

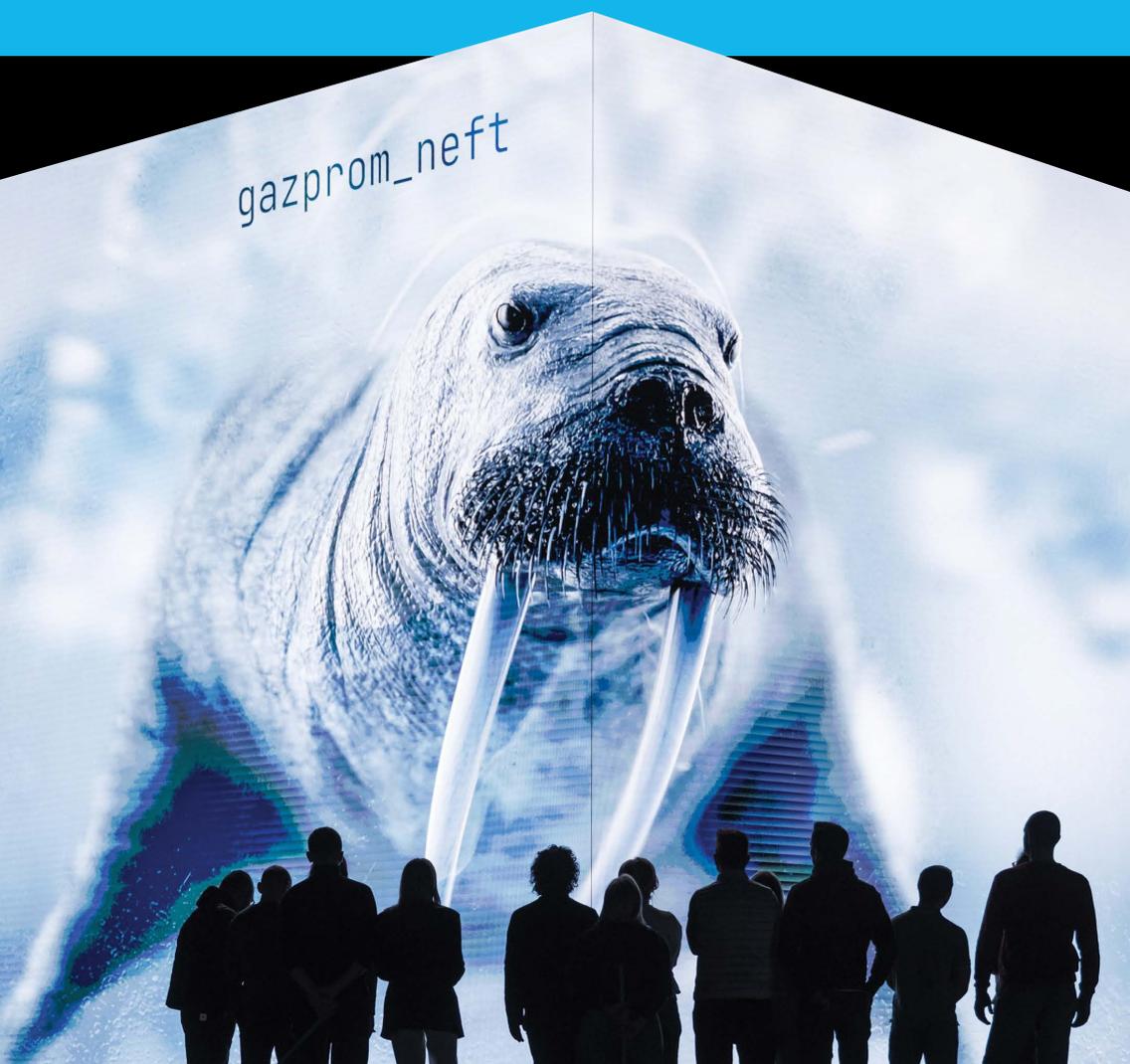
**79**  
стр. Определение состояния  
массива по эффекту  
дискования керна

**106**  
стр. Методика VoK  
для масштабирования  
ценности знаний

**136**  
стр. Анализ трендов  
перспективных материалов  
для нефтегазовой отрасли

## Декарбонизация российской нефтегазовой промышленности

стр. 115



**ПОГРУЖАЯСЬ  
В АРКТИКУ**  
арт-проект газпром\_нефти



Посмотрите видео  
со стенда «Газпром нефти»  
на ПМЭФ



# ГЕОБАЙКАЛ'22

7-Я НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

27 ФЕВРАЛЯ - 3 МАРТА 2023 г. | ИРКУТСК, РОССИЯ

## ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

- Геология Восточной Сибири и Дальнего Востока
- Теория и практика сейсморазведки для поиска углеводородов
- Несейсмические методы для поисков углеводородов
- Комплексование геофизических методов при поиске и разведке УВ
- Бурение и внутрискважинные работы
- Разработка месторождений нефти и газа
- Петрофизика, геомеханика, исследования скважин, ГТИ
- Геонавигация
- Особенности проведения геолого-разведочных работ на шельфовых месторождениях
- Анализ рисков и экономические аспекты геологоразведки
- Твёрдые полезные ископаемые – особенности разведки и разработки
- Изучение верхней части разреза, гидрогеология и инженерно-геологические изыскания
- Производственная безопасность при геолого-разведочных работах: Культура, Люди, Эффективность

**Окончание подачи тезисов - 1 ноября 2022 г.**

**Вас ждут круглые столы и выездные геологические семинары!**

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

## 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.

Журнал рецензируется и аккредитован в Высшей аттестационной комиссии (ВАК) по направлениям: 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин» (технические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (технические науки), 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 25.00.18. «Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых» (технические науки).

### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### РЕДАКЦИЯ

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

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

**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

PRONEFT.  
PROFESSIONALLY ABOUT OIL

### 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.

The journal is reviewed and accredited by the Higher Attestation Commission (HAC) in the following disciplines: 2.8.2. Technology of drilling and development of wells (technical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (technical sciences), 1.6.11. Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences), 25.00.18. Development technology offshore mineral deposits (technical sciences).

### 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

**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

**Olga V. Postnikova**, Dr. Sci. (Geol.), Professor of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

**Aidar R. Sarvarov**, Cand. Sci. (Eng.), Director of the Major Projects Directorate, Gazprom Neft

**Konstantin M. Fedorov**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Director of the Physics and Technology Institute, Tyumen State University

**Sergey F. Khafizov**, Dr. Sci. (Geol.), Head of the Department of Oil and Gas Prospecting and Exploration, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

**Vadim A. Shashel**, Cand. Sci. (Eng.), Deputy General Director for Integrated Solutions, Gazprom Neft Science and Technology Center

### EDITORIAL OFFICE

**Elvira R. Kerimova**, Executive Editor, Scientific Secretary, Gazprom Neft Science and Technology Center

**Denis A. Rebrov**, Advisor to the Deputy General Director, Gazprom Neft

**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.

## НОВОСТИ КОМПАНИИ / COMPANY NEWS

# 7

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

# 14

С.Е. Макаров, Д.М. Еремеев, К.Ю. Кызыма, А.М. Тюрин, М.А. Политыкина, А.В. Колмоец

### **Магнитогорский прогиб Южного Урала: перспективы поиска объектов для хранения парниковых газов**

Sergey E. Makarov, Dmitry M. Ereemeev, Konstantin Yu. Kyzyma, Anatoly M. Tyurin, Marta A. Politykina, Alexandra V. Kolomoets

The Magnitogorsk trough of the Southern Urals: prospects for searching for objects for storing greenhouse gases

# 24

И.И. Алехин, Р.П. Байков, Д.А. Балашов, Е.М. Викторова

### **Полновероятностная оценка многопластового месторождения в условиях высокой неопределенности**

Ilya I. Alekhin, Ruslan P. Baykov, Dmitriy A. Balashov, Evgeniia M. Viktorova

Full-probabilistic evaluation of a multilayer field under high uncertainty terms

# 32

Е.С. Перечнева, Э.А. Вторушина, М.Н. Вторушин

### **Минерально-компонентная классификация пород баженовской высокоуглеродистой формации**

Elena S. Perechneva, Ella A. Vtorushina, Maxim N. Vtorushin

Mineral-component classification of the Bazhenov high-carbon formation deposits

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

# 42

Д.Н. Гуляев, И.А. Жданов, А.А. Ридель, Е.С. Пахомов, М.В. Колесников, А.М. Асланян, Р.Р. Фарахова, В.М. Кричевский, Р.В. Гусс

### **Межскважинные исследования для адаптации геолого-гидродинамической модели с целью выявления зон остаточных запасов и увеличения добычи на зрелом месторождении**

Danila N. Gulyaev, Ivan A. Zhdanov, Alexander A. Rydel, Evgeny S. Pakhomov, Mikhail V. Kolesnikov, Arthur M. Aslanyan, Rushaniya R. Farakhova, Vladimir M. Krichevsky, Rodion V. Guss

Cross-well interference evaluation for reservoir model calibration, undrained reserves localization and brownfield production enhancement

# 52

С.С. Суходанова, Р.Р. Файзуллин, П.Н. Герасименко, В.А. Иванова, С.С. Баранов, М.Р. Юнусова, К.И. Максаков

### **Технологии радиального вскрытия в условиях карбонатных пластов как способ увеличения добычи нефти. От теории к масштабным ОПР**

Svetlana S. Sukhodanova, Ruslan R. Fayzullin, Pavel N. Gerasimenko, Viktoriya A. Ivanova, Sergey S. Baranov, Margarita R. Yunusova, Kirill I. Maksakov

Technologies of radial drilling in the conditions of carbonate reservoirs as a way to increase oil production. From theory to large-scale pilot projects

## 63

А.В. Чураков, М.Н. Пичугин, Е.Г. Казаков, Р.З. Зиязетдинов,  
И.Г. Файзуллин

### **Повышение эффективности разработки месторождений в комплексных инженерных решениях с применением ММГРП**

Artem V. Churakov, Maksim N. Pichugin, Evgeny G. Kazakov,  
Rinat Z. Ziyazetdinov, Ildar G. Fayzullin

Improving the efficiency of field development in integrated engineering solutions  
using multistage multi-zone hydraulic fracturing

## 70

Р.А. Саблин

### **Практические вопросы применения методики учёта трещиноватости коллекторов на примере оптимизации разработки карбонатного объекта Мишриф южных месторождений Республики Ирак**

Roman A. Sablin

Practical application cases of the reservoir fracture heterogeneity accounting  
on the example of Mishrif carbonate reservoir oil recover optimization in the southern fields  
of the Republic of Iraq

## 79

О.В. Салимов

### **Использование эффекта дискования керна в промысловой геомеханике**

Oleg V. Salimov

Using the effect of core dinking in field geomechanics

## 84

К.М. Федоров, И.В. Выдыш, Н.А. Морозовский, К.В. Торопов,  
Д.А. Анурьев, А.Н. Емельянов

### **Общий подход к моделированию технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин**

Konstantin M. Fedorov, Ivan V. Vidysh, Nikita A. Morozovskiy,  
Konstantin V. Toropov, Denis A. Anuriev, Andrey N. Emelaynov

A general approach to modeling technologies of conformance control from injection side

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

## 96

Ю.В. Бесхижко, В.В. Бесхижко, А.И. Ермаков

### **Оптимизация архитектуры системы объектов добычи углеводородов с использованием подводных добычных комплексов. Частный случай**

Yulia V. Beskhizhko, Vladislav V. Beskhizhko, Alexander I. Ermakov

The architecture's optimization of hydrocarbon production facilities to design subsea systems.  
Particular case

## **ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО / ECONOMY. MANAGEMENT. LAW**

## 106

Э.Я. Гринберг, В.В. Можаров, Б.В. Белозеров, Е.А. Верзин

### **Масштабирование ценности знаний на основе методики VoK**

Elvira Y. Grinberg, Vasily V. Mozharov, Boris V. Belozеров, Evgeny A. Verzin

Proliferation of knowledge value based on VoK methodology

# 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.  
Per № ПИ ФС77-71164

УЧРЕДИТЕЛЬ, ИЗДАТЕЛЬ, РЕДАКЦИЯ:

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

ТИРАЖ:  
200 экз.

ДАТЫ:  
Сдано в набор 04.07.2022.  
Подписано в печать 20.09.2022.  
Дата выхода в свет 30.09.2022.

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

КОПИРАЙТ:  
© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти», 2022  
© «Газпром нефть», 2022  
© Научное редактирование статей и верстка  
ООО «НЭИЖОН ИСП», 2022  
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 24

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС:  
в каталогах «Урал-Пресс» — 81003

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:  
свободная цена

# 115

К.В. Першина

## **Декарбонизация российской нефтегазовой промышленности**

Kristina V. Pershina

Decarbonization of the Russian oil and gas industry

# 119

И.Н. Леонтьева

## **Технология «цифровой двойник» как инструмент интеграции между вузами и промышленными предприятиями**

Irina N. Leonteva

"Digital twin" technology as a tool of integration between universities and industrial enterprises

## **НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ / OILFIELD EQUIPMENT**

# 129

В.В. Муленко, Р.М. Шайхулов, Т.Р. Долов, А.В. Булат, Е.И. Конюшков, В.Г. Тимошенко

## **Анализ численных и физических экспериментов роторного газосепаратора условного «2А» габарита**

Vladimir V. Mulyenko, Ruslan M. Shaikhulov, Temir R. Dolov, Andrey V. Bulat, Egor I. Konyushkov, Viktor G. Tymoshenko

Analysis of numerical and physical tests of a rotary gas separator of conditional "2A" size

## **НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ / NEW TECHNOLOGIES**

# 136

В.В. Жуков, А.А. Карпов, И.А. Карпов, Е.М. Коццинская, Р.Р. Хусаинов

## **Анализ трендов перспективных материалов для нефтегазовой отрасли**

Vladislav V. Zhukov, Alexey A. Karpov, Igor A. Karpov, Elena M. Koktsinskaya, Radmir R. Khusainov

Analysis of perspective materials trends for the oil and gas industry

# 148

А.И. Власов

## **Синтез жидких углеводородов: история, обзор развития, ограничения применения и актуальные вызовы**

Artem I. Vlasov

Synthesis of liquid hydrocarbons: history, development overview, limitations of application and current challenges

# 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:

200 copies

DATES:

Sent to typesetting 04.07.2022.

Approved for printing 20.09.2022.

Date of publication 30.09.2022.

PRINTING HOUSE:

Printed at BEAN LLC

1, Barrikad Str. bldg. 5, 603003, Nizhny Novgorod, Russia

COPYRIGHT:

© PRONEFT. Professionally about Oil, 2022

© Gazprom Neft, 2022

© Academic editing and proofreading of journal articles and composition services

NEIKON ISP LLC, 2022

4, Letnikovskaya Str. bldg. 5, office 24, 115114, Moscow, Russia

INDEX FOR SUBSCRIPTION:

In catalogues of Ural press: 81003

PRICE FOR A COPY:

open price



## УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Мы открываем новую рубрику: каждый номер нашего журнала будет включать обращение одного из членов редакционной коллегии. Все они – авторитетные представители российской науки и нефтегазового бизнеса, которые вносят существенный вклад в развитие нашей индустрии. Такая авторская колонка поможет вам узнавать их экспертное мнение о ситуации в отрасли и перспективах ее развития. Я с удовольствием начну эту новую традицию прямого общения с вами, наши читатели. Сегодня технологический портфель «Газпром нефти» в области разведки и добычи является отражением нашей бизнес-стратегии. Он сформирован из трех ключевых направлений: проекты повышения эффективности текущего бизнеса (к примеру, новые технологии геологоразведки и обустройства месторождений, цифровые инструменты), стратегические ставки (разработка трудноизвлекаемых запасов нефти, таких как бажен, ачимовка и другие, а также химические методы увеличения нефтеотдачи) и прорывные инновации (новые материалы, роботизация, искусственный интеллект).

В 2022 году наши дочерние общества в два раза увеличили портфель задач и гипотез в области технологического развития, а это значит, что теперь они работают не только с готовыми решениями, но и управляют процессом создания и тиражирования технологий. Сейчас в планах наших активов 325 технологических проектов для потенциального запуска, а 120 инициатив уже готовы к тиражированию.

На своем опыте мы поняли, что технологические проекты эффективнее реализовывать в партнерской модели. Тогда все стороны максимально заинтересованы как в создании успешного реше-

ния, так и в его дальнейшем развитии. Партнеры полностью погружены в наши процессы и проблематику, замотивированы создать востребованный рынком продукт, ведь от этого зависит и их доход. При этом для нас самих важно всеми доступными инструментами сокращать путь от создания продукта до его промышленного применения. В процессе формирования партнерств мы активно используем модель «открытых инноваций», когда для решения технологических вызовов привлекается самый широкий круг компаний. Во-первых, это крупные производители из разных отраслей, которые готовы создавать для нас востребованные решения, ориентируясь на долгосрочный спрос. Во-вторых, мы сотрудничаем с фондом «Новая индустрия», который инвестирует в высокотехнологичные проекты, специализирующиеся на разработке прорывных технологий и оборудования для нефтегазовой отрасли. В-третьих, активно работаем со стартапами. Например, в прошлом году мы успешно запустили первую акселерационную программу INDUSTRIX. В итоге получили более 500 заявок от компаний со всей России, из которых в итоге выбрали 13 лучших решений для тестирования на своих месторождениях. Победители смогут претендовать на венчурное финансирование. До конца года мы планируем запустить новый технологический акселератор. Приглашаем к участию инновационные компании. Надеюсь, что и среди читателей нашего журнала найдутся те, кто сможет в нем принять участие.

*Директор по технологическому развитию  
«Газпром нефти» Алексей Вашкевич*

## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И «ЭКОНО-ТЕХ» СОЗДАЮТ ПРОИЗВОДСТВО ГУАРОВОЙ КАМЕДИ В РОССИИ

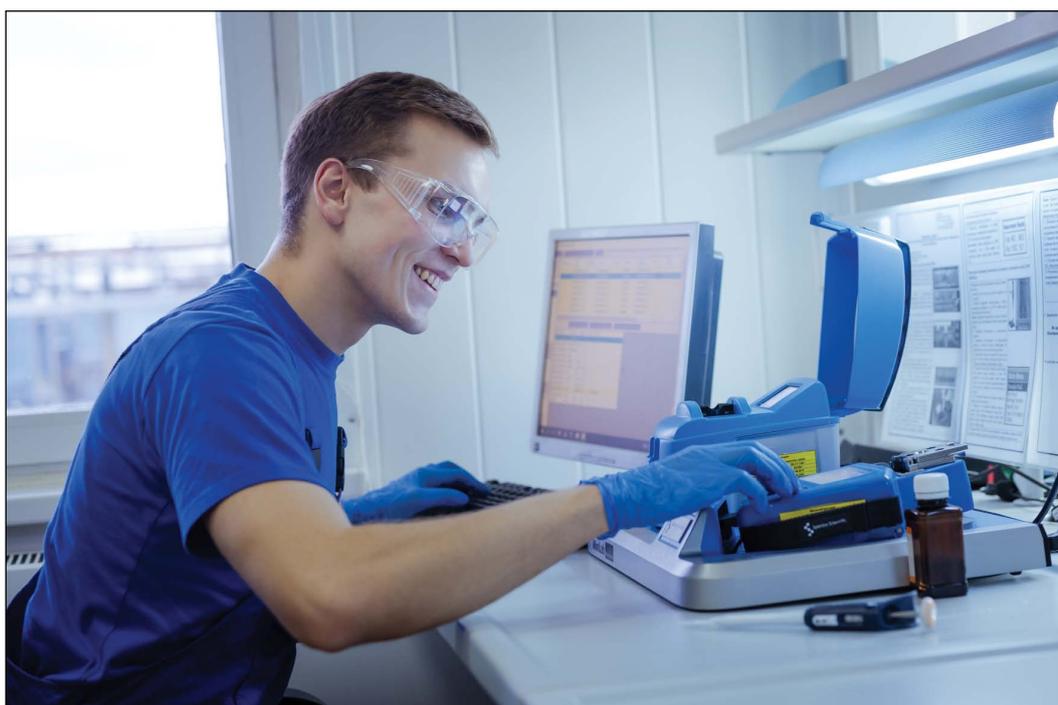
«Газпром нефть» и компания «ЭКОНО-ТЕХ» заключили соглашение о развитии производства гуаровой камеди — важнейшего компонента для увеличения нефтеотдачи пластов. Документ подписали заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев и директор «ЭКОНО-ТЕХ» Дмитрий Осипов.

Гуаровая камедь — это растительный продукт из зерен бобовой культуры гуар, которая произрастает преимущественно в Индии и Пакистане. В нефтяной отрасли гуаровая камедь используется при проведении операций по гидроразрыву пласта (ГРП) — технологии, которая позволяет вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы нефти.

Гуаровую камедь будут производить на заводе компании «ЭКОНО-ТЕХ» в Нижневартовске. Это позволит обеспечить оптимальную логистику продукции на нефтедобывающие предприятия в ХМАО-Югре и ЯНАО. Мощность завода на начальном этапе составит порядка 6 тыс. тонн продукции в год, выпуск продукции ожидается уже в сентябре 2022 года. Месторождения «Газпром нефти» в ХМАО-Югре станут площадкой для первых испытаний гуаровой камеди российского производства.

«Гидроразрыв пласта — одна из ключевых операций, которая позволяет эффективно осваивать сложные запасы и продлевать жизнь зрелых месторождений. Сегодня ГРП используется на 70 % скважин, давая возможность рентабель-

но получать из них нефть. Именно поэтому так важно, чтобы вся наша отрасль имела беспрепятственный доступ к этой технологии. Для этого мы вместе с партнерами из различных отраслей экономики стремимся создавать в России все элементы, требующиеся для выполнения ГРП — от ИТ-программ до оборудования и специальных составов, необходимых для закачки в пласт. Очередным шагом в этом важном для нефтяной индустрии проекте станет начало выпуска на территории России отечественного продукта, который будет применяться на наших месторождениях», — отметил заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев. «Наш завод позволит организовать масштабную переработку гуара на российском рынке, что даст стимул отечественным растениеводческим хозяйствам по выращиванию перспективной культуры, востребованной во многих отраслях, гарантируя переработку на территории России. При этом нефтяные компании смогут получать безопасный природный отечественный продукт для проведения высокотехнологичных операций. В перспективе в стране будет сформирован полный цикл получения гуаровой камеди — от выращивания до переработки», — сказал директор «ЭКОНО-ТЕХ» Дмитрий Осипов.



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАСШИРЯЕТ ИНФРАСТРУКТУРУ ФЛАГМАНСКОГО АКТИВА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

«Газпром нефть» ввела в эксплуатацию первую очередь установки подготовки нефти на месторождении имени Александра Жагрина — ключевом активе нового нефтяного кластера компании в Западной Сибири. Комплекс запустили в работу полномочный представитель Президента РФ в УрФО Владимир Якушев, губернатор ХМАО-Югры Наталья Комарова и председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков. Новая инфраструктура позволит увеличить добычу на месторождении в 2022 году более чем в 2 раза — до 5,5 млн тонн н. э.

Месторождение имени Александра Жагрина, открытое в ХМАО-Югре в 2017 году, имеет начальные геологические запасы 217 млн тонн нефти и является ядром нового нефтяного кластера «Зима», в состав которого входят 8 лицензионных участков площадью более 5 000 км<sup>2</sup> и геологическими запасами 840 млн тонн нефти.

Установка подготовки нефти обеспечит подготовку продукции до товарного качества с последующей транспортировкой до магистрального трубопровода Нижневартовск — Курган — Самара. С запуском второй очереди установки в 2023 году производственные мощности увеличатся до 8 млн тонн нефти в год. Новый технологический комплекс повысит эффективность добычи и в перспективе позволит приступить к разработке других активов кластера.

«Проект «Зима», флагманским активом которого является месторождение имени Жагрина, раз-

вивается очень динамично и уже стал одним из ключевых для нашей компании. Благодаря результатам геологоразведки мы увеличили его ресурсную базу в 8 раз с 2015 года. Объемы добычи растут в среднем на 25 % в год. На месторождениях «Зимы» обнаружены не только традиционные, но и трудноизвлекаемые запасы углеводородов. Наша компания обладает всеми необходимыми технологиями и компетенциями для работы с такими запасами. Сегодня на долю «трудной» нефти приходится уже около 40 % нашей добычи, а в новых проектах — до 80 %. Поэтому у меня нет сомнений, что после завершения необходимых геологических исследований мы сможем реализовать потенциал месторождения имени Жагрина и всего кластера «Зима» в полной мере», — сказал председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков.



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И ИТМО СОЗДАЛИ ЦЕНТР ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ ХИМИИ

«Газпром нефть» и Университет ИТМО открыли в Санкт-Петербурге высокотехнологичный лабораторный центр инновационной химии. Это совместный инвестиционный проект компании и вуза, в рамках которого закуплено 80 видов лучшего мирового оборудования.

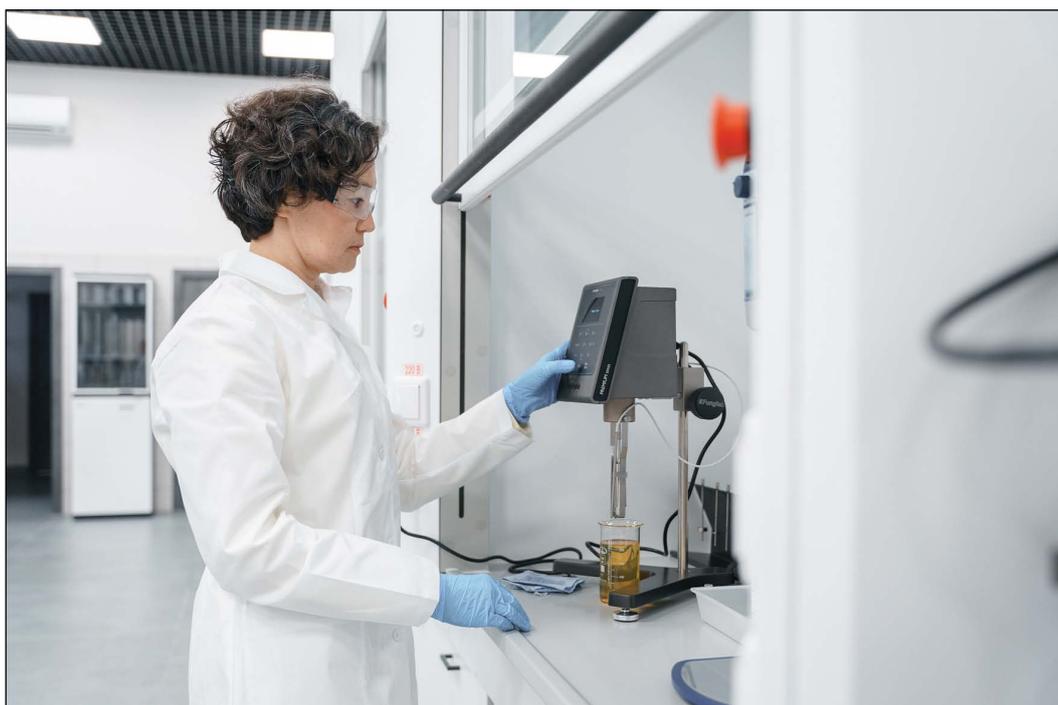
Лабораторный центр способен выполнять более 150 различных исследований, часть которых ранее была недоступна для компаний на российском рынке. Специализация центра — разработка и изучение химических изобретений для нефтяной индустрии и смежных отраслей промышленности. Ежегодно на базе нового комплекса будут проводить сотни исследований для предприятий Ямала, Ханты-Мансийского автономного округа, Оренбургской области и других нефтегазовых регионов.

«В нашу инновационную экосистему входят 16 ведущих российских вузов. Со многими из них у нас заключены долгосрочные договоры на научно-исследовательские работы, камеральные исследования, экспертизу и инженерный сервис. Открытие новой совместной лаборатории с ИТМО — еще один важный шаг в развитии нашей экосистемы, где мы вместе с научными партнерами разрабатываем решения для российской нефтегазовой отрасли. Здесь есть всё необходимое для проведения целого комплекса уникальных исследований, и уже сейчас мы получаем коммерческие заказы на них, в том числе и от других компаний», — отметил директор

по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Мы создали уникальную лабораторию, где будут проводиться востребованные исследования в области бурения, разведки, добычи и транспортировки нефти. Это большой шанс для наших студентов. Они могут решать реальные вызовы компании с использованием высокотехнологичного оборудования, участвовать в разработке уникальных продуктов полного цикла с высокой ценностью на внешнем рынке. Работа в лабораториях центра поможет бакалаврам, магистрантам и аспирантам получить компетенции, необходимые на старте карьеры в периметре компании, эффективнее изучить и освоить экспериментальные методы исследований флюидов и химических реагентов, автоматизацию и моделирование процессов добычи нефти и газа. Кроме того, это обеспечит более тесную кооперацию между бизнесом и наукой», — сказала директор НОЦ «Газпром нефть — ИТМО», профессор Центра химической инженерии Университета ИТМО Майя Успенская.

**Посмотрите, как выглядит лаборатория, в нашем видео.**



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ РОССИЙСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

«Газпром нефть» испытала на Холмогорском месторождении в Западной Сибири российские поверхностно-активные вещества для повышения нефтеотдачи залежей. Их применение помогло увеличить коэффициент извлечения углеводородов на рекордные 18 %. Тиражирование решения позволит на 45 % нарастить запасы актива и дополнительно вовлечь в разработку более 5 млн тонн нефти.

По итогам испытаний общий коэффициент извлечения нефти (КИН) достиг 64 %. Это является одним из самых высоких отраслевых показателей, притом что средний КИН в России составляет около 35%.

Технологический эксперимент на Холмогорском месторождении подтвердил высокую эффективность поверхностно-активных веществ, разработанных в партнерстве с группой компаний «НОРКЕМ». В ближайшее время планируется продолжить испытания новых реагентов при ПАВ-полимерном заводнении. По результатам тестирования будет принято решение о тиражировании технологии с применением российских материалов на активах «Газпром нефти» в Западной Сибири. Полномасштабное внедрение инновационных методов увеличения нефтеотдачи может обес-

печить компании дополнительную добычу 225 млн тонн нефти.

«Перспективы российской нефтегазовой отрасли в значительной степени зависят от развития отечественных решений увеличения нефтеотдачи на зрелых месторождениях. Современные технологии способны остановить падение добычи и продлить их жизненный цикл на 10 лет и более. Это очень важно для многих российских регионов, где месторождения постепенно истощаются. Одна из стратегических целей — локализация в России производства поверхностно-активных веществ. Реализация проекта поможет оптимизировать логистические цепочки и снизить стоимость составов, необходимых для внедрения ХМУН в масштабах всей страны», — сказал директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Васькевич.



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАСШИРЯЕТ ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ИЗ РОССИЙСКОЙ НЕМАГНИТНОЙ СТАЛИ

«Газпром нефть» приступила к внедрению бурового оборудования из отечественной немагнитной стали. Тестирование образцов на месторождениях ЯНАО и ХМАО подтвердило высокую прочность сплава и его устойчивость к коррозии. При этом по ряду показателей российский материал превосходит зарубежные аналоги.

Проект развития производства сплава реализуется по инициативе «Газпром нефти» и при поддержке Министерства энергетики и Министерства промышленности и торговли России. Компания сопровождала работы на этапах лабораторных и стендовых испытаний, а также обеспечила заказами первую партию продукции.

В 2022 году планируется выпустить свыше 200 тонн немагнитной стали. В ближайшие годы «Газпром нефть» расширит применение оборудования с использованием новой стали на добычных проектах. В перспективе материал будет востребован и в других отраслях российской промышленности.

«Разработка отечественной немагнитной стали — это большой и важный шаг для российской промышленности. Именно качество исходного металла зачастую является проблемным звеном в проектах импортозамещения. Характеристики разработанной стали подтверждают ее востребованность в нефтегазовом секторе для изготовления бурильных труб, геофизических приборов, телеметрии и роторно-управляемых систем, то есть практически всей линейки внутрисква-

жинного оборудования. Мы также убедились, что отечественная разработка по некоторым параметрам превосходит доступные на рынке зарубежные аналоги», — отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

Справка:

Высокопрочная российская немагнитная сталь марки RUMET 960 разрабатывалась «ПКФ-Газ-НефтеМашем» совместно с отечественными производителями при поддержке Минэнерго и Минпромторга России. Немагнитная сталь необходима для изготовления оборудования, предназначенного для бурения скважин. Ее применение повышает точность измерений телеметрических приборов за счет снижения возможных помех. Ранее подобные сплавы, отвечающие запросам современной нефтегазовой отрасли, в промышленных масштабах в России не производились.



# ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АКСЕЛЕРАТОР «ГАЗПРОМ НЕФТИ» INDUSTRIX ВЫБРАЛ ЛУЧШИЕ СТАРТАПЫ

Акселератор проектов в области разведки и добычи «Газпром нефти» INDUSTRIX выбрал 13 лучших стартапов из более чем 500 заявок со всей России. Предложения разработчиков связаны с новыми методами поиска углеводородов, роботизацией мониторинга промышленных объектов, цифровизацией процессов добычи и повышением операционной эффективности.

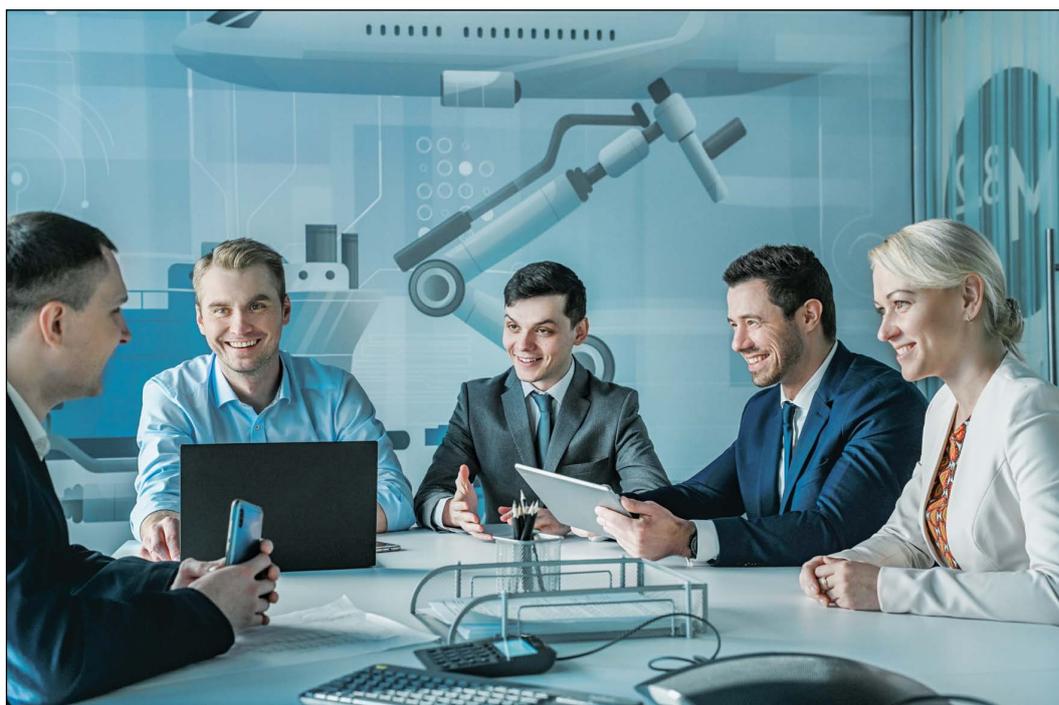
«Пилоты» пройдут опытно-промышленные испытания на месторождениях «Газпром нефти» и на площадках партнеров программы. При этом ряд стартапов уже внедряется на месторождениях компании. В ЯНАО разворачивается интеллектуальная система обустройства нефтегазовых промыслов, которая снизит капитальные затраты при строительстве инфраструктуры. Команда другого стартапа тестирует систему анализа данных сейсморазведки, алгоритм которого в разы повышает качество обработки геологической информации.

После оценки итогов тестирования в конце года жюри из представителей «Газпром нефти», ТМК, НЛМК, венчурного фонда «Новая индустрия» и Фонда содействия инновациям определит победителей, которые смогут претендовать на венчурное финансирование своих продуктов для дальнейшего тиражирования и развития. В 2022 году «Газпром нефть» планирует запустить второй поток акселератора INDUSTRIX, нацеленный на проекты импортозамещения.

«Мы развиваем экосистему российских открытых инноваций. Стартапы получают возможность ре-

ализовать свои идеи, а наша компания — решать бизнес-задачи. Часть предлагаемых технологий может тиражироваться в смежных индустриях, и наши кросс-отраслевые партнеры подтвердили заинтересованность в ряде проектов. В этом году мы планируем повторить программу INDUSTRIX. Мы создаем форматы для постоянной генерации и поиска технологий на любом уровне их развития: инкубатор для технологических идей, акселератор ранних стадий и решений, готовых к испытаниям, венчурный фонд «Новая индустрия» для команд, которым нужны инвестиции для развития готового бизнеса», — сказал директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

Справка:  
INDUSTRIX — акселерационная программа «Газпром нефти» для развития технологических стартапов и инновационных решений в области поиска и добычи углеводородов, индустрии 4.0, капитального строительства и альтернативной энергетики. Акселератор является одним из инструментов технологического менеджмента и привлечения технологий с внешнего рынка. Наиболее перспективные проекты смогут претендовать на интеграцию в бизнес компании и инвестиции от ведущих венчурных фондов.



# ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ СБОРКИ

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» разрабатывают уникальный программный комплекс для интегрированного моделирования актива. Это удобная рабочая среда, построенная по принципу «NO CODE» (не требует навыков программирования) и позволяющая, с одной стороны, объединить все имеющиеся инструменты по интегрированному моделированию, а с другой — в любой момент создавать, добавлять и внедрять в работу новые модули для решения специфических задач. Кроме того, инструмент хранит и делает доступными для пользователей все созданные модели и их версии. ПО сейчас находится на стадии прототипа.



ЭЛЕКТРОННАЯ  
РАЗРАБОТКА  
АКТИВОВ

до 10%

СУММАРНАЯ  
ЭКОНОМИЯ  
ТРУДОЗАТРАТ

# МАГНИТОГОРСКИЙ ПРОГИБ ЮЖНОГО УРАЛА: ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

© Коллектив авторов,  
2022



**С.Е. Макаров<sup>1,\*</sup>, Д.М. Еремеев<sup>1</sup>, К.Ю. Кызыма<sup>1</sup>, А.М. Тюрин<sup>2,3</sup>, М.А. Политыкина<sup>2</sup>,  
А.В. Коломоец<sup>2,3</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Газпромнефть-Оренбург», РФ, Оренбург

<sup>2</sup>ООО «ВолгоУралНИПИгаз», РФ, Оренбург

<sup>3</sup>Оренбургский государственный университет, РФ, Оренбург

**Электронный адрес:** orb-priemnaya@gazprom-neft.ru

В стратегическом контексте развития отрасли CCS (Carbon capture and storage), включая геологическое изучение недр для CCS, в целях долгосрочного планирования бизнеса в РФ, необходимости прогнозирования и дальнейшего улавливания и размещения в недрах более 10 млрд т CO<sub>2</sub> в год рассмотрены перспективы поиска объектов для хранения CO<sub>2</sub> в промышленно развитой восточной части Оренбургской области.

**Цель.** Оценка перспектив поиска в оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба объектов для хранения углекислого газа.

**Материалы и методы.** Оренбургский сегмент Магнитогорского прогиба изучен геологической съемкой, грави-, магнито- и сейсморазведкой, бурением и горными выработками. Работы по оценке перспектив его нефтегазоносности выполнены в небольшом объеме. Интерпретация этого комплекса геолого-геофизических данных осуществлена по технологиям оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов.

**Результаты.** В оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба имеются геологические объекты для хранения парниковых газов. Выделены литолого-формационные комплексы, перспективные на их поиск: ордовикский, силурийский, нижне-среднедевонский, верхнедевонский, нижне-среднекаменноугольный, юрский и мезозойские коры выветривания; дан прогноз глубин их залегания.

**Заключение.** Дальнейшими региональными геолого-разведочными работами в Магнитогорском прогибе на всём его протяжении должна решаться задача прогноза зон развития объектов, перспективных для хранения парниковых газов.

**Ключевые слова:** эмитенты углекислого газа, парниковый газ, длительное хранение, Южный Урал, Магнитогорский прогиб, литолого-формационные комплексы, Оренбургская область

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

**Для цитирования:** Макаров С.Е., Еремеев Д.М., Кызыма К.Ю., Тюрин А.М., Политыкина М.А., Коломоец А.В. Магнитогорский прогиб Южного Урала: перспективы поиска объектов для хранения парниковых газов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):14–23. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-14-23>

*Статья поступила в редакцию 18.04.2022*

*Принята к публикации 27.05.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

THE MAGNITOGORSK TROUGH OF THE SOUTHERN URALS: PROSPECTS FOR SEARCHING FOR OBJECTS FOR STORING GREENHOUSE GASES

**Sergey E. Makarov<sup>1,\*</sup>, Dmitry M. Ereemeev<sup>1</sup>, Konstantin Yu. Kyzyma<sup>1</sup>, Anatoly M. Tyurin<sup>2,3</sup>,  
Marta A. Politykina<sup>2</sup>, Alexandra V. Kolomoets<sup>2,3</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom-neft Orenburg LLC, RF, Orenburg

<sup>2</sup>VolgoUralNIPIGaz LLC, RF, Orenburg

<sup>3</sup>Orenburg State University, RF, Orenburg

**E-mail:** orb-priemnaya@gazprom-neft.ru

In the strategic context of the development of the CCS industry (including geological exploration of the subsoil for CCS) for the purposes of long-term business planning in the Russian Federation, the need to forecast and further capture and place in the subsoil more than 10 billion tons. CO<sub>2</sub> per year, the prospects for searching for objects for storing CO<sub>2</sub> in the industrially developed Eastern part of the Orenburg region are considered.

**Aim.** Evaluation of the prospects for searching in the Orenburg segment of the Magnitogorsk trough for objects for storing carbon dioxide.

**Materials and methods.** Orenburg segment of the Magnitogorsk profiling of skin removal, gravity, magnetic and seismic exploration, drilling and mining. Works on the assessment of the prospects for its oil and gas content reach a small volume. The interpretation of this complex of geological and geophysical data is carried out according to the technology for assessing the prospects for oil and gas content in narrow regions.

**Results.** In the Orenburg segment of the Magnitogorsk trough, there are geological facilities for storing greenhouse gases. Lithological-formational complexes promising for their search have been identified: Ordovician, Silurian, Lower-Middle Devonian, Upper Devonian, Lower-Middle Carboniferous, Jurassic and Mesozoic weathering crusts. The forecast of their occurrence depths is given.

**Conclusions.** Further regional exploration work in the Magnitogorsk trough throughout its entire length should also solve the problem of predicting the development zones of objects that are promising for storing greenhouse gases.

**Keywords:** carbon dioxide emitters, greenhouse gas, long-term storage, Southern Urals, Magnitogorsk trough, lithological-formational complexes, Orenburg region

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

**For citation:** Makarov S.E., Ereemeev D.M., Kyzyma K.Yu., Tyurin A.M., Politykina M.A., Kolomoets A.V. The Magnitogorsk trough of the Southern Urals: prospects for searching for objects for storing greenhouse gases. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):14–23. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-14-23>

*Manuscript received 18.04.2022*

*Accepted 27.05.2022*

*Published 30.09.2022*

## ВВЕДЕНИЕ

По данным компании BP [1] объем эмиссии углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) в мире в «доковидном» 2019 году достиг 34,0 млрд т, в 2020 году он сократился на 6,2 %. Эти цифры для России — 1,5 млрд т и 7,4 %, соответственно. По объёмам эмиссии газа в 2020 году (4,6 % от общемирового) Россия занимает четвертое место после Китая (30,7 %), США (13,8 %) и Индии (7,1 %).

Стабилизировать содержание углекислого газа в атмосфере можно двумя способами: развитием системы его длительного хранения в геологических объектах и резким уменьшением использования ископаемого топлива для производства энергии. Первый способ реализуется на основе технологии CCS (carbon capture and storage technology), включающей выделение  $\text{CO}_2$  из газов, образовавшихся в процессе промышленного производства, его компримирование, транспортировку и закачку в геологические объекты для хранения. Такими объектами могут быть выработанные месторождения углеводородов, угольные пласты и целенаправленно разведанные локальные ловушки.

На текущий момент в РФ только формируется ряд нормативных документов, в которых будут отражены требования к объектам хранения парниковых газов, тем не менее, очевидно, что они должны базироваться и соответствовать международным требованиям сертификации. Основными факторами, обеспечивающими качество хранения газов, являются: структурный (использование пологих водоносных горизонтов не исключается), гидродинамический, растворение газа в пластовой воде, минеральное улавливание (результат взаимодействия газа с породами и флюидами с образованием твердого осадка). Предпочтительным состоянием флюида

для хранения является жидкая и сверхкритическая фазы. По гидродинамическим условиям жидкая фаза газа может храниться в ловушках на глубинах более 600–1000 м, сверхкритическая — более 1000 м.

На текущий момент «Газпром нефти» удалось достигнуть определенных результатов в области газотранспортной инфраструктуры на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, что позволило снизить объемы выбросов  $\text{CO}_2$ . Еще одним не менее важным направлением является развитие подходов CCS. Необходимые предпосылки к высокой эффективности реализации безуглеродной экономики в Оренбургском регионе имеются, в том числе, и перспективы взаимодействия с компаниями-эмитентами [2].

В восточной части Оренбургской области основными эмитентами в атмосферу углекислого газа являются ПАО «Орскнефтеоргсинтез», АО «Уральская сталь», ООО «Анкерманн Цемент», АО «Новотроицкий цементный завод», ТЭЦ Орско-Халиловского комбината. Исходя из объемов годового производства предприятий и удельных показателей генерации углекислого газа на единицу продукции, суммарный годовой объем его эмиссии экспертно оценивается в 10,4 млн т. Общий вывод однозначный: в промышленно развитом регионе (восток Оренбургской области) в обозримом будущем необходимо будет выполнить работы по поиску геологических объектов для длительного хранения углекислого газа по технологии CCS.

## ЦЕЛЬ

В нефтегазоносных провинциях с поиском объектов для хранения углекислого газа по технологии CCS проблем не имеется.

Например, на западе Оренбургской области в качестве потенциальных могут рассматриваться выработанные месторождения нефти и газа в подсолевых терригенно-карбонатных и карбонатных отложениях девонско-нижнепермского возраста. Особый интерес представляют антиклинальные поднятия в надсолевых терригенных отложениях перми. В них имеются пласты-коллекторы (песчаники) и надёжные покрышки (аргиллиты, глины и соли). Контрастное проявление соляной тектоники обеспечивает формирование структурных ловушек. На территории Татарстана выделено несколько типов природных объектов, которые могут быть использованы для хранения углекислого газа [3]. Необходимо дополнительно оценить степень их надёжности и выполнить экономическую оценку. Совершенно другая ситуация в регионах за пределами нефтегазоносных провинций.

Геологическое изучение Южного Урала проводилось, главным образом, по направлению «Геологическое картирование и поиски твёрдых полезных ископаемых». Отдельные свиты, в составе которых имеются карбонатные и терригенные породы, не идентифицировались как фации бассейна седиментации. Не изучены принципиальные для нефтегазовой геологии характеристики потенциально продуктивных пород: их фильтрационно-емкостные свойства, распространение и качество региональных и зональных флюидопоров (покрышек), наличие структурных и неструктурных ловушек углеводородов. Работы по оценке перспектив нефтегазоносности оренбургского сегмента прогиба проведены в небольшом объеме. Соответствующие научные исследования не выполнялись.

Целью работы, результаты которой отражены в настоящей статье, является оценка перспектив поиска в оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба объектов для хранения углекислого газа по технологии CCS.

## **МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ**

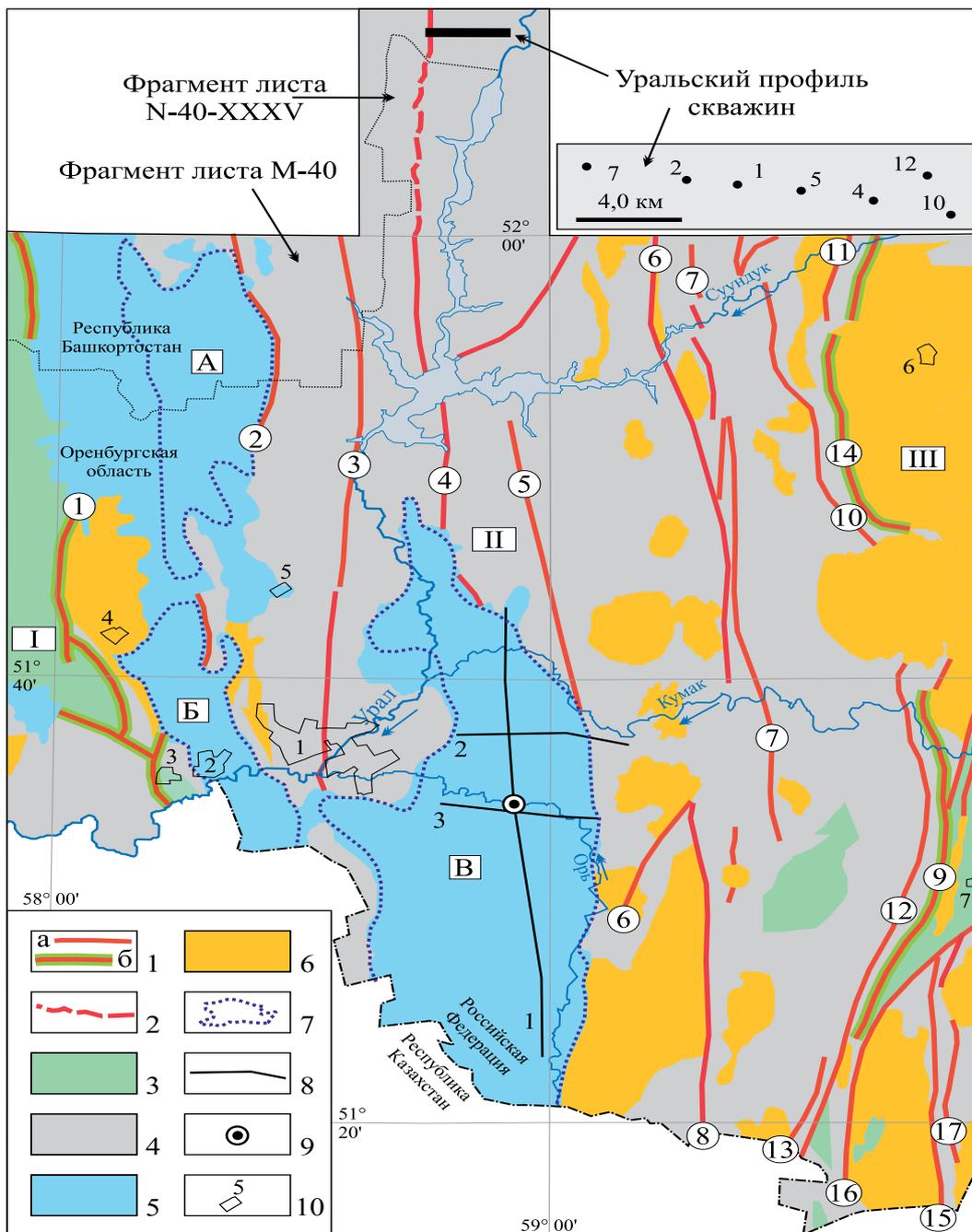
Оренбургский сегмент Южного Урала изучен геологической съемкой, грави-, магнито- и сейсморазведкой, бурением и горными выработками. Составлена государственная геологическая карта масштаба 1:1000000 (лист М-40 с клапаном М-41 [4]).

В регионе в 1991–1992 годах отработаны три региональных сейсморазведочных профиля МОГТ общей длиной 138 км. С целью оценки перспектив нефтегазоносности разреза, изученного сейсморазведкой, в 1993 году пробурена параметрическая скважина

1 Ащebutакская, глубиной 1261 м (рис. 1). В скважине выполнен комплекс ГИС (ГК, КС, ПС, ГГК-П, КМВ) и сейсмокаротаж. На территории Башкортостана рядом с границей Оренбургской области в 1974–1975 годах выполнены детальные сейсморазведочные работы МОГТ на нескольких площадях. По результатам геологической съёмки закартированы нефтегазоперспективные структуры. На Уральской структуре рекомендовано бурение глубоких скважин по широтному профилю. Пять скважин пробурено в 1970-х годах XX в. (рис. 1). Их глубины — от 2407 до 5010 м. Результаты бурения, в том числе и нефтегазопроявления, приведены в публикации [6]. В 2004 году в районе Уральского профиля выполнены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ. В толще отложений возрастом от среднего девона до среднего карбона закартирована крупная антиклинальная структура, названная Уральской глубиной. Наличие структуры подтверждено результатами обработки данных грави- и магниторазведки (2005 год) [7]. Прогнозируется её нефтегазоносность. По имеющимся геолого-геофизическим данным разработано научное обоснование перспектив нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба [8]. Относительно детально рассмотрены только нижне-среднекаменноугольные отложения. Методы достижения поставленной цели — интерпретация комплекса геолого-геофизических данных, характеризующих вещественный состав и условия залегания осадочных и вулканогенно-осадочных образований, по технологиям оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов.

## **ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ГЕОЛОГИИ РЕГИОНА**

Южный Урал (Уральская складчатая система) включает с запада на восток Западно-Уральскую зону складчатости, Центрально-Уральское поднятие, Магнитогорский (Тагило-Магнитогорский) мегасинклиний, Восточно-Уральский мегаантиклинорий и Зауральский мегасинклиний. В структурно-формационном плане два последних тектонических элемента объединены в Восточно-Уральскую мегазону (СФМЗ). На Южном Урале и сопредельной территории Восточно-Европейской платформы выделяются три структурных этажа: рифейско-среднекембрийский (байкальский), верхнекембрийско-триасовый (каледонско-герцинский) и мезозойско-кайнозойский



**Рис. 1.** Оренбургский сегмент Магнитогорского прогиба. Области развития под мел-четвертичными отложениями разновозрастных образований. 1 — региональные разломы (а); разломы, по которым проведены границы Магнитогорского прогиба (б) на листе М-40 [4]; 2 — Кизильский региональный разлом на листе N-40-XXXV [5]. Цифры в кругах — региональные разломы: 1 — Восточно-Уралтаусский; 2 — Западно-Ирендыкский; 3 — Восточно-Ирендыкский; 4 — Западно-Кизильский; 5 — Восточно-Кизильский; 6 — Западно-Анжарский; 7 — Восточно-Анжарский; 8 — Архангельский; 9 — Домбаровский; 10 — Восточно-Теренсайский; 11 — Крыклинский; 12 — Джарлинский; 13 — Малдыгусайский; 14 — Северо-Джусинский; 15 — Западно-Аниховский (Еленовский); 16 — Саздинский; 17 — Ушкотинский. Области развития под мел-четвертичными отложениями образований рифейско-нижнедевонского (3), нижнедевонско-среднекаменноугольного (4) и юрского (5) возраста. 6 — интрузивные массивы; 7 — впадины мезозойского возраста: Таналыкско-Баймакская (А), Аккерманская (Б), Орская (В); 8 — региональные сейсморазведочные профили МОГТ; 9 — положение скважины 1 Ащевутанская. 10 — Населённые пункты: Орск (1); Новотроицк (2); Аккермановка (3); Халилово (4); Гай (5); Адамовка (6); Ясный (7).

**Fig 1.** Orenburg segment of the Magnitogorsk trough. Areas of development under the Cretaceous-Quaternary deposits of formations of different ages. 1 — regional faults (a); faults along which the boundaries of the Magnitogorsk trough are drawn (b) on sheet M-40 [4]; 2 — Kizil regional fault on sheet N-40-XXXV [5]. Numbers in circles are regional faults: 1 — East Uraltaus; 2 — West Irendytsky; 3 — East Irendytsky; 4 — West-Kizilsky; 5 — East Kizilsky; 6 — West Akzharsky; 7 — East Akzharsky; 8 — Arkhangelsk; 9 — Dombarovsky; 10 — East Terensai; 11 — Kryklinsky; 12 — Dzharlinsky; 13 — Malydgyusaysky; 14 — North Dzhusinsky; 15 — Zapadno-Anihovsky (Elenovsky); 16 — Sazdinsky; 17 — Ushkotinsky. Areas of development under the Cretaceous-Quaternary deposits of formations of the Riphean-Lower Devonian (3), Lower Devonian-Middle Carboniferous (4) and Jurassic (5) time. 6 — intrusive massifs; 7 — depressions of Mesozoic time: Tanalyk-Baimakskaya (A), Akkermanskaya (B), Orskaya (C); 8 — regional seismic profiles; 9 — location of well 1 Ashchebutanskaya. 10 — Settlements: Orsk (1); Novotroitsk (2); Akkermanovka (3); Khalilovo (4); Guy (5); Adamovka (6); Yasny (7).

(юрско-четвертичный) [4]. Верхнекембрийско-триасовый этаж региона сформировался в течение полного геодинамического цикла — от континентального рифтогенеза и океанического спрединга до коллизионной стадии. Он подразделяется на три структурно-вещественных яруса: верхнекембрийско-нижнедевонский, нижнедевонско-среднекаменноугольный и среднекаменноугольно-среднетриасовый.

В наших исследованиях тектонический термин «мегасинклиний», применяемый в геодинамике, заменён на «прогиб», более соответствующий задачам нефтяной геологии. Оренбургский сегмент Магнитогорского прогиба с запада ограничен Восточно-Уралтаусским разломом, являющимся продолжением Главного Уральского разлома, с востока — Северо-Джусинским и Домбаровским (рис. 1). Термином «отложения» в тексте статьи обозначены только осадочные толщи без вулканогенных пород. Более общий термин «образования» включает осадочные, вулканогенно-осадочные и вулканогенные породы.

В геологических отчётах, научных статьях и монографиях тектоническое строение Южного Урала, выделение осадочных и вулканогенно-осадочных формаций, а также особенности проявления магматизма базируются на представлениях о его геодинамическом развитии. Это не в полной мере соответствует задачам изучения нефтегазоносности региона и достижению поставленной цели. Исходя из этого, нами выделены перспективные литолого-формационные комплексы: ордовикский, силурийский, нижне-среднедевонский, верхнедевонский, нижне-среднекаменноугольный и юрский. Перспективными являются и мезозойские коры выветривания.

По опубликованным данным в оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба имеются толщи неметаморфизованных осадочных отложений, перспективных на поиск объектов для длительного хранения углекислого газа.

## **ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЛИТОЛОГО-ФОРМАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ**

### **ОРДОВИКСКИЙ КОМПЛЕКС**

На западе Оренбургской области в северной части Соль-Илецкого свода терригенные отложения ордовика изучены бурением и сейсморазведкой МОГТ, они рассматриваются как нефтегазоперспективные [9].

На Южном Урале раскрытие эпиконтинентального рифта произошло в раннем ордовике. В ордовикский период он преобразовался

в субокеанический бассейн [10]. Отложения ордовика в регионе сформировались преимущественно в бассейнах рифтогенного и грабенового типа в континентальных и окраинно-континентальных, переходных к океаническим [11]. Типы бассейнов в пределах Центрально-Уральского поднятия — континентальный и окраинно-океанический рифты. В пределах Восточно-Уральского поднятия (рассматривается как микроконтинент) ордовик сложен кварцевыми гравелитами и известковистыми кварцевыми песчаниками (маячная свита среднего ордовика, мощность до 800 м [4]). Тип бассейна — мелководный шельф микроконтинента [11]. Можно предполагать, что в западном направлении часть пластов песчаника сменяются алевролитами и аргиллитами, а гравелиты — песчаниками. То есть, в Магнитогорском прогибе (в его восточной и, возможно, центральной частях) залегает толща терригенных отложений ордовика, в которой имеются пласты-коллекторы (песчаник) и покрывки (аргиллиты). Глубины залегания её кровли 1–5 км.

### **СИЛУРИЙСКИЙ КОМПЛЕКС**

На территории Челябинской области в Восточно-Уральской Структурно-формационной мегазоне выделяются варненская толща, сложенная чёрными глинисто-углистыми сланцами (мощность 250–300 м), и карбонатная толща (Тогузакский или Варненский риф). Практически полный разрез варненской толщи вскрыт карьером вблизи посёлка Варна. По граптолитам и конодонтам установлено, что её полный объем соответствует стратиграфическому интервалу практически всего силура [12]. В обнажениях она перекрывается рифтогенными известняками (Тогузакский риф), отнесенными к катенинской толще. Датирована лудловским веком силура. Формирование Тогузакского рифа могло захватывать и ранний девон. В верхней части сланцев отмечаются прослой тонкослоистых разнозернистых песчаников. В их крупнозернистой части преобладают чёрные сланцы. То есть, на небольшом расстоянии от изученного разреза сланцы варненской толщи выходили в зону размыва.

Дополнительная информация по сланцам и известнякам силура приведена в объяснительной записке к листу N-41-XX [13]. Углисто-глинистые сланцы состоят из глинистого вещества с примесью переменного количества углеродистого и слюдяного материала. По химическому составу породы сделана предположение о заметной примеси в ней пелитовой фракции. В породе имеются вкрапленность и линзовидные скопления пирита с размером зёрен до 0,5 см. О рифовом

характере известняков свидетельствует массивность пород, инкрустационные структуры и бентоносная фауна. Мощность рифовых массивов достигает 700–800 м. Местами известняки мраморизованы, трещиноваты. Наша реконструкция условий накопления отложений силура сводится к следующему. По комплексу признаков чёрные сланцы сформировались в депрессионной части морского бассейна на глубинах в первые сотни метров. В процессе регрессии они частично выведены в зону размыва. Перекрывающие их рифовые массивы образовались на трансгрессивной стадии развития морского бассейна. На определённом её этапе рост рифовых построек прекратился, они оказались перекрытыми депрессионными отложениями, аналогичными слагающим варненскую толщу. Последние являются покрывной. В немраморизованных частях рифовых построек можно прогнозировать наличие коллекторов трещинно-порово-кавернозного типа. То есть, рифовые постройки следует рассматривать как локальные нефтегазоперспективные объекты и, соответственно, объекты для хранения углекислого газа. Они могут быть развиты и в оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба. Глубины залегания их кровли 0,5–4,0 км.

#### **НИЖНЕ-СРЕДНЕДЕВОНСКИЙ КОМПЛЕКС**

Образования нижне-среднедевонского комплекса в Магнитогорском прогибе, включая его оренбургскую часть, представлены терригенными и терригенно-карбонатно-кремнистыми породами, вулканогенно-осадочными и граувакковыми песчано-сланцевыми толщами, мраморизованными известняками и мраморами. Выделяются лавы андезитов, андезидацитов, дацитов и риодацитов, а также их туфы. Мощность отложений достигает нескольких километров. В контексте решения поставленной задачи отметим ключевые данные из монографии [14]. Практически во всех стратиграфических подразделениях девона имеются мощные пачки переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов. Часто вместо аргиллитов в них присутствуют глинисто-кремнистые сланцы. В некоторых случаях отмечается ритмичное переслаивание слоёв терригенных пород. В других — бессистемное их залегание. В мазовской свите нижнего девона имеются известковистые песчаники, битуминозные известняки и линзы с обломками рифогенных известняков. Обломки рифогенных известняков нижнедевонско-нижнеэфельского возраста присутствуют в ишкининской толще среднего девона. На правом берегу реки Большой Кумак на поверхность выходят

рифогенные известняки «Джаналынского рифа» (александринская толща среднего девона). Наличие органогенных известняков отмечено и в бабарыкинской толще верхнего девона.

В пределах Магнитогорского прогиба накопление карбонатов в девонское время произошло на внутриокеанических изолированных вулканических поднятиях [15]. Поднятия могли иметь и не вулканическую природу.

Таким образом, в отложениях комплекса можно прогнозировать наличие пород-коллекторов (органогенные известняки и рифовые постройки, песчаники), покрывшей (аргиллиты) и нефтематеринских пород (битуминозные известняки и сланцы). Глубины залегания кровли комплекса — до 3 км.

**В ПРЕДЕЛАХ МАГНИТОГОРСКОГО ПРОГИБА ИМЕЮТСЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ, ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА, ГЛУБИНА ИХ ЗАЛЕГАНИЯ СООТВЕТСТВУЕТ РЕКОМЕНДАЦИЯМ.**

#### **ВЕРХНЕДЕВОНСКИЙ КОМПЛЕКС**

Верхнедевонский комплекс соответствует завершающей стадии развития Магнитогорской островной дуги. Сарбаевская свита локально развита на Центрально-Уральском поднятии, в её составе преобладают тонкослоистые плитчатые кремни черного, темно-серого, пепельно-серого до почти белого цвета, глинисто-кремнистые опоковидные породы с линзующимися прослоями черных углисто-глинистых и углисто-глинисто-кремнистых сланцев, мощность свиты до 200 м, возраст — верхнеживетско-франский [4]. Терригенные отложения биягодинской толщи (алевролиты глинистые, кремнистые; песчаники граувакковые, аргиллиты, линзы кремней) формируют ритмопачки, мощность толщи до 700 м, возраст — верхнефранский.

Зилаирская свита во всей зоне её развития на Южном Урале, включая Мугоджары, имеет однотипный литолого-фациальный состав [4, 16], согласно перекрывает отложения сарбаевской свиты и биягодинской толщи, возраст — фаменско-нижнетурнейский. Её отложения развиты и в западной части Магнитогорского прогиба: граувакковые песчаники и гравелиты с прослоями и линзами конгломератов, алевролиты, аргиллиты, прослои известняков, углисто-глинистых и углисто-кремнистых сланцев. В опорном разрезе по берегу Ириклинского водохранилища мощность свиты 1500–1800 м [4].

По результатам бурения скважин 3 Асташской и 8 Вазямской в Зилаирском синклинии из отложений зилаирской свиты получены притоки газа. Таким образом, в терригенных отложениях имеются его ловушки. Установлен трещинный тип коллектора газоносных аргиллитов и алевролитов [17]. В пластах песчаника он может быть и трещинно-поровым. Покрышками предположительно являются пласты плотных аргиллитов и глинистых алевролитов. Можно уверенно предполагать наличие ловушек нефти и газа (и, следовательно, объектов для длительного хранения CO<sub>2</sub>) в зилаирской свите Магнитогорского прогиба, а также в терригенных отложениях биягодинской толщи. Их суммарная мощность 2000–2500 м. На севере оренбургской части прогиба эти отложения выходят на поверхность. В южной, в пределах его наиболее прогнутой части они перекрыты карбонатными и карбонатно-терригенными отложениями карбона и терригенными юры. Здесь кровля зилаирской свиты залегает на глубинах до 1300–1600 м. В отложениях сарбаевской свиты, возможно, развитых и в западной части Магнитогорского прогиба, имеются черные углисто-глинистые и углисто-глинисто-кремнистые сланцы, которые могут быть покрышками. В монографии [16] приведены интересные нас данные. На территории Казахстана в западной части Магнитогорского прогиба в разрезе верхнего девона на поверхность выходит пачка алевролитов, переслаивающихся со слабо битуминозными глинистыми сланцами, её мощность 75 м. Скорее всего, эта пачка (потенциальная покрышка) имеется и в отложениях верхнего девона оренбургского сегмента прогиба. Стратиграфические границы комплекса: верхний фран — нижний турне.

#### **НИЖНЕ-СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС**

На основе систематизации и типизации магматизма, проявленного в позднем палеозое при геодинамической эволюции Южного Урала, авторы монографии [18] выделили несколько этапов и рубежей в геологическом развитии Магнитогорского прогиба. В течение фран-раннетурнейского времени (соответствует верхнедевонскому комплексу) завершается стадия развития Магнитогорской островной дуги, происходит её коллизия с пассивной окраиной Восточно-Европейского континента. Начиная с позднего турне, территория становится его окраинной частью, в Магнитогорском прогибе началось накопление карбонатов и терригенно-карбонатных отложений. В публикации [8] приведена авторская модель бассейна карбонатной седиментации,

существовавшего в регионе в нижне-среднекаменноугольное время. В его прибрежно-морских зонах накопились терригенные и карбонатно-терригенные отложения, дальше от берега находилась зона преимущественно карбонатной седиментации (шельф), в ней мощность известняков составляет 1000–1300 м. Еще дальше прогнозируется бортовой уступ карбонатного массива. В относительно глубоководной некомпенсированной впадине отложились маломощные депрессионные аналоги шельфовых известняков (черные сланцы), их нижняя часть изучена на Кумакском рудном поле. В некомпенсированной впадине сформировались и изолированные карбонатные постройки. Для карбонатных типов разреза покрышками являются глины юры. Возможно и наличие пластов-покрышек в толще карбонатов. В карбонатно-терригенных отложениях имеются пласты песчаника (часть из них является коллекторами) и аргиллитов (покрышки). Локальные ловушки в толще комплекса в Орской впадине могут находиться до глубины 2000 м, в Аккерманской (соответствует одноимённому грабену) — до 3000 м.

#### **ЮРСКИЙ КОМПЛЕКС**

Континентальные отложения нижней и средней юры развиты во впадинах мезозойского возраста (рис. 1). Границы Орской впадины нами существенно расширены по данным сейсморазведки МОГТ. В разрезе скважины 1 Ащевутакская мощность юры составляет 300 м, интервал 110,5–303,3 м сложен тёмно-серыми глинами и является надёжной покрышкой для залегающих под ним карбонатов нижне-среднекаменноугольного комплекса. Выше этого интервала разрез юры сложен глинистыми алевролитами и песками.

По данным геологической съёмки мощность отложений юры достигает 420 м [4], в них имеются песчаники, пески, галечники и конгломераты, которые могут рассматриваться как объекты для хранения углекислого газа, это же относится и к мезозойским корам выветривания. Глубина залегания ловушек газа в этих отложениях меньше 800 м, хранение в них CO<sub>2</sub> возможно только в газовой фазе.

#### **РЕЗУЛЬТАТЫ**

В оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба имеются геологические объекты, перспективные для создания подземных хранилищ углекислого газа. Выделены литолого-формационные комплексы, для постановки геолого-разведочных работ:

ордовикский, силурийский, нижне-средне-девонский, верхнедевонский, нижне-среднекаменноугольный, юрский и мезозойские коры выветривания. Прогноз глубин их залегания соответствует рекомендациям по хранению CO<sub>2</sub>.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные результаты рекомендуются принять во внимание и использовать

при планировании дальнейших региональных геолого-разведочных работ в Магнитогорском прогибе на всём его протяжении. С целью последующего перехода к поисково-оценочному этапу на текущей стадии должен решаться первоочередной комплекс геологических задач: картирование тектонических элементов и условий залегания толщ разновозрастных образований, прогноз рудоносности, нефтегазоносности и зон развития объектов пригодных для хранения углекислого газа.

### Список литературы

1. BP: Statistical Review of World Energy — 2021. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
2. Загребельный Е.В., Кызыма К.Ю., Кундик А.А. Опыт и стратегия декарбонизации Газпромнефть-Оренбург в регионе // Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливноэнергетического комплекса России: Материалы Международной научно-практической конференции, Казань: Изд-во «Ихлас», 2021. — С. 13–14.
3. Плотникова И.Н. Секвестрация парниковых газов в геологических объектах на территории Татарстана // Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливноэнергетического комплекса России: Материалы Международной научно-практической конференции. — Казань: Изд-во «Ихлас», 2021. — С. 141–142.
4. Лядский П.В., Кваснюк Л.Н., Жданов А.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист М-40 (Оренбург) с клапаном М-41. Объяснительная записка. — СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. — 392 с.
5. Монтин С.А., Левина Н.Б., Лаврович Н.Н., Федосеев И.А., Успенский А.А. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Издание второе. Серия Южно-Уральская. Лист N-40-XXXV (Баймак). Объяснительная записка. — М.: МФ ВСЕГЕИ, 2015. — 188 с.
6. Казанцева Т.Т., Валиуллин Р.А. К проблеме нефтегазоносности магнитогорской синформы // Нефтегазовое дело. — 2021. — Т. 19. — № 5. — С. 6–19.
7. Лучнов В.Н., Казанцева Т.Т. О крупной погребенной антиклинали в Кизильской зоне Южного Урала // Доклады Академии наук. — 2009. — Т. 429. — № 3. — С. 369–373.
8. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е., Петрищев В.П., Панкратьев П.В., Багманова С.В., Коломеец А.В. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. — Т. 16. — № 1. [http://www.ngtp.ru/rub/2021/1\\_2021.html](http://www.ngtp.ru/rub/2021/1_2021.html)
9. Политыкина М.А., Багманова С.В., Панкратьев П.В., Степанов А.С., Коломеец А.В., Петрищев В.П., Демурия Г.Д. Ордовикский вал — южное обрамление Оренбургского вала (Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения) // Успехи современного естествознания. — 2021. — № 5. — С. 94–100.
10. Иванов К.С. Основные черты геологической истории (1,6–0,2 млрд лет) и строения Урала: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. Екатеринбург: изд. УрО РАН, 1998. — 252 с.
11. Горожанина Е.Н. Типы осадочных бассейнов ордовика Южного Урала и восточной окраины русской платформы // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий. — 2012. — № 9. — С. 12–15.
12. Артюшнова О.В., Суяркова А.А., Мавринская Т.М., Якулов Р.Р. О возрасте черносланцевой варненской толщи в стратотипической местности // Геологический сборник. — 2011. — № 9. — С. 27–31.
13. Лисов А.С., Алексеева Г.А., Чен-Лен-Сон Б.И. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200000. Издание второе. Серия Южно-Уральская. Лист N-41-XX (Босоль). Объяснительная записка. — М.: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2018. — 91 с.
14. Маслов В.А. (ответственный редактор). Фауна и биостратиграфия пограничных отложений девона и карбона Берчогура (Мугоджары). М.: Наука, 1987. — 121 с.
15. Горожанина Е.Н. Типы карбонатных платформ Южного Урала и Приуралья, их связь с нефтегазоносностью // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий. — 2010. — № 8. — С. 188–191.
16. Розман Х.С. Стратиграфия и брахиоподы фаменского яруса Мугоджар и смежных районов. Академия наук СССР // Труды Геологического института. — 1962. — Вып. 50. — 196 с.
17. Исмаилов Р.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Зилаирского синклинория Южного Урала: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Ростов-на-Дону — Уфа, 2008. — 22 с.
18. Салихов Д.Н., Холоднов В.В., Лучнов В.Н., Рахимов И.Р. Магнитогорская зона Южного Урала в позднем палеозое: магматизм, флюидный режим, металлогения, геодинамика. — М.: Наука, 2019. — 392 с.

### References

1. BP: Statistical Review of World Energy — 2021. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
2. Zagrebely E.V., Kyzyma K.Yu., Kundik A.A. Experience and strategy of decarbonization of Gazpromneft-Orenburg in the region. *Decision of the European Union on decarbonization and a new paradigm for the development of the fuel and energy complex of Russia: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference*. Kazan: Ikhlas Publishing House, 2021, pp. 13–14. (In Russ.)
3. Plotnikova I.N. Sequestration of greenhouse gases in geological objects on the territory of Tatarstan. *Decision of the European Union on decarbonization and a new paradigm for the development of the fuel and energy complex in Russia: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference*. Kazan: Ikhlas Publishing House, 2021, pp. 141–142. (In Russ.)
4. Lyadsky P.V., Kvasnyuk L.N., Zhdanov A.V. et al. *State geological map of the Russian Federation*. Scale 1:1000000 (third generation). Ural series. Sheet M-40 (Orenburg) with valve M-41. Explanatory note. — St. Petersburg: Cartographic factory VSEGEI, 2013, 392 p. (In Russ.)

5. Montin S.A., Levina N.B., Lavrovich N.N., Fedoseev I.A., Uspensky A.A. et al. *State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:200,000*. Second edition. Series South Ural. Sheet N-40-XXXV (Baymak). Explanatory note. — M.: MF VSEGEI, 2015, 188 p. (In Russ.)
6. Kazantseva T.T., Valiullin R.A. On the problem of oil and gas content of the Magnitogorsk synform. *Neftegazovoe delo*, 2021, v. 19, no. 5, pp. 6–19. (In Russ.)
7. Puchkov V.N., Kazantseva T.T. On a large buried anticline in the Kizil zone of the Southern Urals. *Reports of the Academy of Sciences*, 2009, v. 429, no. 3, pp. 369–373. (In Russ.)
8. Politykina M.A., Tyurin A.M., Makarov S.E., Petrishchev V.P., Pankratiev P.V., Bagmanova S.V., Kolomoets A.V. Prospects for the oil and gas potential of the Orenburg segment of the Magnitogorsk trough. *Neftegazovaya geologiya. Theory and practice*, 2021, v. 16, no. 1. (In Russ.) [http://www.ngtp.ru/rub/2021/1\\_2021.html](http://www.ngtp.ru/rub/2021/1_2021.html)
9. Politykina M.A., Bagmanova S.V., Pankratiev P.V., Stepanov A.S., Kolomoets A.V., Petrishchev V.P., Demuriya G.D. Ordovician swell — the southern frame of the Orenburg swell (Orenburg oil and gas condensate field). *Successes of modern natural science*, 2021, no. 5, pp. 94–100. (In Russ.)
10. Ivanov K.S. *The main features of the geological history (1.6–0.2 billion years) and the structure of the Urals*. Dissertation for the title of Doctor of Geol.-Min. Sciences. Yekaterinburg: ed. Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 1998, 252 p. (In Russ.)
11. Gorozhanina E.N. Types of sedimentary basins of the Ordovician of the Southern Urals and the eastern margin of the Russian platform. *Geology, minerals and problems of geoecology of Bashkortostan, the Urals and adjacent territories*, 2012, no. 9, pp. 12–15. (In Russ.)
12. Artyushkova O.V., Suyarkova A.A., Mavrinskaya T.M., Yakupov R.R. On the age of the black shale Varna stratum in a stratotype locality. *Geological collection*, 2011, no. 9, pp. 27–31. (In Russ.)
13. Lisov A.S., Alekseeva G.A., Chen-Len-Son B.I. et al. *State geological map of the Russian Federation. Scale 1:200000*. Second edition. Series South Ural. Sheet N-41-XX (Boskol). Explanatory note. M.: Moscow branch of the Federal State Budgetary Institution "VSEGEI", 2018, 91 p.
14. Maslov V.A. (responsible editor). *Fauna and biostratigraphy of the boundary sediments of the Devonian and Carboniferous of Berchogur (Mugodzhary)*. M.: Nauka, 1987, 121 p. (In Russ.)
15. Gorozhanina E.N. Types of carbonate platforms in the Southern Urals and the Urals, their connection with oil and gas potential. *Geology, minerals and problems of geoecology of Bashkortostan, the Urals and adjacent territories*, 2010, no. 8, pp. 188–191. (In Russ.)
16. Rozman X.S. Stratigraphy and brachiopods of the Famennian Mugodzhary Stage and adjacent areas. USSR Academy of Sciences. *Proceedings of the Geological Institute*, 1962, Issue 50, 196 p. (In Russ.)
17. Ismagilov R.A. *Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Zilair Synclinorium of the Southern Urals. Abstract of the dissertation for the degree of candidate of geological and mineralogical sciences*. Rostov-on-Don, Ufa, 2008, 22 p. (In Russ.)
18. Salikhov D.N., Kholodnov V.V., Puchkov V.N., Rakhimov I.R. *Magnitogorsk zone of the Southern Urals in the late Paleozoic: magmatism, fluid regime, metallogeny, geodynamics*. M.: Nauka, 2019, 392 p. (In Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**С.Е. Макаров** — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст, осуществлял сбор исходных материалов и координацию соавторов.

**Д.М. Еремеев** — принял активное участие в координации и организации работ, выделил стратегическое направление работ. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**К.Ю. Кызыма** — оказал экспертную поддержку в области текущего состояния развития направления по декарбонизации, предоставил исходные данные.

**А.М. Тюрин** — оказал экспертную поддержку в области региональной геологии, выполнил анализ и структурирование геологических данных.

**М.А. Политыкина** — выполнила анализ опубликованной литературы на предмет содержания в осадочных отложениях региона пластов коллекторов и покрышек.

**А.В. Коломоец** — оказала экспертную поддержку в области особенностей литологического состава осадочных отложений региона.

**Sergey E. Makarov** — developed the general concept of the article, prepared the text, collected source materials and coordinated the co-authors.

**Dmitry M. Eremeev** — took an active part in the coordination and organization of work, singled out the strategic direction of work. Finally approved the published version of the article.

**Konstantin Yu. Kyzyma** — provided expert support in the field of the current state of development of the decarbonization direction, provided initial data.

**Anatoly M. Tyurin** — provided expert support in the field of regional geology, performed analysis and structuring of geological data.

**Marta A. Politykina** — performed an analysis of the published literature on the content of reservoir and seal formations in the sedimentary deposits of the region.

**Alexandra V. Kolomoets** — provided expert support in the field of lithological features of the sedimentary deposits of the region.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Сергей Евгеньевич Макаров\*** — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель программы по геологии и разработке, проектный офис по декарбонизации, ООО «Газпромнефть-Оренбург»  
460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1.  
e-mail: Makarov.SE@gazprom-neft.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3018-6614>

**Дмитрий Михайлович Еремеев** — директор по геологии и разработке, концептуальному проектированию — главный геолог, ООО «Газпромнефть-Оренбург»  
460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1.  
e-mail: Eremeev.DM@gazprom-neft.ru

**Константин Юрьевич Кызыма** — руководитель проектного офиса по декарбонизации, ООО «Газпромнефть-Оренбург»  
460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1.  
e-mail: Kyzyma.KYu@gazprom-neft.ru

**Анатолий Матвеевич Тюрин** — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией промыслово-геофизических исследований, ООО «ВолгоУралНИПИГаз»  
460000, Россия, г. Оренбург, ул. Пушкинская, д. 20.  
e-mail: amturin1952@bk.ru  
Scopus ID: 57411873000

**Марта Андреевна Политыкина** — кандидат геолого-минералогических наук, заведующая отделом геологии и геофизики, ООО «ВолгоУралНИПИГаз»  
460000, Россия, г. Оренбург, ул. Пушкинская, д. 20.  
e-mail: MPolitikina@vunipigaz.ru  
Scopus ID: 6506565458

**Александра Вячеславовна Коломоец** — кандидат геолого-минералогических наук, главный специалист отдела геологии и геофизики, ООО «ВолгоУралНИПИГаз»  
460000, Россия, г. Оренбург, ул. Пушкинская, д. 20.  
e-mail: kolomoyets56@mail.ru  
Scopus ID: 57205221857

**Sergey E. Makarov\*** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Program manager for Geology and Development, Decarbonization Project Office, Gazpromneft-Orenburg LLC  
56/1, Krasnoznamennaya str., 460024, Orenburg, Russia.  
e-mail: Makarov.SE@gazprom-neft.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3018-6614>

**Dmitry M. Eremeev** — Director for Geology and Development, Conceptual Design — Chief Geologist, Gazpromneft-Orenburg LLC  
56/1, Krasnoznamennaya str., 460024, Orenburg, Russia.  
e-mail: Eremeev.DM@gazprom-neft.ru

**Konstantin Yu. Kyzyma** — Head of the Decarbonization Project Office, Gazpromneft-Orenburg LLC  
56/1, Krasnoznamennaya str., 460024, Orenburg, Russia.  
e-mail: Kyzyma.KYu@gazprom-neft.ru

**Anatoly M. Tyurin** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Laboratory of Field and Geophysical Research VolgoUralNIPIgaz LLC  
20, Pushkinskaya str., 460000, Orenburg, Russia.  
e-mail: amturin1952@bk.ru  
Scopus ID: 57411873000

**Marta A. Politykina** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Department of Geology and Geophysics, VolgoUralNIPIgaz LLC  
20, Pushkinskaya str., 460000, Orenburg, Russia.  
e-mail: MPolitikina@vunipigaz.ru  
Scopus ID: 6506565458

**Aleksandra V. Kolomoets** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Chief specialist of the Department of Geology and Geophysics, VolgoUralNIPIgaz LLC  
20, Pushkinskaya str., 460000, Orenburg, Russia.  
e-mail: kolomoyets56@mail.ru  
Scopus ID: 57205221857

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ПОЛНОВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

**И.И. Алехин<sup>1</sup>, Р.П. Байков<sup>2</sup>, Д.А. Балашов<sup>1,\*</sup>, Е.М. Викторова<sup>1</sup>**

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

**Электронный адрес:** Balashov.DA@gazpromneft-ntc.ru

В рамках выполнения оценки перспективной площади была выделена структура, не подтвержденная разведочным бурением.

В связи с различным типом насыщения одновозрастных отложений в данном регионе и наличием контактных кейсов с нефтяными оторочками была поставлена задача проведения полновероятностной геолого-экономической оценки данного месторождения.

**Цель.** Основной целью работы являлось полновероятностное 3D геолого-гидродинамическое моделирование и получение множества профилей добычи для расчета экономических показателей и понимания целесообразности полномасштабной разработки рассматриваемой ловушки.

**Материалы и методы.** В работе использовались алгоритмы 3D геологического, гидродинамического моделирования с учетом всего набора неопределенностей как геологических показателей, так и показателей параметров разработки. Моделирование проводилось в ПО Petrel и tNavigator.

**Результаты.** Результатом работы явилось построение 300 вариантов геологического моделирования, на основе которых были созданы гидродинамические модели, при помощи алгоритмов автоматической расстановки фонда скважин рассчитаны профили добычи углеводородов. Далее было получено распределение чистого дисконтированного дохода (ЧДД), или NPV (net present value) по каждому варианту.

**Заключение.** В рамках работы был структурирован теоретический алгоритм полновероятностной оценки (в практическое руководство по проведению такого типа оценки, разработаны необходимые алгоритмы (Workflow), инструменты автоматической расстановки скважин и планирования ввода в эксплуатацию месторождения, готовые к тиражированию).

**Ключевые слова:** 3D геолого-гидродинамическое моделирование, оценка ресурсной базы, gCoS, неопределенность, геологические риски, распределения параметров, месторождения-аналоги, ресурсы, профили добычи, NPV

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

**Для цитирования:** Алехин И.И., Байков Р.П., Балашов Д.А., Викторова Е.М. Полновероятностная оценка многопластового месторождения в условиях высокой неопределенности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):24–31. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-24-31>

*Статья поступила в редакцию 22.04.2022*

*Принята к публикации 27.05.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

## FULL-PROBABILISTIC EVALUATION OF A MULTILAYER FIELD UNDER HIGH UNCERTAINTY TERMS

**Ilya I. Alekhin<sup>1</sup>, Ruslan P. Baykov<sup>2</sup>, Dmitriy A. Balashov<sup>1,\*</sup>, Evgeniia M. Viktorova<sup>1</sup>**

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

<sup>2</sup>Saint Petersburg State University, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Balashov.DA@gazpromneft-ntc.ru

The structure that was not confirmed by exploration drilling was marked as part of perspective area evaluation.

In terms of different saturation types of similar age sediments in this region and plays with oil rims, the goal was set to hold the full-probabilistic geological and economical evaluation of the field.

**Aim.** The present work aims at full-probabilistic 3D geological and simulation modeling. It was necessary to get a number of production profiles for economic indicators estimation and to determine the expediency of full-scale development of the considered trap.

**Materials and methods.** 3D geological and later simulation modeling was used with the whole range of geological and reservoir parameters' uncertainties in the study. The calculation was carried out in Petrel and tNavigator software.

**Results.** The result of the investigation is 300 possible geological cases of the field. On this basis, simulation models were constructed, on which production profiles were calculated using algorithms for automatic calculation of the well schedule. Further, the distribution of the net present value (NPV) of each result was determined.

**Conclusions.** In this study, a theoretical algorithm for a full-probabilistic evaluation was structured into a practical guide for conducting this type of estimation. Also, the necessary Workflow, tools for automatic wells placement, and field commissioning planning, ready for replication, were developed.

**Keywords:** 3D geological and flow simulation, resource appraisal, gCoS, uncertainty, risk, probability distributions, analogue fields, resources, production profile, NPV

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

**For citation:** Alekhin I.I., Baykov R.P., Balashov D.A., Viktorova E.M. Full-probabilistic evaluation of a multilayer field under high uncertainty terms. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):24–31. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-24-31>

*Manuscript received 22.04.2022*

*Accepted 27.05.2022*

*Published 30.09.2022*

## ЦЕЛИ

В рамках выполнения оценки перспективной площади была выделена структура, не подтвержденная разведочным бурением. Отложения в пределах изучаемой площади характеризуются высоким уровнем геологических неопределенностей. Помимо традиционных неопределенных диапазонов таких геологических параметров как песчаность, объем структуры, уровень флюидалных контактов, коэффициенты пористости и нефте/газонасыщенности, следует отметить одну из ключевых неопределенностей — вероятность различного насыщения анализируемой структуры. В регионе на разновозрастных пластах-аналогах встречаются различные кейсы по насыщению — полностью нефтяные, газовые залежи, а также ловушки с нефтяными оторочками и газовыми шапками с различным соотношением в них объемов газа и нефти.

Применение более упрощенных подходов в таких случаях потребовало бы введения существенных допущений, оценить влияние которых на первичном этапе невозможно. В связи с вышеупомянутыми неопределенностями (в первую очередь наличие различных кейсов в каждом из рассматриваемых пластов в пределах изучаемой структуры) было принято решение о проведении полновероятностной геолого-экономической оценки данного месторождения с использованием 3D геологического и гидродинамического моделирования.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В работе использовались алгоритмы 3D геологического и гидродинамического моделирования с учетом всего набора неопределенностей как геологических показателей, так и показателей параметров разработки.

Моделирование проводилось в ПО Petrel и tNavigator.

## ПОСТРОЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ 3D ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Объект исследования представляет собой группу структурных ловушек, конформно залегающих друг под другом. Регионально поднятие является осложнением мегавала, расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе [1]. По месторождениям-аналогам отложения целевых пластов формировались в меловой период в условиях проградационного дельтового комплекса и, преимущественно, представлены песчаниками устьевых баров и распределительных каналов [2]. В качестве входных данных использовались структурные карты по 6 пластам, а также 3D геологические модели по месторождениям-аналогам. Структуры не вскрыты ни одной скважиной. Следует отметить высокую неопределенность структурных построений, так как изучаемая площадь покрыта только сейсмическими профилями 2D.

### ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПОДХОДЫ

Для учета всех неопределенностей и корректной оценки ресурсной базы было принято решение строить полноценные 3D геологические модели с нижеизложенными подходами:

- в связи с низкой разрешающей способностью сейсмических данных 2D и относительно низкими значениями мощности коллектора, осуществлялась вариация структурных построений. Ошибка структурных построений принята с месторождений-аналогов и составила 15 м;
- в связи с изменчивостью геологического разреза данного типа отложений, для анализа вертикальной расчлененности литологии были выбраны несколько хорошо

изученных бурением месторождений-аналогов (Песцовое, Ен-Яхинское). Была собрана и проанализирована статистика геолого-статистических разрезов (ГСР) по пластам-аналогам. В результате авторами было решено взять качественный и количественный вид ГСР с Песцового месторождения;

- для учета возможности образования разного объема коллектора в пласте в каждой из создаваемой модели ГСР нормировался на уровень песчаности. Статистика по песчаности (NTG) и рангам распространения тел коллекторов также собиралась с месторождений-аналогов. Это позволило корректно оценить коллектор с точки зрения объема и его расчлененности по площади;
- зависимости пористость-проницаемость приняты с керновых исследований аналогов:

$$K_{пр} = \exp^{0,00105 * kп^{3,1} - SF},$$

где  $K_{пр}$  — пористость, %;  $SF$  — структурный фактор.

На параметр проницаемости большое влияние оказывает структурный фактор, в связи с этим, параметр  $SF$  также варьировался. Для одной группы пластов он задавался в диапазоне от 2,5 до 5, для другой от 2,5 до 7. В каждой реализации 3D-модели данный параметр выпадал согласно нормальному закону;

- насыщенность рассчитывалась через J-функцию для выбранных групп пластов, исходные данные принимались по наиболее изученному аналогу. Вариации ГНК и ВНК осуществлялись для каждого целевого пласта отдельно.

#### КОЛИЧЕСТВО ОБЪЕКТОВ

Не все пласты прослеживаются в волновом поле из-за недостаточной мощности отложений. Увязав сейсмические данные, удалось

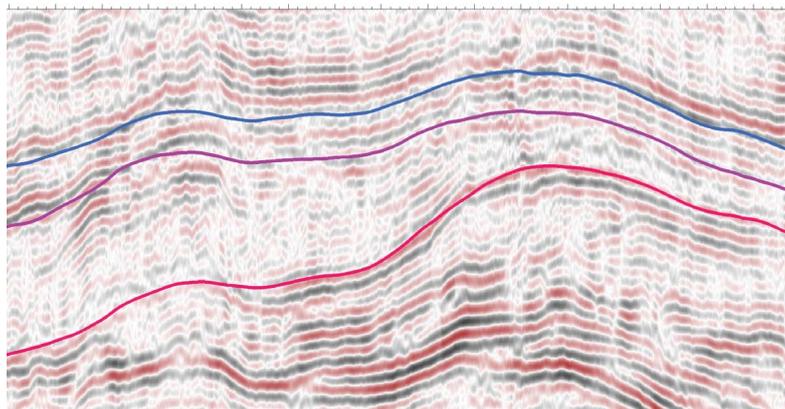


Рис. 1. Выделенные отражающие горизонты. Составлено авторами  
Fig. 1. Tracked reflecting horizons. Prepared by authors

проследить 3 отражающих горизонта (рис. 1), однако по скважинным данным месторождений-аналогов выделяется разное количество пластов.

В связи с этим геологическая 3D-модель была построена по 6 пластам. Стоит обратить внимание, что часть пластов в дальнейшем исключалась из расчетов по параметрам геологического успеха.

#### ТИП НАСЫЩЕНИЯ. НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ ГНК/ВНК

Исследуемый регион характеризуется высокой степенью неопределенности типа залежи и ее насыщения. По месторождениям-аналогам выделяются разные типы залежей:

- нефтяные;
- газовые;
- нефтяные с газовой шапкой.

Для учета данной неопределенности собрана статистика по типу залежи и коэффициенту заполнения ловушки. В каждой из реализаций для каждого из пластов, исходя из собранной статистики, определяются свои ГВК, ВНК, ГНК в два этапа (рис. 2). Первый этап — определение уровня ВНК случайным образом в следующем интервале глубин:

- абсолютная отметка кровли;
- абсолютная отметка замыкающей изо-гипсы.

Второй этап — определение уровня ГНК, исходя из нормального распределения коэффициента заполнения ловушки газом со средним значением по месторождениям-аналогам 63 %.

#### УЧЕТ ФАКТОРОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО УСПЕХА

Оценка шанса геологического успеха (gCoS) через пятифакторную модель, в которой учитывается шанс:

- образования нефти/газа в НМП ( $P_{нп}$ );
- миграции по разрезу в ловушку ( $P_{м}$ );
- наличия коллектора — емкости для аккумуляции ( $P_{к}$ );
- наличия замыкания — ловушки ( $P_{л}$ );
- обеспечения сохранности ( $P_{с}$ ).

Общая вероятность возникновения независимых событий равна их произведению:

$$gCoS = P_{нп} \times P_{м} \times P_{к} \times P_{л} \times P_{с}. \quad (1)$$

Для каждого из пластов шанс геологического успеха оценивался независимо. Согласно шансу геологического успеха, часть моделей, в которых все объекты оказались неуспешны, была исключена из расчета на этапе передачи в разработку,

Во всех остальных моделях, в которых хотя бы один объект был успешен, выключение неуспешных объектов по отдельности было

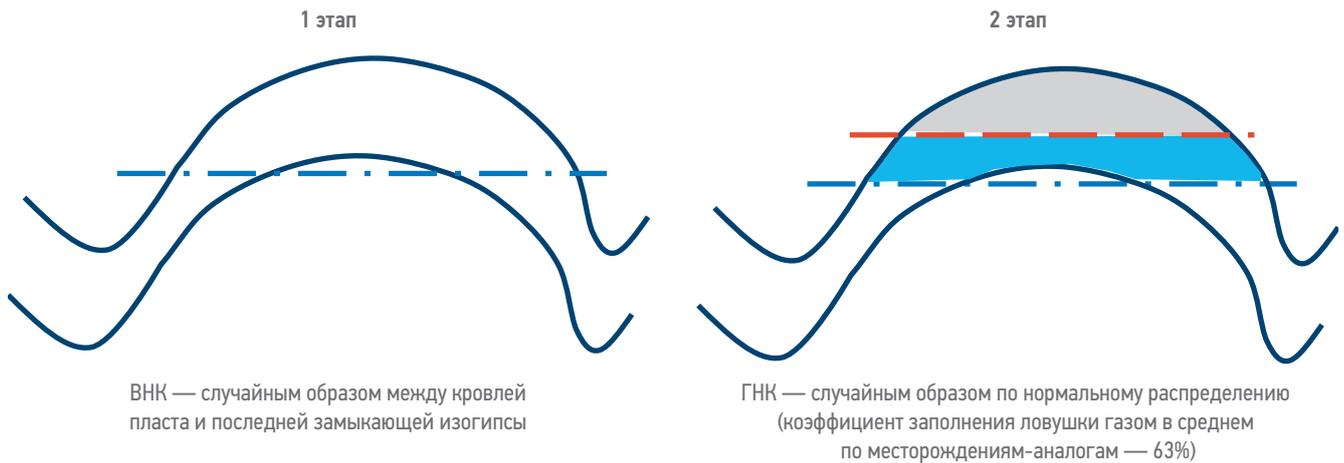


Рис. 2. Этапы определения ВНК, ГВК, ГНК. Составлено авторами  
 Fig. 2. OWC, GWC, GOC determination. Prepared by authors

проведено при построении гидродинамических моделей путем исключения части объектов на основании матрицы  $gCos$ .

## РЕЗУЛЬТАТЫ

На основе 300 вариантов геологического моделирования необходимо было создать гидродинамические модели, на основе которых рассчитываются профили добычи углеводородов. Далее можно получить распределение чистого дисконтированного дохода (ЧДД), или NPV (net present value) по каждому варианту профиля добычи углеводородов.

## ПРОФИЛИ ДОБЫЧИ

### СОЗДАНИЕ МНОГОВАРИАНТНЫХ ГДМ

При переходе к оценке профилей добычи была поставлена нетривиальная задача: каким образом среди посчитанных геологических сценариев выбрать сценарии, отражающие по результату расчета экономическую эффективность P90–P10 с учетом наличия контактных залежей и залежей с различным насыщением. Более того, в геологических реализациях была рассчитана ресурсная база по 6 пластам, но количество залежей суммарно доходило до 28 единиц, а их число внутри объекта динамически менялось от сценария к сценарию.

Авторы посчитали выделение конкретных сценариев геологии для передачи в разработку субъективным и рискованным подходом, так как попытки придумать обоснованную методику ранжирования сценариев с разным насыщением и сценариев с оторочкой по ценности не привели к ответу. Тем более апробация такой методики

и подтверждение ее работоспособности потребовала бы отдельной объемной работы. Было принято решение рассчитать профили добычи по всем рассчитанным геологическим реализациям (300 реализаций) в условиях неопределенностей по разработке. Сложность построения 300 многопластовых ГДМ в ограниченные сроки была связана с отсутствием проработанного инструмента расстановки скважин и задания контролей с учетом логики бурения по ценности объектов. Более того, требовалась специальная постобработка результатов для разграничения профиля добычи из одного расчета на профили нефтяных и газовых скважин для корректного учета налогообложения. Создание пачки ГДМ для расчета было проведено в ПО ТЭОС на основании переданных 300 реализаций геологических моделей.

**АЛГОРИТМ ПЛОНОВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕАЛИЗОВАН В ПРАКТИЧЕСКОМ РУКОВОДСТВЕ И ГОТОВ К ТИРАЖИРОВАНИЮ.**

### ЛОГИКА ВВОДА ОБЪЕКТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Базовая логика включения объектов требовала возможности расставить фонд скважин в чисто нефтяные и чисто газовые объекты, в нефтяную оторочку и газовую шапку отдельно, ранжировать все объекты по фазам ввода, учитывая необходимость бурения скважин на нефтяную оторочку, а далее в шапку. На нефтяные оторочки и чисто нефтяные объекты закладывались многозабойные скважины (МЗС) с тремя стволами по 1750 м, на газовые

Таблица 1. Основные параметры разработки  
Table 1. Basic development parameters

Профиль	Ограничение	Значение
Газоконденсатная смесь (ГКС)	Темп отбора	6 % от начальных геологических запасов (НГЗ) рентабельных объектов
	Система разработки	Избирательная
	Способ эксплуатации	Фонтанный
	Тип заканчивания	Горизонтальный ствол (ГС) 1750 м
	НГЗ/скв	1500 млн м <sup>3</sup>
	Рентабельный kh (k = кабс)	30 мД*м
Нефть + попутный нефтяной газ (ПНГ)	Темп отбора	5 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) рентабельных объектов с допущением КИН = 0,15
	Система разработки	Избирательная
	Способ эксплуатации	Фонтанный
	Тип заканчивания	МЗС 3х1750 м
	Плотность сетки скважин (ПСС)	225 Га/скв
	Рентабельный kh (k = кабс)	120 мД*м

объекты и газовые шапки — горизонтальные стволы (ГС) 1750 м.

Для автоматизации расстановки скважин был создан инструмент, позволяющий расставить скважины, разделить их по типу насыщения в 2 группы для разделения налогообложения, выключить скважины, не проходящие рентабельное значение проводимости пласта (рентабельный kh, где k — проницаемость, h — толщина пласта) с учетом проходки стволов по коллектору, спланировать последовательность бурения каждого объекта в отдельности и логику разбуривания всего месторождения ограниченным количеством буровых бригад. Для первоначального расчета и оценки окупаемости инфраструктурных решений были проведены расчеты с учетом общих

ограничений по месторождению и скважинам. В табл. 1 представлены основные параметры разработки.

Алгоритм расчета профилей добычи представлял собой следующую последовательность действий.

1. Корректировка ресурсной базы (РБ), полученной на основе геологических 3D-моделей, с учетом матрицы gCoS (рис. 3).
  2. Расстановка скважин в зоны с рентабельным значением проводимости пласта (kh выше порогового значения)
  3. С учетом анализа чувствительности каждой модели случайным образом присваивался один из сценариев по физико-химическим свойствам газа, нефти (PVT), а также по относительной фазовой проницаемости по нефти (K<sub>гф</sub>). Сценарии по проницаемости были учтены непрерывным перебором при геологическом моделировании — в каждой модели своя абсолютная проницаемость (K<sub>пр</sub>) (табл. 2).
  4. Для понимания потенциальной ценности с точки зрения фазового насыщения и дальнейшего ранжирования, расчеты выполнены в двух сценариях:
    - Нефтяной кейс — разбуриваются чисто нефтяные залежи и нефтяные оторочки газонефтяных залежей.
    - Газовый кейс — разбуриваются чисто газовые залежи, далее бурятся нефтяные оторочки с переходом на бурение в газовые шапки (ГШ).
- Расчеты выполнены с учетом допущений:
- Нефтяной кейс — уровень добычи 8% от НИЗ (НГЗ\*КИН). Целевой КИН — 0,15.
  - Газовый кейс — уровень добычи 6% от НГЗ. Учтено разделение продукции газоконденсата с газовых скважин и нефти с попутным нефтяным газом, для корректного учета налогообложения на разные типы скважин.

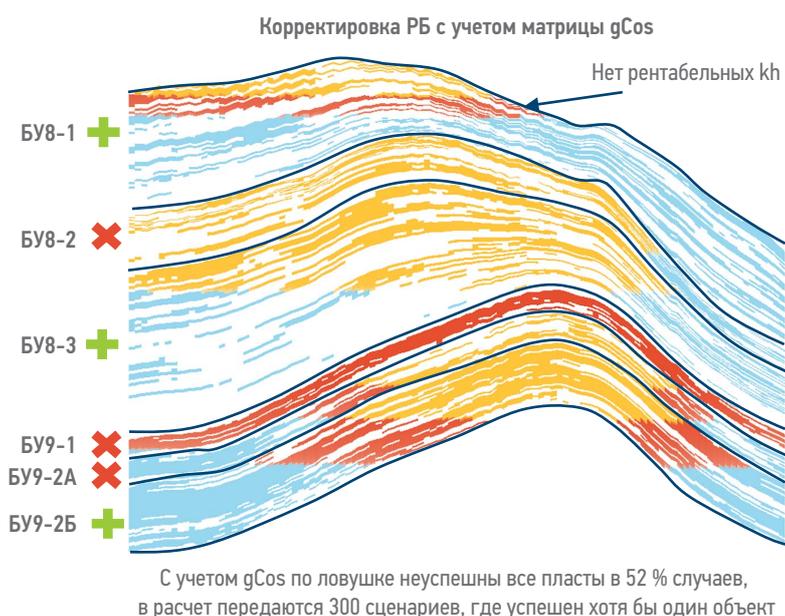


Рис. 3. Корректировка РБ с учетом матрицы gCoS. Составлено авторами  
Fig. 3. Resource potential correction using gCoS matrix. Prepared by authors

**Таблица 2.** Учет комбинаторики PVT параметров и Kro  
**Table 2.** PVT-parameters and Kro combinatorics

Модель	PVT нефти	Потенциальное содержание конденсата C5+	Kro
1	P90	P10	P90
2	P50	P90	P90
3	P50	P50	P10
...	...	...	...

Для решения задач этого пункта был создан расстановщик скважин, позволяющий автоматизировать логику расстановки и бурения скважин в серийных расчетах.

5. В результате на каждый сценарий геологической и гидродинамической модели были получены профили добычи нефти, газа и конденсата.

По результату расчета окупаемости скважин был сделан вывод о том, что наибольшую экономическую ценность с учетом затрат на бурение и минимальное обустройство несет в себе пластовый газ и его необходимо вводить в разработку в первую очередь.

Исходя из полученной информации последовательность ввода объектов была построена следующим образом: сначала вводятся чисто газовые окупаемые объекты, ранжированные по среднему  $kh$  для интенсификации выхода на плановый темп отбора, далее вводятся объекты с крупной газовой шапкой, где опережающим бурением является бурение нефтяных скважин в оторочку, если объект имеет потенциально окупаемые нефтяные скважины, и дальнейший перевод станков под бурение газовой шапки. После чего разбуриваются оставшиеся чисто нефтяные объекты.

После расчета экономики с учетом площади инфраструктуры по всем профилям добычи, стало ясно, что при текущих макропараметрах и достаточно низком Netback на газ, все сценарии профилей газоконденсатной

смеси оказались нерентабельны. Было принято решение исключить фонд газоконденсатных скважин из разработки, оставив только рентабельные скважины на нефтяные объекты и нефтяные оторочки.

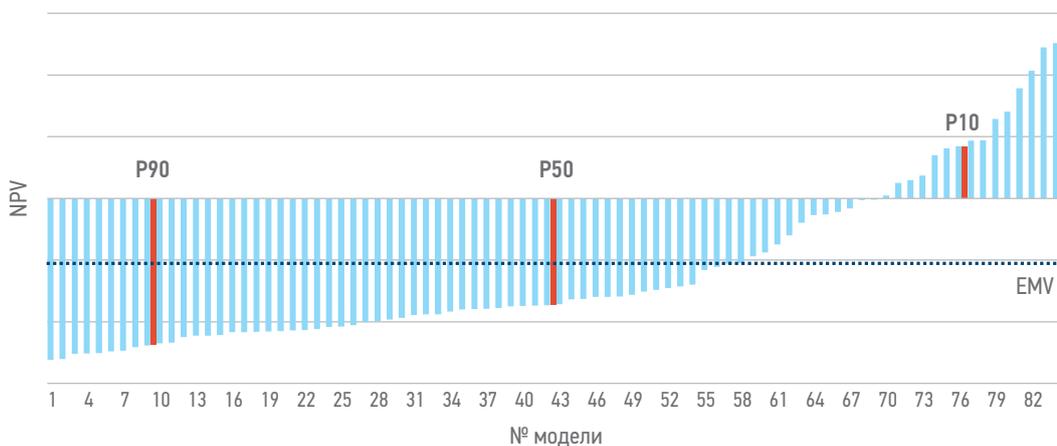
Теперь ранжирование ввода объектов предполагает бурение чисто нефтяных объектов, отсортированных по экономическому потенциалу, а затем бурение скважин на нефтяные оторочки.

Результат расчета экономической эффективности представлен на **рис. 4**.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полновероятностный метод оценки представленного месторождения в текущем виде позволил с минимальным количеством допущений провести оценку с учетом осложняющих факторов:

- различный тип насыщения, в том числе наличие кейсов предельного насыщения нефти, ГКС, а также контактных сценариев;
- независимость типа насыщения для отдельной залежи;
- единая структура для всех пластов;
- развитость региона для реализации обоих кейсов, и нефтяного, и газового (невозможно на первичном этапе отбросить один из сценариев в связи с отсутствием региональной инфраструктуры).



**Рис. 4.** Распределение NPV для нефтяного насыщения. Составлено авторами  
**Fig. 4.** NPV distribution for oil cases. Prepared by authors

Применение более упрощенных подходов в данном случае потребовало бы введения существенных допущений, оценить влияние которых на первичном этапе было бы невозможно.

В рамках проведения оценки был структурирован теоретический алгоритм

полновероятностной оценки в практическое руководство по проведению такого типа оценки, разработаны необходимые алгоритмы (Workflow), инструменты автоматической расстановки скважин и планирования ввода в эксплуатацию месторождения, готовые к тиражированию.

---

#### 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. Позднекалловейское время. Масштаб: 1:5 000 000 / Составлена СНИИГГиМС, редактор В.С. Сурков. — 1995.

#### 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 Reservoir in the Cretaceous. *Geology and geophysics [Geologiya i geofizika]*, 2014, V. 55, №5, pp. 745–776 (In Russ.)
2. *Atlas of paleotectonic and paleogeological maps of the West Siberian oil and gas province*. Sheet 6. Late Callovian. Scale: 1:5 000 000. Compiled by SNIIGGiMS, editor V.S. Surkov, 1995 (In Russ.)

---

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

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

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

**Ilya I. Alekhin** — 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.

**Ruslan P. Baykov** — 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.

**Dmitriy A. Balashov** — 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.

**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.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Илья Игоревич Алехин** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Alekhin.II@gazpromneft-ntc.ru

**Руслан Петрович Байков** — руководитель направления, Санкт-Петербургский государственный университет  
199034, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Университетская набережная, д. 7–9.  
e-mail: Baykov.RP@gazpromneft-ntc.ru

**Дмитрий Александрович Балашов\*** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Balashov.DA@gazpromneft-ntc.ru

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

**Ilya I. Alekhin** — Manager in geology, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Alekhin.II@gazpromneft-ntc.ru

**Ruslan P. Baykov** — Manager in geology, Saint Petersburg State University  
7–9, Universitetskaya emb., 199034, Saint Petersburg, Russia  
e-mail: Baykov.RP@gazpromneft-ntc.ru

**Dmitrii A. Balashov\*** — Senior specialist, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Balashov.DA@gazpromneft-ntc.ru

**Evgeniia M. Viktorova** — Products manager, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Viktorova.EM@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# МИНЕРАЛЬНО-КОМПОНЕНТНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ФОРМАЦИИ

**Е.С. Перечнева\*, Э.А. Вторушина, М.Н. Вторушин**

АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилльмана», РФ, Ханты-Мансийск

**Электронный адрес:** [PerechnevaES@nacrn.hmao.ru](mailto:PerechnevaES@nacrn.hmao.ru)

**Введение.** Многочисленные исследования отложений баженовской высокоуглеродистой формации показали, что породы характеризуются высокой латеральной и вертикальной изменчивостью.

**Целью** работы является разработка минерально-компонентной классификации и трёхкомпонентной диаграммы пород баженовской высокоуглеродистой формации для выявления разнообразия литологических типов и систематизации исследований.

**Материалы и методы.** Классификация основана на комплексировании данных литолого-минералогических и геохимических исследований. Главными породообразующими минералами являются три основных компонента (кремнистое, глинистое и карбонатное вещество), граничные значения концентраций для каждого компонента выбраны в 5, 10, 25 и 50 %.

**Результаты.** Выделены следующие 15 основных классов: 1) однокомпонентные, с содержанием главного компонента более 50 %; 2) двухкомпонентные, с содержанием каждого из двух главных компонентов более 25 %; 3) трехкомпонентные (смешанные породы), с содержанием трех главных компонентов от 25 до 50 %. Дополнительно выделены 42 подкласса в однокомпонентных и двухкомпонентных породах. Название пород в дополнительных классах определяется в зависимости от содержания минерального компонента в количестве 5–10 % и/или 10–25 %, и указывается как прилагательное к основному классу. Для большей детализации в названии породы необходимо отразить содержание второстепенных минералов и органического вещества. Выполнено фактическое применение минерально-компонентной классификации для баженовских отложений, приуроченных к зоне Фроловской мегавпадины и Краснотенинского свода. Выделено 33 класса/подкласса пород. Самыми встречаемыми являются двухкомпонентные (глинисто-кремнистые и кремнисто-глинистые) и однокомпонентные (кремниевые) породы. Класс однокомпонентных глинистых пород в исследуемых разрезах скважин отсутствует.

**Заключение.** Предложенная классификация позволяет дать полное и корректное название каждой породе, выявить разнообразие литологических типов, проследить их изменения в разрезе баженовской высокоуглеродистой формации и выполнить пространственную привязку.

**Ключевые слова:** классификация пород, трёхкомпонентная диаграмма, вещественный состав, баженовская свита, высокоуглеродистая формация

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

**Для цитирования:** Перечнева Е.С., Вторушина Э.А., Вторушин М.Н. Минерально-компонентная классификация пород баженовской высокоуглеродистой формации. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):32–41. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-32-41>

*Статья поступила в редакцию 25.05.2022*

*Принята к публикации 30.06.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

## MINERAL-COMPONENT CLASSIFICATION OF THE BAZHENOV HIGH-CARBON FORMATION DEPOSITS

**Elena S. Perechneva\*, Ella A. Vtorushina, Maxim N. Vtorushin**

Autonomous Institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra "V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil", RF, Khanty-Mansiysk

**E-mail:** [PerechnevaES@nacrn.hmao.ru](mailto:PerechnevaES@nacrn.hmao.ru)

**Introduction.** The Bazhenov high-carbon formation deposits are characterized by high lateral and vertical variability.

**The aim** of the work is developing a mineral-component classification and a three-component diagram of the Bazhenov high-carbon deposits to identify the diversity of lithological types and systematize research.

**Materials and methods.** The classification is based on a combination of data from lithological, mineralogical and geochemical studies. The main rock-forming minerals are three main components (siliceous, clay and carbonate matter). The concentration limits for each component are 5, 10, 25 and 50%.

**Results.** The following 15 main classes have been identified: 1) single-component, with the content of the main component of more than 50 %; 2) two-component, with the content of each of the two main components of more than 25 %; 3) three-component (mixed rocks), with the content of the three main components from 25 to 50 %.

42 subclasses were identified in one-component and two-component rocks additionally. The name in additional classes is determined depending on the content of the mineral component in the amount of 5–10 % and/or 10–25 % and is indicated as an adjective to the main class. The name of the rock should reflect the content of minor minerals and organic matter for greater in detail. The mineral-component classification was actually applied to the Bazhenov deposits confined to the zone of the Frolovskaya megadepression and the Krasnoleninsky arch. 33 breed classes/subclasses have been identified. The most common are two-component (clay-siliceous and siliceous-clay) and one-component (siliceous) rocks. The class of one-component clay rocks is absent in the studied well sections.

**Conclusions.** The proposed mineral-component classification makes it possible to give a full and correct name to each rock, highlight the diversity of lithological types, trace their changes in the section of the Bazhenov high-carbon formation and perform spatial referencing.

**Keywords:** mineral-component classification, three-component diagram, Bazhenov formation, high-carbon formation

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

**For citation:** Perechneva E.S., Vtorushina E.A., Vtorushin M.N. Mineral-component classification of the Bazhenov high-carbon formation deposits. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):32–41. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-32-41>

*Manuscript received 25.05.2022*

*Accepted 30.06.2022*

*Published 30.09.2022*

## ВВЕДЕНИЕ

Баженовская высокоуглеродистая формация (БВУФ) на территории Западной Сибири представляет собой комплекс разновозрастных отложений морского генезиса, стратиграфически охватывает киммериджский, титонский, берриасский, валанжинский и готеривский ярусы с повышенным содержанием аквагенного органического углерода [2]. С момента открытия баженовская свита описывалась как толща аргиллитов, обогащенных органическим веществом. В настоящее время многочисленные литолого-минералогические исследования показали, что «монотонные» разрезы БВУФ характеризуются высокой латеральной и вертикальной изменчивостью. Частая смена условий осадконакопления, в частности, изменение гидродинамики вод морского бассейна, кислородного режима, на которые накладываются процессы вторичных преобразований пород, приводят к огромному разнообразию литологических типов и подтипов пород [7]. Основная особенность баженовских отложений — толща является одновременно нефтегазоматеринской, нетрадиционным резервуаром и покрывкой. Скопления нефти в баженовской высокоуглеродистой формации образуются за счет преобразования собственного органического вещества. Разработке классификации и исследованиям вещественного состава пород баженовского горизонта посвящены работы многих авторов [1, 3–11]. Несмотря на многочисленные исследования, ни одна классификация баженовских отложений не является общепринятой. Все это обуславливает необходимость проведения адекватной детальной

литотипизации, учитывающей все особенности строения отложений БВУФ, для корректного расчленения разреза и прогнозирования нефтегенерационных свойств. Целью работы является разработка минерально-компонентной классификации и построение трёхкомпонентной диаграммы пород баженовской высокоуглеродистой формации для выявления разнообразия литологических типов и систематизации исследований.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Минерально-компонентная классификация разработана на основании изучения кернa более 10 разрезов баженовского горизонта на территории Западной Сибири, приуроченной к зоне Фроловской мегавпадины и Краснolenинского свода. Для корректного определения минерально-компонентного состава петрографический анализ необходимо проводить совместно с интерпретацией результатов других литолого-минералогических и геохимических исследований. Проанализировано 438 образцов кернa из 12 скважин. Лабораторные исследования включали описание петрографических шлифов, анализ измельченных образцов кернa методами рентгеновской дифракции и пиролиза. Петрографическое описание шлифов выполнено с помощью поляризационного микроскопа Olympus VX53. Определение содержания глинистых, карбонатных, кремнистых и других минералов проведено на рентгеновском дифрактометре ARL X'TRA с применением программного комплекса Siroquant version 3 для расчета количественного

содержания по методу Ритвельда путем моделирования теоретической дифрактограммы с наилучшим приближением «теория-эксперимент». Идентификация глинистых минералов выполнена на основе комплексной интерпретации ориентированных препаратов: воздушно-сухих, насыщенных глицерином и термически обработанных. Определение содержания общего органического углерода выполнено на пиролизаторе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies).

В соответствии с результатами исследований [4] принято, что основная масса пород баженовских отложений сложена следующими минеральными компонентами:

- продукты биохимической концентрации минерального вещества (кальцит, кремнезем);
- планктоно- и бентосогенное (археи, бактерии, простейшие эукариоты) органическое вещество, сохранившееся после диагенетических и катагенетических превращений;
- продукты химического разрушения и тончайшей дисперсии первичных пород в областях водосборов (глинистый аллотигенный материал);
- аутигенные продукты химической концентрации минерального вещества на стадиях позднего диагенеза и катагенеза.

В предложенной классификации главными породообразующими минералами являются три основных компонента: кремнистое, глинистое и карбонатное вещество (табл. 1). Для деления пород на классы и подклассы после нормировки содержания основных компонентов на 100 % были выбраны граничные значения концентраций в 5, 10, 25 и 50 % для каждого компонента, и построена трехкомпонентная диаграмма (рис. 1).

Породы были подразделены на следующие типы:

- а) однокомпонентные, с содержанием главного компонента более 50 % (*кремниевая, глинистая, карбонатная породы*);
- б) двухкомпонентные, с содержанием каждого из двух главных компонентов более 25 % (*глинисто-кремнистая, карбонатно-кремнистая, кремнисто-глинистая, карбонатно-глинистая, глинисто-карбонатная, кремнисто-карбонатная породы*);
- в) трехкомпонентные, с содержанием трех главных компонентов от 25 до 50 % (*карбонатно-кремнисто-глинистая, карбонатно-глинисто-кремнистая, кремнисто-карбонатно-глинистая, кремнисто-глинисто-карбонатная, глинисто-кремнисто-карбонатная, глинисто-карбонатно-кремнистая породы*).

Дополнительно выделены подклассы пород. При содержании минерального компонента

в количестве 5–10 % указываются прилагательные к основному классу породы (без дефиса): «слабокремнистая», «слабоглинистая», «слабокарбонатная». «Кремнистая», «глинистая», «карбонатная» указываются, если количество минерального компонента составляет 10–25 %. В случае, если два компонента содержатся в количестве по 5–10 % или по 10–25 %, то через дефис к основному классу добавляются прилагательные «слабокремнисто-слабоглинистая», «слабокремнисто-глинистая», «кремнисто-глинистая», соответственно.

Для большей детализации в названии породы было отражено содержание второстепенных минералов и органического вещества. С этой целью было проведено нормирование на 100 % суммы всех минеральных компонентов и общего органического углерода (ТОС). В соответствии с градациями, предложенными А.Е. Гавриловым [3], выделены следующие типы пород по содержанию органического вещества:

- 1) слабоуглеродистые (ТОС < 5 %);
- 2) углеродистые (5 < ТОС < 10 %);
- 3) сильноуглеродистые (ТОС > 10 %).

По аналогии с органическим веществом в названии отражена степень пиритизации:

- 1) слабопиритизированные (пирит < 5 %);
- 2) пиритизированные (5 < пирит < 10 %);
- 3) сильнопиритизированные (пирит > 10 %).

Для других минеральных компонентов, содержание которых превышает 5 %, в названии породы указывается «-содержащая». Например, «альбит-содержащая», «апатит-содержащая», «барит-содержащая» и т.п. При определении породы на первое место ставится название менее распространенного компонента, на последнее место — преобладающего. При детализации названия после подкласса/класса перечисляются второстепенные компоненты в убывающем порядке. Например, карбонатно- (10–25 %) глинистая (10–25 %) кремниевая (> 50 %) порода, сильноуглеродистая (> 10 %), пиритизированная (5–10 %); либо слабокремнисто- (5–10 %) карбонатная (10–25 %) глинистая (> 50 %) порода, сильнопиритизированная (> 10 %), альбит-содержащая (> 5 %).

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Выполнено фактическое применение минерально-компонентной классификации для баженовских отложений, приуроченных к зоне Фроловской мегавпадины и Красноленинского свода. Характеристика и встречаемость выделенных классов и подклассов пород приведена ниже.

**Таблица 1.** Минерально-компонентная классификация пород баженовской высокоуглеродистой формации  
 \* — содержание кремнистого, глинистого и карбонатного вещества нормировано на 100 %. Составлено авторами  
**Table 1.** Mineral-component classification of the Bazhenov high-carbon formation deposits  
 \* — siliceous, clayey and carbonate components normalized to 100%. Compiled by the authors

№	Название породы	Содержание, %*			Встречаемость, %	
		Кремнистое вещество	Глинистое вещество	Карбонатное вещество		
1	Кремниевая порода	>90	<5	<5	0	20,1
2	Слабоглинистая кремниевая порода	>85	5-10	<5	0	
3	Глинистая кремниевая порода	>70	10-25	<5	13,7	
4	Слабокарбонатно-слабоглинистая кремниевая порода	>80	5-10	5-10	0	
5	Слабокарбонатно-глинистая кремниевая порода	>65	10-25	5-10	1,4	
6	Карбонатно-глинистая кремниевая порода	>50	10-25	10-25	2,5	
7	Слабокарбонатная кремниевая порода	>85	<5	5-10	0,2	
8	Карбонатная кремниевая порода	>70	<5	10-25	0,2	
9	Слабоглинисто-слабокарбонатная кремниевая порода	>80	5-10	5-10	0,0	
10	Слабоглинисто-карбонатная кремниевая порода	>65	5-10	10-25	0,5	
11	Глинисто-карбонатная кремниевая порода	>50	10-25	10-25	1,6	
12	Глинистая порода	<5	>90	<5	0	0
13	Слабокремнистая глинистая порода	5-10	>85	<5	0	
14	Кремнистая глинистая порода	10-25	>70	<5	0	
15	Слабокарбонатно-слабокремнистая глинистая порода	5-10	>80	5-10	0	
16	Слабокарбонатно-кремнистая глинистая порода	10-25	>65	5-10	0	
17	Карбонатно-кремнистая глинистая порода	10-25	>50	10-25	0	
18	Слабокарбонатная глинистая порода	<5	>85	5-10	0	
19	Карбонатная глинистая порода	<5	>70	10-25	0	
20	Слабокремнисто-слабокарбонатная глинистая порода	5-10	>80	5-10	0	
21	Слабокремнисто-карбонатная глинистая порода	5-10	>65	10-25	0	
22	Кремнисто-карбонатная глинистая порода	10-25	>50	10-25	0	
23	Карбонатная порода	<5	<5	>90	0,5	6,4
24	Слабоглинистая карбонатная порода	<5	5-10	>85	0,2	
25	Глинистая карбонатная порода	<5	10-25	>70	0,0	
26	Слабокремнисто-слабоглинистая карбонатная порода	5-10	5-10	>80	0,0	
27	Слабокремнисто-глинистая карбонатная порода	5-10	10-25	>65	0,2	
28	Кремнисто-глинистая карбонатная порода	10-25	10-25	>73	1,4	
29	Слабокремнистая карбонатная порода	5-10	<5	>85	0,7	
30	Кремнистая карбонатная порода	10-25	<5	>70	1,1	
31	Слабоглинисто-слабокремнистая карбонатная порода	5-10	5-10	>80	0,0	
32	Слабоглинисто-кремнистая карбонатная порода	10-25	5-10	>65	0,5	
33	Глинисто-кремнистая карбонатная порода	10-25	10-25	>50	1,8	
	Двухкомпонентная порода					
34	Глинисто-кремнистая порода	>25	>25	<5	33,1	41,8
35	Слабокарбонатная глинисто-кремнистая порода	>25	>25	5-10	5,0	
36	Карбонатная глинисто-кремнистая порода	>25	>25	10-25	3,7	
37	Карбонатно-кремнистая порода	>25	<5	>25	0,2	1,8
38	Слабоглинистая карбонатно-кремнистая порода	>25	5-10	>25	0,0	
39	Глинистая карбонатно-кремнистая порода	>25	10-25	>25	1,6	
40	Кремнисто-глинистая порода	>25	>25	<5	12,1	20,3
41	Слабокарбонатная кремнисто-глинистая порода	>25	>25	5-10	3,7	
42	Карбонатная кремнисто-глинистая порода	>25	>25	10-25	4,6	
43	Карбонатно-глинистая порода	<5	>25	>25	0,0	0,7
44	Слабокремнистая карбонатно-глинистая порода	5-10	>25	>25	0,0	
45	Кремнистая карбонатно-глинистая порода	10-25	>25	>25	0,7	
46	Глинисто-карбонатная порода	<5	>25	>25	0,0	2,1
47	Слабокремнистая глинисто-карбонатная порода	5-10	>25	>25	0,0	
48	Кремнистая глинисто-карбонатная порода	10-25	>25	>25	2,1	

Продолжение таблицы 1

№	Название породы	Содержание, %*			Встречаемость, %	
		Кремнистое вещество	Глинистое вещество	Карбонатное вещество		
49	Кремнисто-карбонатная порода	>25	<5	>25	0,2	3,0
50	Слабоглинистая кремнисто-карбонатная порода	>25	5-10	>25	1,1	
51	Глинистая кремнисто-карбонатная порода	>25	10-25	>25	1,6	
Смешанная порода (трехкомпонентная)						
52	Карбонатно-кремнисто-глинистая порода	25-50	25-50	25-50	0,9	3,9
53	Карбонатно-глинисто-кремнистая порода	25-50	25-50	25-50	0,7	
54	Кремнисто-карбонатно-глинистая порода	25-50	25-50	25-50	1,1	
55	Кремнисто-глинисто-карбонатная порода	25-50	25-50	25-50	0,5	
56	Глинисто-кремнисто-карбонатная порода	25-50	25-50	25-50	0,0	
57	Глинисто-карбонатно-кремнистая порода	25-50	25-50	25-50	0,7	

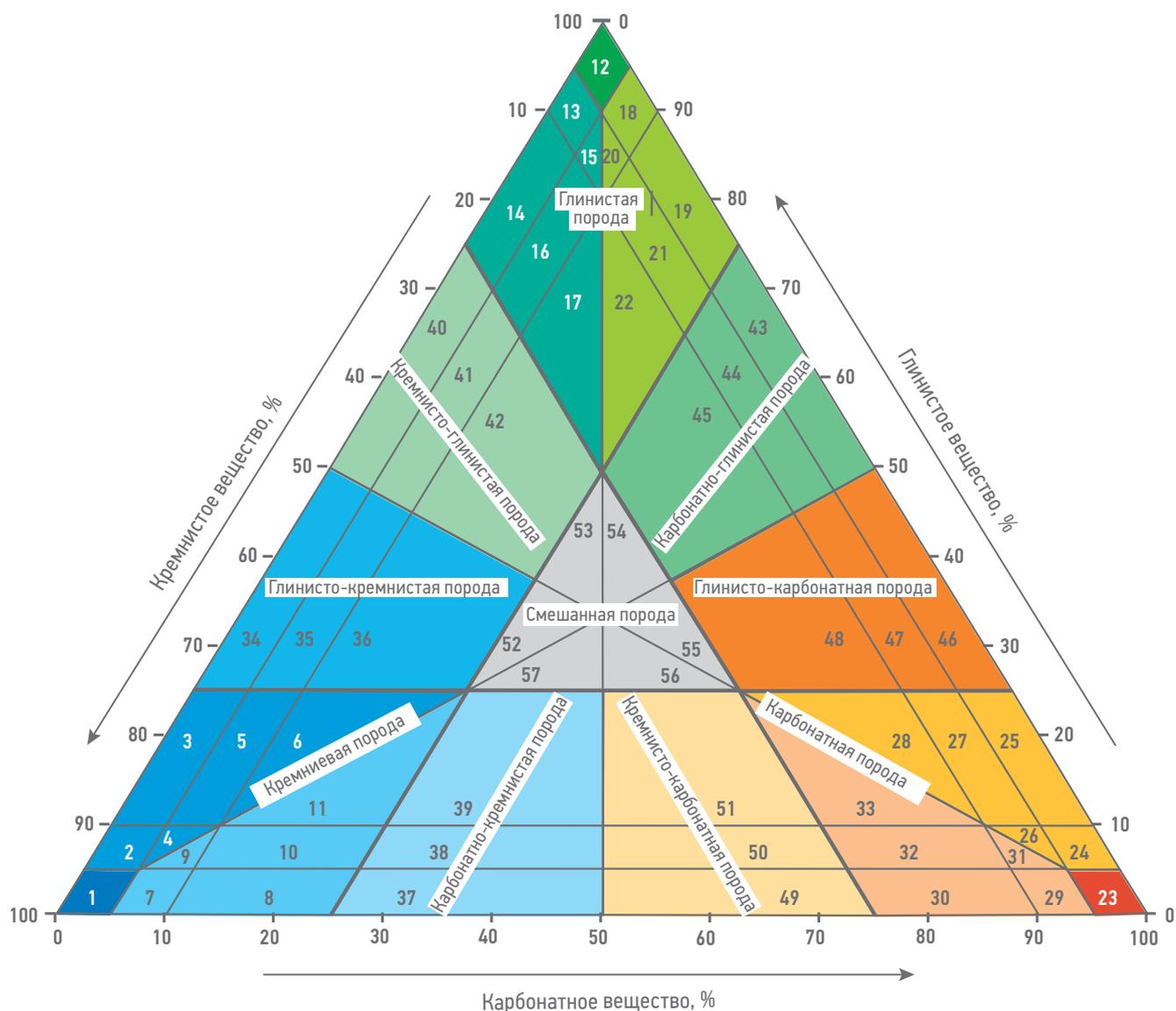


Рис. 1. Трехкомпонентная диаграмма  
 Номера и цвета классов/подклассов указаны в соответствии с табл. 1. Составлено авторами  
 Fig. 1. Three-component diagram  
 The number and colors of classes/subclasses are indicated in accordance to Table 1. Compiled by the authors

**Класс кремниевых пород** в исследуемой выборке составляет 20,1 %, из них 13,7 % — глинистая кремниевая порода; 2,5 % — карбонатно-глинистая кремниевая порода; 1,6 % — глинисто-карбонатная кремниевая порода; 1,4 % — слабокарбонатно-глинистая кремниевая порода; 0,5 % — слабоглинисто-карбонатная кремниевая порода; 0,2 % — слабокарбонатная кремниевая порода; 0,2 % — карбонатная кремниевая порода (рис. 2а).

Кремниевые породы массивные, неяснослоистые, линзовидные светло-коричневого цвета, с неяснобиоморфной, биоморфной радиоляриевой и пелитоморфной структурой. Основная масса породы представлена пелитоморфным кремнеземом с примесью микрочешуйчатого глинистого материала и тонко-скрытокристаллического карбоната. Органическое вещество тонкодисперсное, содержание меняется от 1,0 до 18,2 %, в среднем 7,2 %. Пирит микроглобулярный и скрытокристаллический, содержание минерала от 1,0 до 18,6 %, в среднем 4,9 %. Органические остатки представлены ихтиодетритом и радиоляриями, которые слагают прослои.

**Класс глинистых пород** в исследуемой выборке отсутствует.

**Класс карбонатных пород** в выборке составляет 6,4 %, из них 1,8 % — глинисто-кремнистая карбонатная порода; 1,4 % — кремнисто-глинистая карбонатная порода; 1,1 % — кремнистая карбонатная порода; 0,7 % — слабокремнистая карбонатная порода; 0,5 % — карбонатная порода; 0,5 % — слабоглинисто-кремнистая карбонатная порода; 0,2 % — слабоглинистая карбонатная порода; 0,2 % — слабокремнисто-глинистая карбонатная порода (рис. 2б).

Карбонатные породы от светло- до темно-коричневого и серого цветов. Включают карбонаты с массивной, комковатой, пятнистой, фунтиковой текстурой и со скрыто- и мелкокристаллической структурой; карбонаты с массивной, пятнистой, неяснослоистой текстурой и биоморфной радиоляриевой структурой; карбонаты с неяснослоистой текстурой с скрытокристаллической структурой, сложенные кокколитофоритами. Максимальные содержания пирита (до 16,2 %) и органического вещества (до 14,6 %) прослеживаются в породах с основным объемом кокколитофорид; минимальные содержания (от 0 до 0,3 %) в скрытокристаллических массивных карбонатных разновидностях.

## **ДВУХКОМПОНЕНТНЫЕ ПОРОДЫ**

**Класс глинисто-кремнистых пород** составляет 41,8 %, из них

33,1 % — глинисто-кремнистая порода; 5,0 % — слабокарбонатная глинисто-кремнистая порода; 3,7 % — карбонатная глинисто-кремнистая порода (рис. 2в).

**ГЛАВНЫМИ ПОРОДООБРАЗУЮЩИМИ МИНЕРАЛАМИ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ ФОРМАЦИИ В ПРЕДЛОЖЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЯВЛЯЮТСЯ КРЕМНИСТОЕ, ГЛИНИСТОЕ И КАРБОНАТНОЕ ВЕЩЕСТВО.**

Глинисто-кремнистые породы коричневого и темно-коричневого цвета с тонко-горизонтально слоистой текстурой, насыщенность цвета зависит от содержания органического вещества. Основная масса породы сложена преимущественно пелитоморфным кремнеземом и тонкочешуйчатым глинистым веществом. В меньшем количестве присутствуют микроглобулярный пирит (1,3–20,7 %), тонко- и скрытокристаллический карбонат (0–21,6 %), тонкодисперсное органическое вещество (0,6–19,6 %). Присутствуют перекристаллизованные скелеты радиолярий, однокамерные планктонные организмы, обломки двустворок и ихтиодетрит.

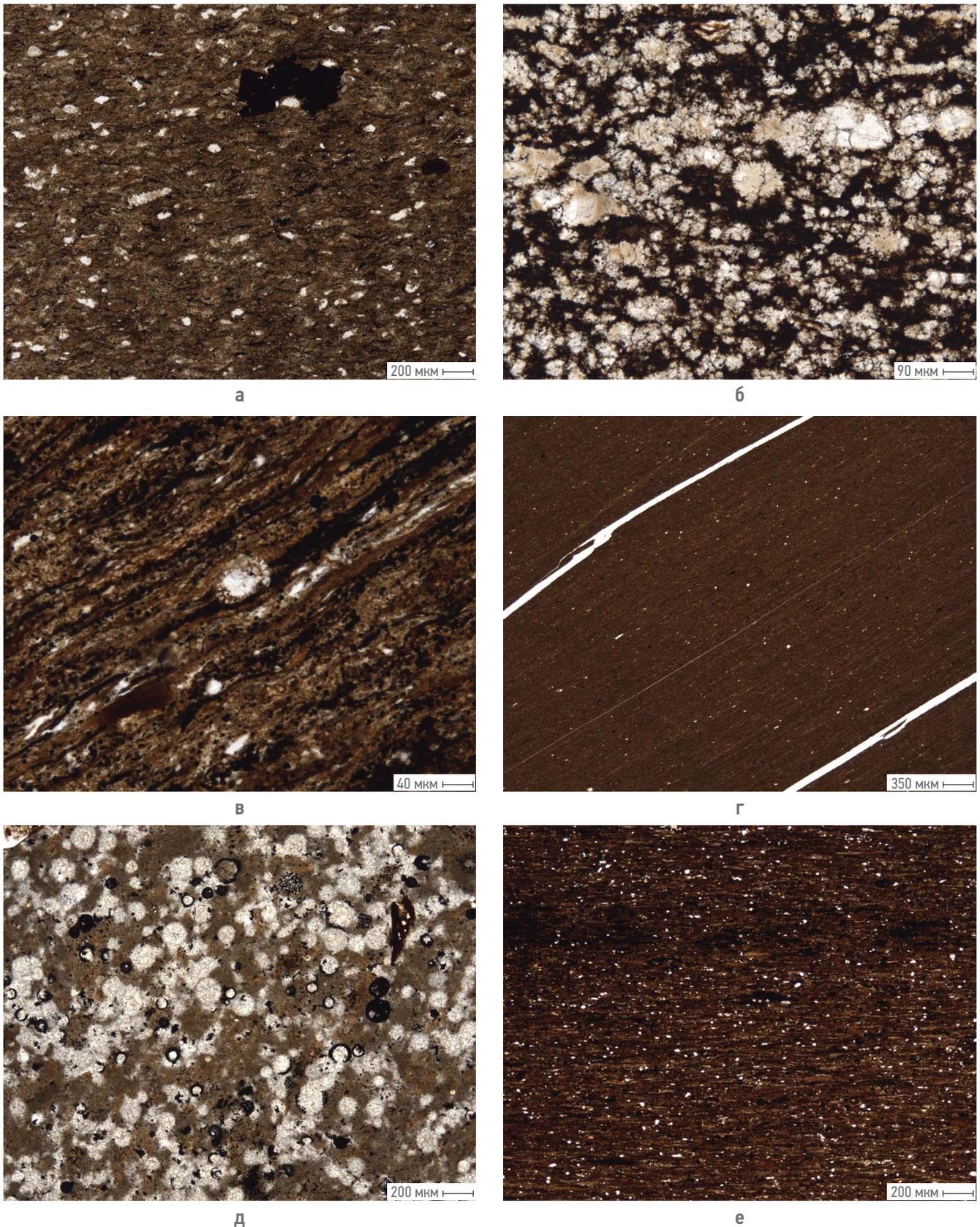
**Класс карбонатно-кремнистых пород** в выборке составляет 1,8 %, из них 1,6 % — глинистая карбонатно-кремнистая порода, 0,2 % — карбонатно-кремнистая порода.

Карбонатно-кремнистые породы темно-коричневого цвета с тонколинзовидной текстурой и неяснобиоморфной радиоляриевой структурой. Породы сложены пелитоморфным кремнеземом и тонко- и скрытокристаллическим карбонатом. Характерно наличие тонкочешуйчатого глинистого вещества (0,6–23,9 %), пирита (3,5–17,9 %), рассеянного органического вещества (3,5–14,9 %).

**Класс кремнисто-глинистых пород** составляет 20,3 %, из них 12,1 % — кремнисто-глинистая порода; 4,6 % — карбонатная кремнисто-глинистая порода; 3,7 % — слабокарбонатная кремнисто-глинистая порода (рис. 2г).

Кремнисто-глинистые породы коричневого цвета с тонко-горизонтально слоистой текстурой и ориентированным погасанием глинистых минералов. Основная масса сложена микрочешуйчатым глинистым агрегатом и пелитоморфным кремнеземом. В меньшем количестве присутствуют прослои микроглобулярного пирита (0–49,1 %), тонкодисперсное органическое вещество (1,5–27,7 %), кристаллы карбонатов (0–23,7 %). Характерно наличие апатита, альбита, ихтиодетрита, однокамерного планктона.

**Класс карбонатно-глинистых пород** в исследуемой выборке составляет 0,7 %



**Рис. 2.** Фотографии шлифов пород баженовской высокоуглеродистой формации с высокой встречаемостью: а — глинистая кремниевая порода, углеродистая (увеличение 40<sup>х</sup>); б — слабоглинисто-кремнистая карбонатная порода (увеличение 100<sup>х</sup>); в — глинисто-кремнистая порода, сильноуглеродистая, сильнопиритизированная (увеличение 200<sup>х</sup>); г — кремнисто-глинистая порода, углеродистая (увеличение 25<sup>х</sup>); д — глинистая кремнисто-карбонатная порода (увеличение 40<sup>х</sup>); е — кремнисто-карбонатно-глинистая порода, сильноуглеродистая (увеличение 40<sup>х</sup>). Фото шлифов без анализатора. Составлено авторами

**Fig. 2.** Photos of thin sections of the Bazhenov high-carbon formation deposits with a high occurringness: clay siliceous rock, carbonaceous (magnification 40<sup>x</sup>); б — slightly clay-siliceous carbonate rock (100<sup>x</sup> magnification); в — clay-siliceous rock, high-carbon, high-pyrite (200<sup>x</sup> magnification); г — siliceous- clay rock, carbonaceous (magnification 25<sup>x</sup>); д — clay siliceous-carbonate rock (magnification 40<sup>x</sup>); е — siliceous-carbonate-clay rock, high-carbon (magnification 40<sup>x</sup>). Photo of thin sections without analyzer. Compiled by the authors

и представлен кремнистыми карбонатно-глинистыми породами.

Карбонатно-глинистые породы светло-коричневого цвета с тонкослоистой и неяснослоистой, пятнистой текстурой. Порода сложена микрокристаллическим карбонатом и микрочешуйчатым глинистым веществом. Характерно наличие кремнистого вещества (12,9–23,2 %), органического вещества (0,6–16,5 %), пирита (0–14,4 %), апатита, альбита, ихтиодетрита, однокамерного планктона.

**Класс глинисто-карбонатных пород** в исследуемой выборке составляет 2,1 % и представлен кремнистыми глинисто-карбонатными породами.

Глинисто-карбонатные породы коричневого цвета с тонко-горизонтально слоистой текстурой. Основная масса представлена микрочешуйчатым глинистым агрегатом и скрытокристаллическим карбонатом. В меньшем количестве присутствуют кремнезём (10,9–23,2 %), микроглобулярный пирит (0–19,1 %), тонкодисперсное органическое вещество (0,5–17,1 %). Присутствуют кокколитофориды, ихтиодетрит, однокамерный планктон, альбит, апатит.

**Класс кремнисто-карбонатных пород** составляет 3,0 %, из них 1,6 % — глинистая кремнисто-карбонатная порода; 1,1 % — слабоглинистая кремнисто-карбонатная порода; 0,2 % — кремнисто-карбонатная порода (рис. 2д).

Кремнисто-карбонатные породы коричневого цвета с тонко-горизонтально слоистой, неяснослоистой, пятнистой текстурой и неяснобиогенной и биогенной радиоляриевой структурой. Основная масса представлена пелитоморфным кремнезёмом и рассеянным кристаллическим карбонатом. Присутствуют микрочешуйчатое глинистое вещество (0–24,5 %), пирит (1,2–15,0 %), органическое вещество (3,4–13,0 %). Характерно наличие перекристаллизованных скелетов радиолярий, однокамерного планктона, ихтиодетрита, обломков двустворок.

**Класс смешанных (трехкомпонентных) пород** в выборке составляет 3,9 %, из них 1,1 % — кремнисто-карбонатно-глинистая порода; 0,9 % — карбонатно-глинисто-кремнистая порода;

0,7 % — карбонатно-кремнисто-глинистая порода; 0,7 % — глинисто-карбонатно-кремнистая порода; 0,5 % — кремнисто-глинисто-карбонатная порода (рис. 2е).

Смешанные породы темно-коричневого и коричневого цвета с тонко-горизонтально слоистой и пятнистой текстурой, с тонкочешуйчатой алевро-пелитовой, неяснобиогенной и биогенной радиоляриевой структурой. Порода сложена карбонатным (в среднем 30,6 %), кремнистым (в среднем 34,6 %), глинистым (в среднем 34,8 %) веществом. В меньшем количестве пирит (1,8–20,3 %), органическое вещество (3,6–20,2 %). Характерно наличие обломков двустворок, рыбных остатков, кокколитофорид, однокамерного планктона, перекристаллизованных скелетов радиолярий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При комплексировании данных литолого-минералогических и геохимических исследований разработана минерально-компонентная классификация с выделением 15 классов и 42 подклассов пород. Построена трехкомпонентная диаграмма, которая позволяет отобразить состав трехкомпонентной смеси и получить характеристики породы.

Среди отложений баженовского горизонта на изученной территории выделено 33 класса/подкласса пород. Наиболее распространенными являются двухкомпонентные (глинисто-кремнистые и кремнисто-глинистые) и однокомпонентные (кремниевые) породы. Класс однокомпонентных глинистых пород в исследуемых разрезах скважин отсутствует. Предложенная классификация основана на комплексировании данных разных методов и может быть полезна как для описания петрографических шлифов, так и для систематизации полученных данных литолого-минералогических и геохимических исследований. Классификация позволяет дать полное и корректное название каждой породе, выявить разнообразие литологических типов, проследить их изменения в разрезе баженовской высокоуглеродистой формации и заполнить пространственную привязку.

## Список литературы

1. Балущина Н.С., Калмынов Г.А., Хамидуллин Р.А., Бакай А.И., Коробова Н.И., Петракова Н.Н., Белохин В.С. Комплексная литофизическая типизация пород баженовской свиты по данным керна и комплексу ГИС // Материалы Российской техн. нефтегазовой конф. и выставки SPE по разведке и добыче. — М., 2014. — С. 54–61.
2. Балущина Н.С., Волянская В.В., Осипов С.В., Хотылев О.В., Калмынов Г.А. Системный подход и комплексирование исследований при моделировании свойств и прогнозе нефтегазоносности баженовской высокоуглеродистой формации в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 4. — С. 34–39.
3. Гаврилов А.Е., Жуновская Е.А., Тугарова М.А., Остапчук М.А. Целевая классификация пород баженовской свиты (на примере месторождений центральной части Западной Сибири) // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 12. — С. 38–40.

4. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. — 2016. — Т. 57. — №. 11. — С. 2034–2043.
5. Корovina Т.А. Закономерности формирования и распространения коллекторов в битуминозных отложениях баженовской свиты для оценки перспектив нефтегазонасности западного склона Сургутского свода. Дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12. — СПб., 2004.
6. Макарова О.М., Коробова Н.И., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Белохин В.С., Козлова Е.В., Косоруков В.Л., Мануилова Е.А. Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях // Георесурсы. — 2017. — Спецвыпуск, ч. 1. — С. 155–164.
7. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. — 2019. — №. 8. — С. 13–17.
8. Полякова И.Д., Крoль Л.А., Перoзo Г.Н., Предтеченская Е.А. Баженовская свита: литолого-геохимическая классификация и седиментационная модель // Геология и геофизика. — 2002. — Т. 43. — №. 3. — С. 225–236.
9. Предтеченская Е.А., Крoль Л., Гурари Ф., Сaп'яник В., Перoзo Г., Малюшко Л.Д. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты // Литосфера. — 2006. — №. 4. — С. 131–148.
10. Ушатинский И.Н., Харин В.С. Типы и состав пород баженовской свиты // Строение и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. — С. 54–64.
11. Эдер В.Г. Применение кластерного анализа для выделения типов пород баженовской свиты по содержанию основных породообразующих оксидов // Геохимия. — 2002. — №. 2. — С. 233–238.

#### References

1. Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Khamidullin R.A., Belokhin V.S., Korobova N.I., Petrakova N.N., Bakai A.I. Complex litho-physical typing of rocks of the Bazhenov suite according to the core data and the GIS complex. *Mat-ly Ross. tekhn. neftegazovoi konf. i vystavki SPE po razvedke i dobyche [Proc. Russian technical oil and gas conference and SPE exhibition on exploration and production]*. Moscow, 2014. (In Russ.)
2. Balushkina N.S., Volyanskaya V.V., Osipov S.V., Khotylev O.V., Kalmykov G.A. A systematic approach and integration of studies in modeling the properties and forecasting the oil and gas potential of the Bazhenov high-carbon formation in Western Siberia. *Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]*. 2021, no 4, pp. 34–39. (In Russ.)
3. Gavrilov A.E., Zhukovskaya E.A., Tugarova M.A., Ostapchuk M.A. Target classification of rocks of the Bazhenov suite (on the example of deposits in the central part of Western Siberia). *Neftyanoe khozyaistvo [Oil industry]*. 2015, no 12, pp. 38–40. (In Russ.)
4. Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirajlova A.G., Kostyrev E.A., Eder V.G. Classification of rocks of the bazhenov formation. *Geologiya i geofizika [Geology and geophysics]*. 2016, v. 57, no. 11, pp. 2034–2043. (In Russ.)
5. Korovina T.A. *Zakonovernosti formirovaniya i rasprostraneniya kollektorov v bituminoznykh otlozheniyakh bazhenovskoy svity dlya otsenki perspektiv neftegazonosnosti zapadnogo sklona Surgut'skogo svoda [Patterns of formation and distribution of reservoirs in the bituminous sediments of the Bazhenov formation to assess the oil and gas potential of the western slope of the Surgut arch]*: thesis of candidate of geological and mineralogical science, St. Petersburg, 2004. (In Russ.)
6. Makarova O.M., Korobova N.I., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Belokhin V.S., Kozlova E.V., Kosorukov V.L., Manuilova E.A. The main rock types of the Bazhenov formation on the Surgut arch and adjacent territories. *Georesursy [Georesources]*. 2017, Special issue, part 2, pp. 155–164. (In Russ.)
7. Nemova V.D. Multi-level lithological typization of rocks of the Bazhenov formation. *Neftyanoe khozyaistvo [Oil industry]*. 2019, no 8, pp. 13–17. (In Russ.)
8. Polyakova I.D., Krol' L.A., Perozio G.N., Predtechenskaya E.A. Bazhenov suite: lithological and geochemical classification and sedimentation model. *Geologiya i geofizika [Geology and geophysics]*. 2002, v. 43, no. 3, pp. 225–236. (In Russ.)
9. Predtechenskaya E.A., Krol' L.A., Gurari F.G., Sap'yanik V.V., Perozio G.N., Malyushko L.D. On the genesis of carbonates in the composition of the Bazhenov suite of the central and south-eastern regions of the West Siberian plate. *Litosfera [Lithosphere]*. 2006, no. 4, pp. 131–148. (In Russ.)
10. Ushatinckii I.N., Kharin V.C. *Types and composition of the Bazhenov suite. Formation and oil content of the Bazhenov suite*. Tyumen: ZapSibNIGNI. 1985, pp. 54–64. (In Russ.)
11. Eder V.G. Application of cluster analysis to distinguish the types of rocks of the Bazhenov suite according to the content of the basic pore forming oxides. *Geokhimiya [Geochemistry]*. 2002, no. 2, pp. 233–238. (In Russ.)

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Е.С. Перечнева** — разработка и графическое оформление минерально-компонентной классификации и трехкомпонентной диаграммы; проведение петрографического анализа; интерпретация, анализ, статистика литолого-минералогических и геохимических исследований; разработка методологии; написание текста статьи.

**Э.А. Вторушина** — обработка и интерпретация результатов минералогических исследований методом рентгеновской дифракции; разработка методологии; редактирование текста; утверждение окончательного варианта.

**М.Н. Вторушин** — проведение минералогических исследований методом рентгеновской дифракции, проведение, обработка и интерпретация результатов пиролитического анализа.

**Elena S. Perechneva** — development and graphic design of the mineral-component classification and three-component diagram; petrographic analysis; interpretation, analysis, statistics of lithological-mineralogical and geochemical studies; methodology development; writing the text of the article.

**Ella A. Vtorushina** — