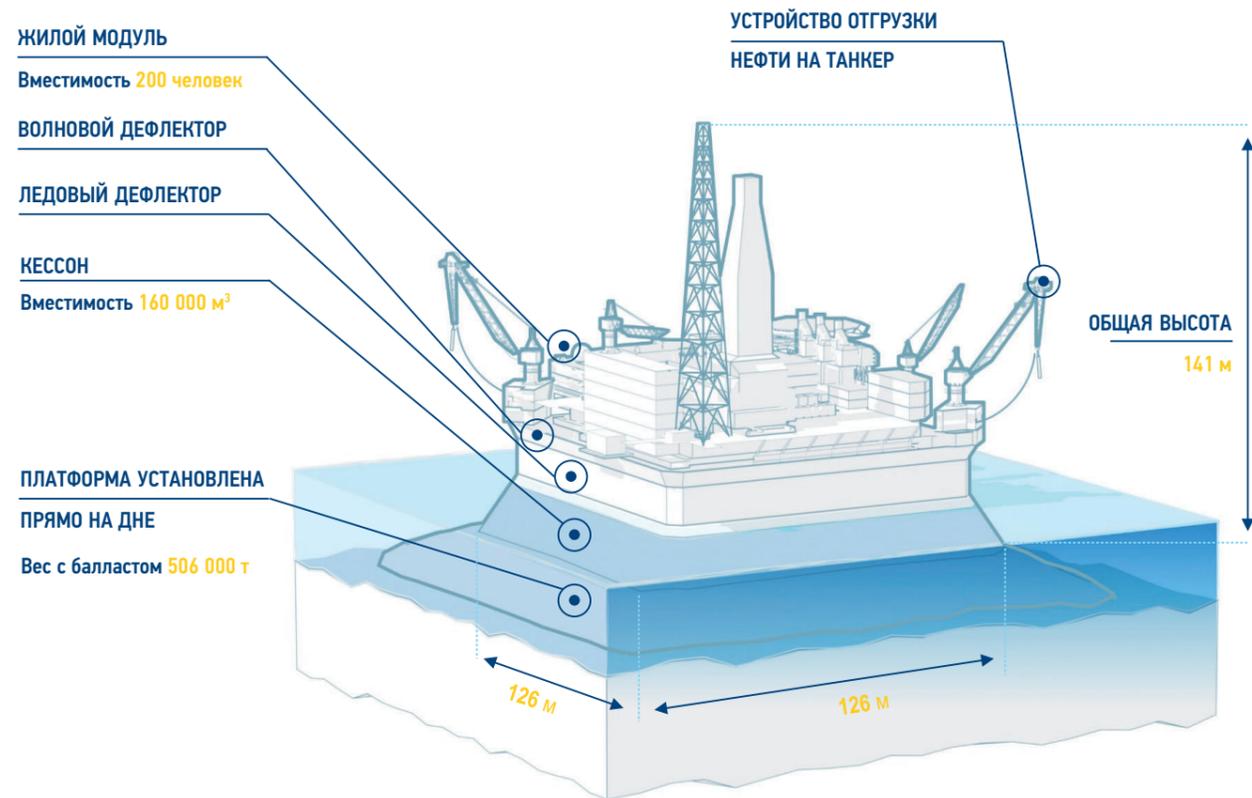


Рис. 1. Конструкция платформы  
Fig. 1. Platform design

Исходя из специфики инфраструктуры МЛСП «Приразломная» было проведено ранжирование решений, которые наиболее полно удовлетворяли бы условиям решаемых задач. Основными метриками для ранжирования являются следующие критерии оценки отбора:

- максимально допустимые размеры роботов с учетом ограничений выступов металлоконструкций;
- сведения о сертификации для применения на опасных объектах компании;
- доступность решения в РФ (наличие компании-дистрибьютора);

### Роботизированные решения для очистки и мониторинга состояния танков хранения, коффердамов, цистерн двойного дна, РЗУ и кингстонных коробок с водозаборными трубопроводами на МЛСП «Приразломная»

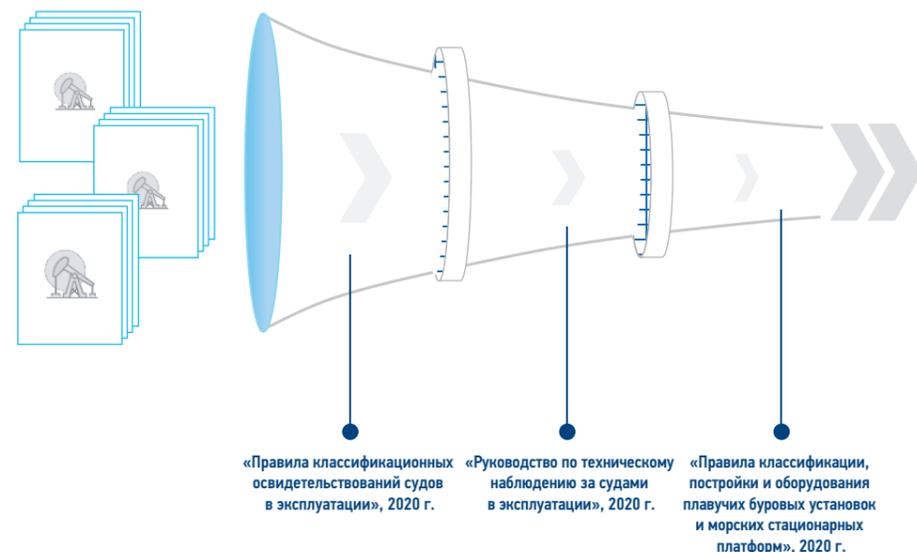
#### Основные функциональные группы роботизированных средств

Тип средства	Функциональные возможности	Уровень управления	Страны-производители / дистрибьюторы*
1 Гусеничные роботы	Общая очистка, мониторинг корпусных конструкций и оборудования	Автономная работа, дистанционное управление	Россия, США, Великобритания, Словакия, Индия, Италия
2 Колесные роботы (магниты)			
3 Телеуправляемый необитаемый подводный аппарат	Локальная очистка, мониторинг корпусных конструкций и оборудования	Дистанционное управление	Россия, США, Великобритания, Канада, Франция, Швеция
4 Беспилотный летательный аппарат (дрон)	Визуальная инспекция корпусных конструкций и оборудования	Дистанционное управление	Швейцария, Россия

\* Страны представлены из числа найденных решений в ходе проведенного анализа рынка РФ и зарубежных стран.

Рис. 3. Основные функциональные группы роботизированных решений  
Fig. 3. The main functional groups of robotic solutions

### «Правила классификационных освидетельствований судов в эксплуатации, РМРС» и регламентирующая документация



#### Заключение

На основании п. 9.3.3 Правил технического наблюдения за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий для судов части I общие положения по техническому наблюдению нормативного документа № 2-020101-130 освидетельствование танков хранения, коффердамов, РЗУ, кингстонных коробок с водозаборными трубопроводами и цистерн двойного дна, заполненных водой, на МЛСП «Приразломная» с помощью ТНПА/ROV\* разрешено. Применения роботов на колесно-гусеничной основе РМРС не регламентирует.

\*Методы, применяемые при использовании технических средств дистанционного обследования, должны обеспечивать такие же результаты освидетельствования, которые инспектор Регистра получает при освидетельствовании традиционными методами.

Рис. 2. Правила классификационных освидетельствований судов в эксплуатации  
Fig. 2. Rules for the classification surveys of ships in service

### Оценка анализа рынка

#### Матрица решений с осушением и без осушения объекта освидетельствования

Роботизированное решение	Кингстонные коробки с водозаборными трубопроводами	Осушение		Мониторинг	
		Осушение	Без осушения	Осушение	Без осушения
Кингстонные коробки с водозаборными трубопроводами	3, 5, 6, 2, 4	6, 10, 14, 1, 3, 11, 12, 7, 8, 9, 13, 4			
Коффердамы	2, 3	12, 13, 11, 7, 8, 10, 14, 11, 6, 9, 3			
Цистерны двойного дна	2, 6, 1, 3	6, 1, 10, 9, 12, 13, 11, 8, 14, 13			
Танки хранения	1, 3, 2, 6	6, 14, 9, 12, 1, 7, 8, 3, 11, 3, 14, 13			

- AspiROV Tank inspection
  - Explorer
  - VR-600
  - MARTin
  - Торборбот
  - Vertidrive M7
  - ГНОМ ПРО
  - Observer Mini ROV/ Guardian Mini-ROV
  - РБ-3000/РБ-6000
  - STEELHEAD/ Seamor 300T/ Chinook
  - VideoRay Pro 4
  - Flyability Elios
  - Silverwing Scorpion 2
  - Silverwing RMS2
  - ТНПА с габаритными размерами от 500–750 мм
- – Решения могут находиться в цистерне двойного дна, только в зоне одной ячейки.  
● – Решения требуют полного осушения объекта освидетельствования.

#### Заключение

Дерево роботизированных решений обозревает отобранные функциональные группы роботизированных средств в контексте очистки и мониторинга состояния танков хранения, коффердамов, цистерн двойного дна и кингстонных коробок с водозаборными трубопроводами на МЛСП «Приразломная». ТНПА (7–11) является наиболее перспективной технологией с возможностью синергии процессов, в том числе применимы для обследования колонного зала и с наименьшими технологическими неопределенностями на пути реализации проекта. Модели ТНПА (15) имеют усиленную конструкцию корпуса и повышенные мощностные характеристики по сравнению с решениями (7–11), вследствие этого они смогут произвести локальную очистку и мониторинг РЗУ с водозаборными трубопроводами и произвести замеры толщин листов обшивки корпуса МЛСП «Приразломная».

Рис. 4. Матрица решений  
Fig. 4. Decision matrix

- возможность установки ультразвукового толщиномера;
- возможность установки оборудования для локальной чистки.

## ТЕХНОЛОГИЯ ТНПА ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ДЛЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ КОЛОННОГО ЗАЛА, ОБШИВКИ КОРПУСА МЛСП «ПРИРАЗЛОМНАЯ», КОТОРАЯ ПОЗВОЛЯЕТ СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ НА ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ И ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО РАБОТ.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В сферу внимания обзора попали роботизированные решения с соответствующим инструментарием, способные провести толщинометрию стенок танков хранения, трубопроводов, расположенных в танках, стенок цистерн двойного дна, коффердамов, кингстонных коробок с точностью, требуемой Правилами классификационных освидетельствований судов в эксплуатации «Инструкции по замерам остаточных толщин элементов судна».

Благодаря проведенному анализу проектной документации в части особенностей конструкции внутренних объемов МЛСП «Приразломная» были определены массогабаритные характеристики с целью формирования

функционально-технических требований робототехнического комплекса для очистки и мониторинга состояния объектов, составлен план производственных работ в контексте предполагаемых задач, с учетом требований технологии по подготовки объектов к освидетельствованию.

Исходя из специфики инфраструктуры МЛСП «Приразломная», ранее на этапе научно-исследовательской работы были составлены оценочные матрицы и дерево роботизированных решений, которое освещает отобранные функциональные группы роботизированных средств в контексте очистки и мониторинга состояния объектов на МЛСП «Приразломная». В ходе данного анализа выявлено, что ТНПА является наиболее перспективной технологией с возможностью синергии процессов, в том числе для обследования колонного зала, обшивки корпуса МЛСП «Приразломная», и с наименьшими технологическими неопределенностями на пути реализации проекта. На рис. 5 представлена дорожная карта по проекту. В ходе проекта рассмотрены три тестовые площадки.

В качестве основной площадки для проведения ОПИ отобраны кингстонные коробки и водозаборные трубопроводы на МЛСП «Приразломная». Данные объекты освидетельствования отвечают всем требованиям для проведения ОПИ. Полученные результаты имеют наибольшую ценность для проек-

та, так как размеры и используемый металл в конструкции кингстонных коробок сопоставим с танками хранения нефти и дизельного топлива. До начала работ были подготовлены детальные планы производственных процессов с оценкой рисков и мероприятий по их устранению после возникновения рисков события (для кингстонных коробок с водозаборными трубопроводами) и согласованы с Российским морским регистром судоходства (РМРС). В планах производственных работ (далее ППР) расписаны цели, задачи, объемы и методика проведения по освидетельствованию танков хранения в соответствии с действующим правилам РМРС. На основе полученных данных гипотеза о применении телеуправляемых подводных необитаемых аппаратов в объемах освидетельствования на МЛСП «Приразломная» подтверждена, разработанный в ходе работ ОПИ документ «ППР» может быть использован для работ по освидетельствованию объектов на МЛСП «Приразломная».

Полученное экспертное заключение РМРС в той же степени подтверждает возможность использования ТНПА [4] для проведения освидетельствования на МЛСП «Приразломная», результаты замеров толщин с помощью ТНПА в кингстонных коробках идентичны результатам, полученным водолазами, но только при условии, что танки кессона МЛСП «Приразломная» заполнены водой и соблюдены требования по взрывобезопасности при использовании ТНПА в помещениях, объемах МЛСП «Приразломная», отнесенных к взрывоопасным зонам 1 и 0, согласно документации МЛСП «Приразломная». Подводя итоги, можно сказать, что у ТНПА есть неоспоримые преимущества: сокращение времени на освидетельствование, повышение качества проводимых работ путем нахождения ТНПА в работе 24/7, исключение необходимости присутствия человека в кессоне при проведении внутреннего освидетельствования, а также стоимость (получена в рамках ОПИ).

### Дорожная карта по проекту

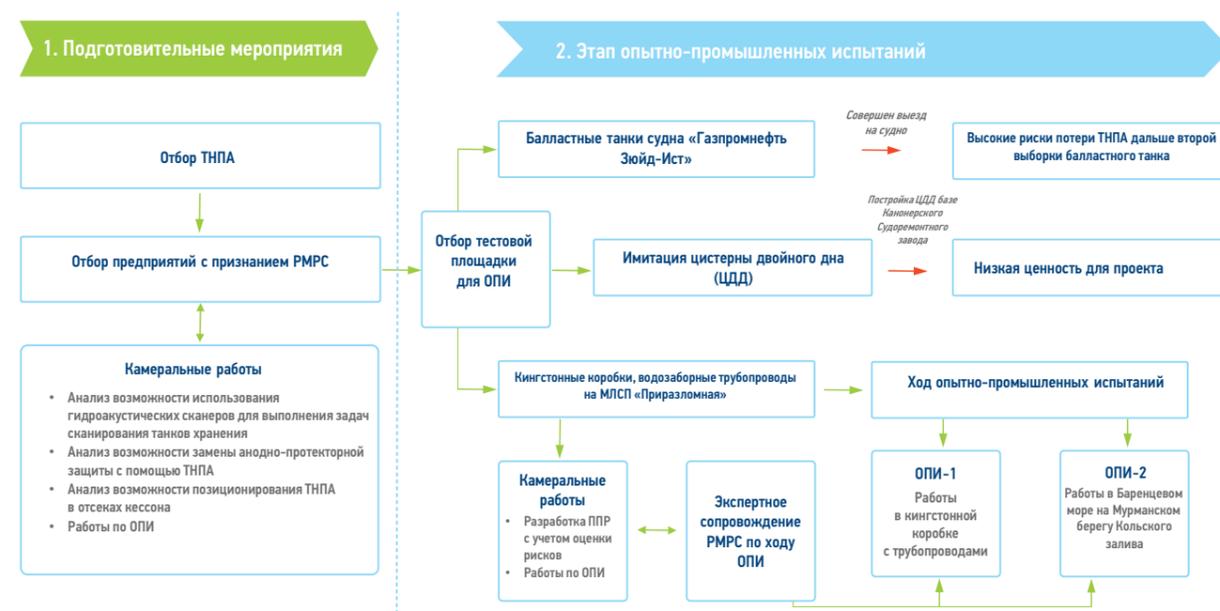


Рис. 5. Дорожная карта по ОПИ проекта  
Fig. 5. Roadmap for the pilot project

### Список литературы

1. Правила Российского морского регистра судоходства «Правила классификационных освидетельствований судов в эксплуатации» от 01.02.2020 № НД 2-020101-012 // Сайт Классификационного общества Российский морской регистр судоходства. — 2020. — 100 с.
2. Правила Российского морского регистра судоходства «Руководство по техническому наблюдению за судами в эксплуатации» от 01.01.2020 № НД N 2-030101-009 // Сайт Классификационного общества Российский морской регистр судоходства. — 2020. — 167 с.
3. Правила Российского морского регистра судоходства «Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ» от 01.01.2020 № НД 2-020201-015 // Сайт Классификационного общества Российский морской регистр судоходства. — 2020. — 232 с.
4. Телеуправляемые подводные аппараты "Rovbuilder-600". URL: <https://www.rovbuilder.com/rb-600/> (дата обращения: 01.06.2021).

### References

1. Rules of the Russian Maritime Register of Shipping "Rules of classification surveys of ships in operation" dated 01.02.2020 No. ND 2-020101-012 // Website of the Classification Society Russian Maritime Register of Shipping. — 2020. 100 p. (In Russ.)
2. Rules of the Russian Maritime Register of Shipping "Manual for technical supervision of ships in operation" dated 01.01.2020 No. ND N 2-030101-009 // Website of the Classification Society Russian Maritime Register of Shipping. — 2020. 167 p. (In Russ.)
3. Rules of the Russian Maritime Register of Shipping "Rules of classification, construction and equipment of floating drilling rigs and offshore stationary platforms" dated 01.01.2020 No. ND 2-020201-015 // Website of the Classification Society Russian Maritime Register of Shipping. — 2020. 232 p. (In Russ.)
4. Remote-controlled underwater vehicles "Rovbuilder-600". URL: <https://www.rovbuilder.com/rb-600/> (accessed: 01.06.2021). (In Russ.)

### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.И. Пучков** — подготовил текст статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.  
**Н.И. Мажорова** — разработала концепцию статьи.  
**Д.В. Окунев** — оказывал техническую экспертизу по вопросам МЛСП «Приразломная».  
**Р.О. Белоусов** — оказывал техническую экспертизу по вопросам МЛСП «Приразломная».  
**А.Ю. Паршиков** — окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Alexander I. Puchkov** — prepared text of the article and you agree to accept responsibility for all aspects of the work.  
**Nadezhda I. Mazhorova** — developed the concept of the article.  
**Denis V. Okunev** — provided technical expertise on the issues of the Prirazlomnaya platform.  
**Roman O. Belousov** — provided technical expertise on the issues of the Prirazlomnaya platform.  
**Alexander Yu. Parshikov** — final approval of the published version of the article.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Александр Игоревич Пучков\*** — аналитик разработки, дирекция инновационного развития, департамент технологий роботизации и трехмерной печати ООО «Газпромнефть-ЦР»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная Адмиралтейского канала, д. 2, литера И, корпус 12.  
e-mail: Puchkov.aig@gazprom-neft.ru  
SPIN-код: 5824-4798  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5727-3830>

**Денис Викторович Окунев** — кандидат технических наук, директор программ по повышению эффективности операционной деятельности, заместитель руководителя программы «Посейдон», подразделение по повышению эффективности операционной деятельности, ООО «Газпром нефть шельф»  
191011, Россия, Санкт-Петербург, Невский проспект, д. 38.  
e-mail: Okunev.DV@gazprom-neft.ru

**Роман Олегович Белоусов** — главный специалист, подразделение по совершенствованию бизнес-процессов, блок директора по бизнес-трансформации, ООО «Газпром нефть шельф»  
191011, Россия, Санкт-Петербург, Невский проспект, д. 38.  
e-mail: Belousov.RO@gazprom-neft.ru

**Александр Юрьевич Паршиков** — начальник департамента технологий роботизации и трехмерной печати, дирекция инновационного развития, ООО «Газпромнефть-ЦР»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная Адмиралтейского канала, д. 2, литера И, корпус 12.  
e-mail: Parshikov.AYu@gazprom-neft.ru

**Надежда Ивановна Мажорова** — главный аналитик, департамент технологий роботизации и трехмерной печати, дирекция инновационного развития, ООО «Газпромнефть-ЦР»  
190000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная Адмиралтейского канала, д. 2, литера И, корпус 12.  
e-mail: Mazhorova.NI@gazprom-neft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

**Alexander I. Puchkov\*** — Development analyst, Directorate of Innovative Development, Department of Robotics and Three-dimensional Printing Technologies of Gazpromneft-CR LLC  
2, litera I, building 12 nab. Admiralty Canal, St. Petersburg, 190000, Russia.  
e-mail: Puchkov.aig@gazprom-neft.ru  
SPIN code: 5824-4798  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5727-3830>

**Denis V. Okunev** — Cand. of Sci. (Tech.), Director of operational efficiency improvement programs, Deputy head of the POSEIDON Program, Efficiency Improvement Division  
Operational activities, Gazprom Ne! Shelf LLC  
38 Nevsky prospekt, Saint Petersburg, 191011, Russia.  
e-mail: Okunev.DV@gazprom-neft.ru

**Roman O. Belousov** — Chief specialist, Business Process Improvement Unit, Business Transformation Director Unit, Gazprom Neft Shelf LLC  
38 Nevsky prospekt, Saint Petersburg, 191011, Russia.  
e-mail: Belousov.RO@gazprom-neft.ru

**Alexander Yu. Parshikov** — Head of the Department of Robotics and Three-dimensional Printing Technologies, Directorate of Innovative Development, Gazpromneft-CR LLC  
2, litera I, building 12 nab. Admiralty Canal, St. Petersburg, 190000, Russia.  
e-mail: Parshikov.AYu@gazprom-neft.ru

**Nadezhda Ivanovna Mazhorova** — Chief analyst, Department of Robotics and Three-dimensional Printing Technologies, Directorate of Innovative Development, Gazpromneft-CR LLC  
2, litera I, building 12 nab. Admiralty Canal, St. Petersburg, 190000, Russia.  
e-mail: Mazhorova.NI@gazprom-neft.ru

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ПОЛНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ НА УЧАСТКАХ «ГОРЯЧЕГО» НЕФТЕПРОВОДА ВНЕШНЕГО ТРАНСПОРТА, РАБОТАЮЩЕГО В СЕВЕРНЫХ ЗИМНИХ УСЛОВИЯХ

**А.В. Николаев\*, Л.М. Трейгер**

АО «Гипровостокнефть», РФ, Самара

**Электронный адрес:** Aleksandr.Nikolaev@giprovostokneft.ru

**Введение.** Получение информации о величине полного коэффициента теплопередачи трубопровода при перекачке по нему нагретой нефти необходимо для решения целого ряда технологических задач: определение удельной интенсивности охлаждения перекачиваемой нефти, оптимизация процессов перекачки, оценка эффективности теплоизоляционного покрытия участков трубопровода и т. д.

**Цель.** Фактические значения коэффициентов теплопередачи являются наиболее достоверной основой для осуществления оптимизационных и технологических расчетов при теплогидравлическом моделировании и разработке мероприятий (а) по экономии энергоресурсов при «горячей» перекачке и (б) по повышению надежности работы «горячего» трубопровода в целях исключения возможности его самопроизвольной остановки и «замораживания». В контексте оценки технологической надежности перекачки выполнены определение и анализ полного коэффициента теплопередачи по участкам нефтепровода и продемонстрированы возможности данного методологического подхода.

**Материалы и методы.** В статье на примере 266-километрового «внешнепромыслового» трубопровода (Ø 300 мм), транспортирующего высоковязкую высокопарафинистую нефть в режиме «горячей» перекачки, представлен способ расчетного определения фактических значений полного коэффициента теплопередачи по линейным участкам трассы, проанализированы полученные значения коэффициента теплопередачи, тепловой режим работы трубопровода и технологическая надежность перекачки реологически сложных нефтей при данных температурных и теплообменных характеристиках.

**Результаты.** Показано различие значений полного коэффициента теплопередачи по участкам нефтепровода, что позволяет прийти к практическому выводу о различной интенсивности тепловых процессов, протекающих на разных участках (надземных, подземных с пересечением болотистых грунтов и рек, с тепловой изоляцией и без нее, работающих в неизотермическом и изотермическом режимах).

**Заключение.** Предлагаемый подход к определению фактических величин полного коэффициента теплопередачи по участкам «горячего» нефтепровода в сочетании с анализом полученных данных предоставляет возможности, в значительной степени востребованные с методологической точки зрения и крайне важные с практических позиций.

**Ключевые слова:** коэффициент теплопередачи, коэффициент теплоотдачи, трубопроводный транспорт нефти, «горячая» перекачка, теплоизоляция, стационарный режим, нестационарный режим, температура нефти, кристаллизация парафина, реологические свойства

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

**Благодарности:** авторы выражают благодарность коллективу института по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности АО «Гипровостокнефть», который в этом году празднует 75-летний юбилей.

**Для цитирования:** Николаев А.В., Трейгер Л.М. Определение и анализ полного коэффициента теплопередачи на участках «горячего» нефтепровода внешнего транспорта, работающего в северных зимних условиях. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021.6(3):159–165. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-159-165>

Статья поступила в редакцию 08.06.2021

Принята к публикации 29.07.2021

Опубликована 29.09.2021

DEFINITION AND ANALYSIS OF OVERALL HEAT-TRANSFER COEFFICIENT AT THE SECTIONS OF "HOT" EXPORT PETROLEUM PIPELINE OPERATING IN NORTHERN WINTER CONDITIONS

**Alexander V. Nikolaev\*, Leonid M. Treyger**

Giprovostokneft JSC, RF, Samara

**E-mail:** Aleksandr.Nikolaev@giprovostokneft.ru

**Background.** Receiving information on overall heat-transfer coefficient of pipeline pumping down the heat oil is required for resolving a number of process challenges: definition of specific cooling-off intensity of delivered petroleum, optimization of delivery processes, insulation efficiency assessment of pipeline sections etc.

**Aim.** The actual values of the heat transfer coefficients are the most reliable basis for the implementation of optimization and technological calculations during thermohydraulic modeling and development of measures (a) to save energy during hot pumping and (b) to increase the reliability of the "hot" pipeline in order to exclude the possibility of its self-stopping and "freezing". In the context of assessing the technological reliability of pumping, the determination and analysis of the total heat transfer coefficient for the sections of the oil pipeline were carried out and the capabilities of this methodological approach were demonstrated.

**Materials and methods.** In the article, by the example of 266-kilometer long export pipeline (Ø 300 mm), functioning in «hot» delivery mode is presented the calculation process of defining the actual values of overall heat-transfer coefficient in route sections, and is done the analysis of this coefficient values, operation heating mode of the pipeline and their related factors of technological reliability of oil delivery process.

**Results.** The difference in the values of the overall heat transfer coefficient at the sections of the pipeline is shown, which allows us to come to a practical conclusion about the different intensities of the thermal processes occurring in its different linear sections (aboveground, underground with intersection of marshy soils and rivers, with and without thermal insulation, operating in non-isothermal and isothermal modes).

**Conclusions.** The proposed approach to determining the actual values of the total heat transfer coefficient for sections of the "hot" oil pipeline in combination with the analysis of the data obtained provides opportunities that are largely in demand from a methodological point of view and extremely important from a practical standpoint.

**Keywords:** heat-transfer coefficient, heat-emission coefficient, petroleum pipeline shipment, "hot" delivery, insulation, pipeline operation analysis, stationary mode, non-stationary mode, petroleum temperature, paraffin crystallizing, rheological properties, delivery process reliability, pipeline self-stopping

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

**Acknowledgments:** the authors express their gratitude to the team of the Institute for Design and Research in the Oil Industry of JSC Giproostokneft, which is celebrating its 75th anniversary this year.

**For citation:** Nikolaev A.V., Treyger L.M. Definition and analysis of overall heat-transfer coefficient at the sections of "hot" export petroleum pipeline operating in northern winter conditions. PRONEFT. Professionally about oil. 2021,6(3):159–165. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-159-165>

Manuscript received 08.06.2021

Accepted 29.07.2021

Published 29.09.2021

В технологии нефтепроводного транспорта часто возникает задача оценки технологической надежности процесса «горячей» перекачки с целью выявления опасности самоостановки и «замораживания» нефтепровода. В статье рассмотрен один из практических случаев: при эксплуатации 266-километрового трубопровода, транспортирующего высоковязкую высокопарафинистую нефть в режиме «горячей» перекачки, имело место несколько нештатных ситуаций, связанных с риском его «замораживания», в связи с чем было принято решение оценить технологическую надежность трубопроводной системы и при необходимости провести последующие тепловые оптимизационно-технологические расчеты, а также наметить мероприятия по повышению технологической надежности. Один из важнейших критериев оценки технологической надежности «горячего» нефтепровода и при этом центральный параметр, с использованием которого наиболее достоверно проводятся тепловые расчеты, — это фактические значения полного коэффициента теплопередачи, различающиеся по трассе на разных линейных участках (надземных, подземных с пересечением болотистых грунтов и рек, с тепловой изоляцией и без нее, работающих в неизотермическом и изотер-

мическом режимах). Предлагаемый подход к определению фактических величин полного коэффициента теплопередачи по участкам «горячего» нефтепровода в сочетании с анализом полученных данных представляет возможности, в значительной степени востребованные с методологической точки зрения и крайне важные с практических позиций.

Коэффициент теплопередачи представляет собой кинетический коэффициент, характеризующий среднюю скорость передачи тепла вдоль всей поверхности теплообмена. Аналитически он определяется по формуле

$$K = \left[ \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1}. \quad (1)$$

Или, более точно для цилиндрических труб [1], выражением:

$$K = \left[ \frac{1}{\alpha_1} + \frac{D_b}{D_n} \cdot \frac{1}{\alpha_2} + D_b \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\ln(D_{ni}/D_{bi})}{2\lambda_i} \right]^{-1}, \quad (2)$$

где  $\alpha_1$  — внутренний коэффициент теплоотдачи (от жидкости к стенке трубы);  $\alpha_2$  — внешний коэффициент теплоотдачи (от стенки трубы в окружающую среду);  $\delta_i$ ,  $\lambda_i$ ,  $D_{ni}$

и  $D_{bi}$  — соответственно толщина, теплопроводности, наружный и внутренний диаметр отложений, трубы, изоляции и т. д. Коэффициент теплоотдачи  $\alpha$  для несоставных процессов теплопереноса в теплофизической литературе часто называют коэффициентом теплообмена [2 и др.], в то же время применительно к процессу теплопередачи внешний и внутренний коэффициенты теплоотдачи (теплообмена)  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$ , а также обратные величины термосопротивления ( $\lambda_i/\delta_i$ ) могут рассматриваться как «частные»<sup>1</sup> коэффициенты теплопередачи. В связи с этим в практике трубопроводного транспорта величину  $K$  традиционно называют полным коэффициентом теплопередачи.

Уравнение теплового баланса «горячего» трубопровода (без учета тепла трения потока и теплоты кристаллизации парафина) для элементарного участка  $dx$  имеет вид:

$$-GC_p d\bar{T} = K\pi D(\bar{T} - T_0) dx, \quad (3)$$

где  $G$  — массовый гидродинамический расход, кг/ч;  $C_p$  — изобарная теплоемкость жидкости, Дж/(кг·°C);  $K$  — полный коэффициент теплопередачи, Дж/(м<sup>2</sup>·ч·°C);  $D$  — наружный диаметр трубопровода, м;  $\bar{T}$  — средняя температура жидкости в данном сечении;  $T_0$  — температура среды, окружающей трубопровод;  $x$  — координата длины трубопровода. Интегрируя это уравнение по  $x$  в пределах от 0 до конечной длины трубопровода  $L$  и по от температуры жидкости в начале трубопровода  $T_H$  до температуры в конце трубопровода  $T_K$ , полагая  $K = \text{const}$ , имеем:

$$-GC_p \int_{T_H}^{T_K} \frac{d\bar{T}}{(\bar{T} - T_0)} = K\pi D \int_0^L dx, \quad (4)$$

$$\ln \frac{T_H - T_0}{T_K - T_0} = \frac{K\pi DL}{GC_p}. \quad (5)$$

Выражая отсюда  $K$ , получаем формулу для определения полного коэффициента теплопередачи для действующего трубопровода на основе фактических данных:

$$K = \frac{GC_p}{\pi DL} \ln \frac{T_H - T_0}{T_K - T_0}. \quad (6)$$

Если в уравнение теплового баланса ввести теплоту кристаллизации парафина, то по ре-

зультатам интегрирования будет получена формула В.И. Черникина, с помощью которой наиболее надежно рассчитывается  $T_K$  через полный коэффициент теплопередачи, вычисленный, например, по формулам (1) или (2). При обратной задаче, заключающейся в определении полного коэффициента теплопередачи по фактическим данным, теплоту кристаллизации в достаточном приближении можно не учитывать. Так, известный расчетный пример В.И. Черникина [3, стр. 49] демонстрирует расхождение в 5 °C между значениями  $T_K$ , вычисленными с учетом теплоты кристаллизации и без ее учета. Если по данным этого примера выполнить обратное вычисление коэффициента теплопередачи через  $T_K$ , но не учитывать при этом теплоту кристаллизации, то расхождение между значением  $K$  из примера и полученным значением  $K'$  окажется таково, что отклонение между концевыми температурами, рассчитанными с использованием  $K$  и  $K'$ , составит всего 2 °C, что можно считать вполне допустимым (за исключением особых случаев). Можно легко показать, что и при других значениях параметров из примера [3, стр. 49] отклонение будет близко к данному допустимому уровню.

Объектом исследования теплового режима и определения полного коэффициента теплопередачи в настоящей работе являлись участки действующего нефтепровода внешнего транспорта, перекачивающего высоковязкую высокопарафинистую нефть товарного качества с центрального пункта сбора (ЦПС) до пункта сдачи нефти (ПСН). Нефтепровод ЦПС — ПСН, имеющий общую протяженность 266 км, расположен в районе Заполярья и Крайнего Севера. На рис. 1 показана характеризующая его схема. Трасса трубопровода имеет значительные геодезические перепады, и большая его часть проложена надземно с использованием пенополиуретановой теплоизоляции.

Фактические данные по технологическим параметрам перекачки (ее производительность, температура нефти по трассе трубопровода, давление в начале и конце расчетных участков) передавались в институт АО «Гипровостокнефть» в виде ежесуточных оперативных сводок. В дополнение к этому были привлечены данные по видам прокладки трубопровода, типу и толщине теплоизоляции, ежесуточным среднегодовым

<sup>1</sup> Слово «частный» взято в привычку в связи с тем, что, как видно из структуры формул (1) и (2), суммируются не сами коэффициенты теплоотдачи и теплопроводности, а их обратные величины (именно отсюда вытекает известное из практики тепловых расчетов правило, что  $K$  всегда ниже наименьшего значения из значений  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$ ).

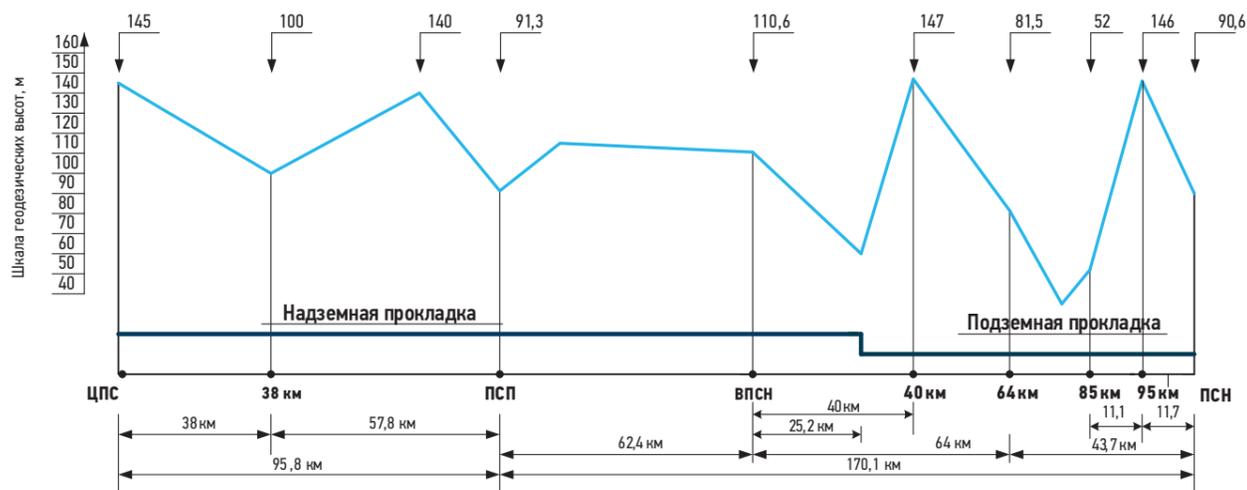


Рис. 1. Сжатый профиль трассы нефтепровода ЦПС — ПСН (на верхних стрелках — геодезические отметки). Составлено авторами  
Fig. 1. Compressed profile of the "TsPS — PSN" oil pipeline route (top arrows show geodetic marks). Compiled by the authors

значениям температур воздуха и грунта, а также по фактическим измерениям указанных температур. Необходимо отметить, что, хотя полная информация по параметрам перекачки начала поступать в институт с 27 января, до первых чисел февраля наблюдался выход на условно стационарный режим перекачки после временной остановки трубопровода и проведения мероприятий по возобновлению его работы. Поэтому для анализа работы трубопровода были использованы оперативные сводки за февраль–октябрь. Оценивались следующие параметры перекачки: стабильность производительности трубопровода, температура нагрева нефти, температура нефти на входе в печи, давление в начале и на конце участков трубопровода, температура окружающей среды (воздуха, грунта).

#### МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ НА «ГОРЯЧЕМ» НЕФТЕПРОВОДЕ ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ ИНТЕНСИВНОСТЬ ПРОЦЕССОВ НА РАЗНЫХ УЧАСТКАХ, СНИЗИТЬ ЭНЕРГОЗАТРАТЫ И РАЗРАБОТАТЬ МЕРЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ.

Как отмечено, с февраля наблюдалась относительно устойчивая работа трубопровода, что позволило выделить в каждом месяце такие периоды работы в течение суток, которые можно было использовать для расчета полного коэффициента теплопередачи по участкам трубопровода. Данные по параметрам перекачки приведены в табл. 1. В целом производительность трубопровода с января по декабрь росла, что было связа-

но с увеличением добычи нефти примерно с 2000 м<sup>3</sup>/сут в январе до 6000 м<sup>3</sup>/сут в сентябре. Однако следует отметить значительные колебания двухчасовых параметров, фиксируемых в оперативных сводках, которые достигают ±10%, а иногда и более. Это может быть объяснено протяженностью трубопровода и различными температурными режимами работы на участках. В то же время температура нагрева нефти на печах, установленных на ЦПС, ПСП и ВПСН, поддерживалась стабильно (60–66 °С в зимнее время и около 50 °С в летнее время), тогда как нагрев на отметках «40-й км» и «64-й км» преследовал лишь тактические цели и определялся мощностью печей. Расчетное определение полного коэффициента теплопередачи было проведено для надземного теплоизолированного (ПСП — ВПСН) и подземного («40-й км» — ПСН) участков нефтепровода. Участок ПСП — ВПСН. Расчеты были проведены для условно стационарных режимов перекачки нефти в период февраль — июнь (табл. 2). Из данных табл. 2 следует, что в случае работы теплоизолированного «горячего» надземного трубопровода на участке ПСП — ВПСН в стационарном (установившемся) режиме значения полного коэффициента теплопередачи практически близки при любой температуре окружающей среды в диапазоне производительности от 168 до 266 м<sup>3</sup>/ч. Это можно объяснить низкой температуропроводностью (величиной отношения теплопроводности к теплоемкости) теплоизоляционного материала и большой толщиной слоя изоляции (100 мм). Для тепловых расчетов в качестве среднего значения полного коэф-

фициента теплопередачи следует принять  $K = 1,92 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°С})$ . Также был рассчитан полный коэффициент теплопередачи на надземном участке от ЦПС до «38-й км». Данные по его функционированию в январе не были использованы из-за работы в нестационарном режиме, который был обусловлен предшествующим разогревом этого участка путем применения технологии реверсивной перекачки. Коэффициент теплопередачи на участке ЦПС — «38-й км» составил 2,05 кДж/(м<sup>2</sup>·ч·°С), т.е. был близок к полученному среднему значению  $K$  на участке ПСП — ВПСН. Участок «40-й км» — ПСН. Анализ теплового режима участков нефтепровода от ПСП до ПСН имеет большое практическое значение, поскольку подземная прокладка на данном отрезке осуществлена в зоне болот и рек. На участке от «40-й км» до ПСН трубопровод

пересекает 4 реки и 14 ручьев. Трубопровод на этих участках не имеет теплоизоляции, поэтому его охлаждение идет крайне интенсивно. Как следствие, температура нефти на этих участках близка к температуре появления предела текучести (начального напряжения сдвига), что осложняет эксплуатацию не только этих участков, но и всего трубопровода в целом. Во-первых, снижение температуры парафинистой нефти приводит к интенсивной кристаллизации парафина и образованию непрерывной пространственной структуры из парафиновых кристаллов. Нефть становится неньютоновской жидкостью, и ее вязкость резко возрастает. В результате возрастает и гидравлическое сопротивление при движении нефти на этих участках. Во-вторых, работа части нефтепровода в зоне температуры, близкой к температуре появления предела текучести, может

Таблица 1. Фактические технологические параметры перекачки нефти по трубопроводу ЦПС — ПСН  
Table 1. Actual process parameters of oil pumping through the "TsPS — PSN" pipeline

Дата	Значения параметров на начальном, конечном и промежуточных пунктах трубопровода																									
	ЦПС		«38-й км»			ПСП			ВПСН			«40-й км»				«64-й км»				«85-й км»				ПСН		
	Q	P <sub>1</sub>	T <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>1</sub>	Q	T <sub>1</sub>	P <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>1</sub>	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	P <sub>2</sub>	T <sub>2</sub>	P <sub>2</sub>	T <sub>2</sub>	
02.02	118	10	63	7	43	65	105	66	12	20	23	-														
13.02	119	10	63	7	31	65	167	70	48	24	43	34					4	22	7	17	9	15		4,5	3	
19.02	170	14	64	11	40	60	168	69	43	27	48	28	22	16	21	44	10	30	6	28	18	29	6	2	5	
02.03	212	24	62	17	43	55	206	64	61	31	56	41	31	27	25	45	12	39	22	19	11	25	8	2,2	7	
09.03	199	20	63	16			192	65	59	33	57	40	29	27	27	48	13	38/21	22	18	9	22	9	2	8,5	
17.03	174	15	63	13			152	63	40	27	59	27	23	22	27	48	14	38	18,5	27	20	30	10	1,8	8	
19.03	199	21	60	16			197	61	56	33	60	34	26	24	28	48	16	30	18	34	25	33	10	2,8	8,5	
02.04	197	19	59				201	66	35	35	62	16	8	7	30	50	17	17	2	17	7	17	9	2	8	
15.04	228	25	60				215	60	35	36	60	19					15	50	1	15				2	11	
22.04	215	24	57				206	60	41	34	60	19					14	49	1	20				2	10	
09.05	215	23	58				217	59	46	36	63	25					14	51	6	31				3	12	
16.05	215	24	57				213	60	53	33	61	25					15	51	7	29				3	13	
02.06	235	29	56				232	58	51	41	50	26					18	53	3	22				3	15	
26.06	230	30	57				266	60	60	-	48	30					17	50	3	24				3	16	
01.08	202	19	54				250	50	60	33	51	28					21	50	3	23				3	20	
04.08	268	33	54				269	52	61	34	50	31					22	50	1,5	23				3	21	
05.08	116	6	53				121	50	27	29	57	16					17	51	14	12				1	18	
21.08	270	34	55				276	52	60	34	50	27					22	50	1,2	21				3,5	21	
12.09	281	37	56				309	51	60	36	52	26					21	50	1	25				3,4	21	
10.10							233	60	42	36	54	22					18	52	1,6	19				2,9	19	
25.10							258	58	50	35	57	25					18	51	1,6	24				3,8	18	

Примечание: Q — производительность, м<sup>3</sup>/ч; P<sub>1</sub> — давление на выходе, кг/см<sup>2</sup>; P<sub>2</sub> — давление на входе, кг/см<sup>2</sup>; T<sub>1</sub> — температура на выходе, °С; T<sub>2</sub> — температура на входе, °С

**Таблица 2.** Значения полного коэффициента теплопередачи надземного нефтепровода в различное время года  
**Table 2.** Values of the overall heat-transfer coefficient of the above-ground oil pipeline at different times of the year

Дата	19.02	09.03	02.04	15.04	22.04	03.05	16.05	02.06	26.06
Температура воздуха, °С	-22	-6,5	-6	0	-3	-4	-4	+14	+24
Производительность перекачки, м <sup>3</sup> /ч	168	192	201	215	206	217	213	232	266
Полный коэффициент теплопередачи, кДж/(м <sup>2</sup> ·ч·°С)	1,831	1,960	1,986	1,932	1,927	1,730	2,053	1,999	1,886

привести к самопроизвольной остановке всего нефтепровода как единой гидродинамической системы. Возобновление работы нефтепровода после его самоостановки (и, следовательно, «замораживания») является сложным и дорогостоящим мероприятием. Имеющийся фактический материал по технологическим параметрам перекачки нефти позволил провести тепловые расчеты участков «40-й км» — «64-й км», «64-й км» — «85-й км», «85-й км» — ПСН. Анализ расчетных данных показал следующее.

- Средние значения полного коэффициента теплопередачи в феврале — апреле составили: на участке «40-й км» — «64-й км»  $K = 17,60$  кДж/(м<sup>2</sup>·ч·°С), на участке «64-й км» — «85-й км»  $K = 19,02$  кДж/(м<sup>2</sup>·ч·°С). Настолько высокие значения коэффициента теплопередачи являются следствием того, что трубопровод на этих участках проложен во влажных грунтах и в проточной воде.
- На участке «85-й км» — ПСН температура нефти практически одинакова. При одинаковых значениях температур в начале и в конце трубопровода формула (6), используемая для определения  $K$ , теряет математический смысл: такой трубопровод следует считать изотермическим. Вследствие высокой вязкости нефти ее течение происходит в ламинарном (т.е. слоистом) режиме. Передача тепла от центральных слоев потока к стенке идет от слоя к слою, причем высоковязкий пристеночный слой является своего рода тепловой изоляцией.
- Среднее значение полного коэффициента теплопередачи на участке «64-й км» — ПСН в апреле — сентябре составило 14,25 кДж/(м<sup>2</sup>·ч·°С).

По данным АО «Гипровостокнефть», вышеприведенные значения полного коэффи-

циента теплопередачи подземных участков нефтепровода в 4–6 раз превышают значение этого коэффициента для «горячих» подземных трубопроводов, расположенных в средней полосе России.

Результаты проведенных расчетов теплового режима нефтепровода ЦПС — ПСН позволяют сделать следующие выводы.

- Полученные значения полного коэффициента теплопередачи различаются по участкам трассы, позволяют судить об интенсивности тепловых процессов, протекающих на линейных участках, и являются потенциальной основой для выполнения расчета оптимизации температурного режима нефтепровода с целью экономии энергоресурсов.
- Теплоизолированный надземный участок нефтепровода ЦПС — ПСН эксплуатируется в благоприятном тепловом режиме, и в случае его остановки на длительное время не представляет опасности в плане возможности «замораживания».
- Существующий температурный режим подземной части нефтепровода ПСП — ПСН имеет риск «замораживания» вследствие вероятности самопроизвольной остановки, а также в случае даже сравнительно непродолжительной вынужденной остановки.
- Дополнительный нагрев нефти на конечном участке трубопровода не позволяет поднять температуру до значения, обеспечивающего безопасную работу нефтепровода в зимнее время. Наиболее эффективным решением была бы теплоизоляция подземного участка нефтепровода (полная или частичная). Рекомендуются комплекс возможных мероприятий по повышению надежности работы «горячих» нефтепроводов приведен в публикации АО «Гипровостокнефть» [4].

#### Список литературы

1. РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях. Уфа. — ВНИИСПТнефть, 1979.
2. Байнов В.И., Павлюкевич Н.В., Федотов А.К., Шнип А.И. Теплофизика. Т. 2. Термодинамика необратимых процессов, теория конвективного теплообмена, перенос энергии теплового излучения, процессы переноса и фазовые превращения в твердых телах. Минск: Институт тепло- и массообмена имени А. В. Лыкова НАН Беларуси, 2014. — 370 с.
3. Черников В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. М.: Гостоптехиздат, 1958. — 164 с.
4. Николаев А.В., Трейгер Л.М. Аспекты негативных ситуаций при течении парафинсодержащих нефтей и реологически сложных высоковязких сред по трубопроводным линиям: технико-технологические и оперативно-ситуационные решения // Нефть. Газ. Новации. — 2017 — № 9 — С. 64–74.

#### References

1. RD 39-30-139-79. Method of thermal and hydraulic calculation of main pipelines in stationary and non-stationary modes of pumping newtonian and non-newtonian oils in various climatic conditions. Ufa, VNIISPTneft, 1979. (In Russ.)
2. Baykov V.I., Pavlyukevich N.V., Fedotov A.K., Shnip A.I. Thermophysics. Vol. 2. Thermodynamics of irreversible processes, the theory of convective heat transfer, energy transfer of thermal radiation, transfer processes and phase transformations in solids. Minsk: A.V. Lykov Institute of Heat and Mass Transfer of the National Academy of Sciences of Belarus, 2014. 370 p. (In Russ.)
3. Chernikin V.I. Pumping of viscous and hardening oils. Moscow: Gostoptekhizdat, 1958, 164 p. (In Russ.)
4. Nikolaev A.V., Treyger L.M. Aspects of negative situations during the flow of paraffin-containing oils and rheologically complex high-viscosity media along pipeline lines: technical-technological and operational-situational solutions. [Oil. Gas. Innovations] 2017, no. 9, pp. 64–74. (In Russ.)

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.В. Николаев** — концептуализация и разработка методологического подхода; обработка данных и выполнение расчетов; анализ и интерпретация результатов; подготовка текста статьи.

**Л.М. Трейгер** — физико-техническая постановка задачи; разработка методологического подхода; обработка данных и выполнение расчетов; анализ и интерпретация результатов; подготовка текста статьи.

**Aleksandr V. Nikolaev** — conceptualization and development of a methodological approach; data processing and calculation; analysis and interpretation of results; writing the text of the article.

**Leonid M. Treyger** — physical and technical setting of the problem; development of a methodological approach; data processing and calculation; analysis and interpretation of results; writing the text of the article.

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

**Александр Владимирович Николаев\*** — главный специалист по научному сопровождению проектирования, АО «Гипровостокнефть» 443041, Россия, Самара, ул. Красноармейская, д. 93. e-mail: Aleksandr.Nikolaev@giprovostokneft.ru SPIN-код: 5618-6069

**Леонид Мендельевич Трейгер** — кандидат химических наук, главный специалист по научному сопровождению проектирования, АО «Гипровостокнефть» 443041, Россия, Самара, ул. Красноармейская, д. 93. e-mail: Leonid.Treyger@giprovostokneft.ru

**Alexander V. Nikolaev\*** — Chief specialist for scientific design support, Giprovostokneft JSC, 93, Krasnoarmeyskaya str., 443041, Samara, Russia. e-mail: Aleksandr.Nikolaev@giprovostokneft.ru SPIN-code: 5618-6069

**Leonid M. Treyger** — Cand. of Sci. (Chem.), Chief specialist for scientific design support, Giprovostokneft JSC 93, Krasnoarmeyskaya str., 443041, Samara, Russia. e-mail: Leonid.Treyger@giprovostokneft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# «PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



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»)

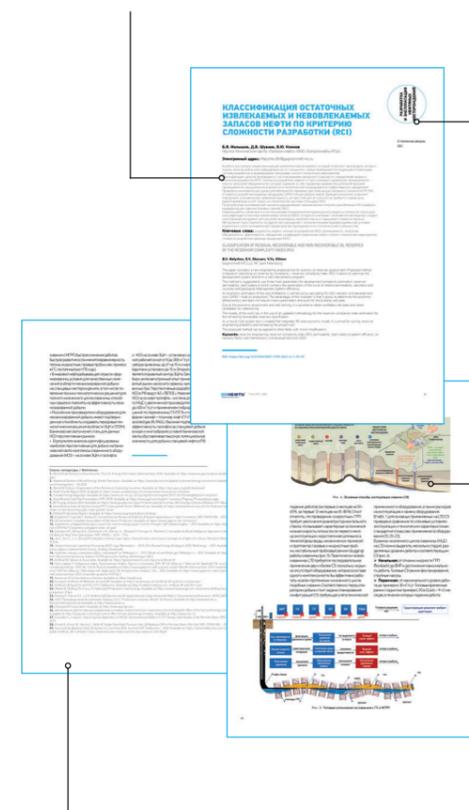
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

**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.

**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 подрисуночной 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.

**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.

\* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке

# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Арктика бросает мне вызов. И я принимаю его! Я готов преодолевать преграды, которые ставит на моем пути бескомпромиссный Север. Эффективно добывать нефть в сложнейших условиях Заполярья – вот задача для настоящего лидера.



Реклама



СТРЕМИМСЯ  
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU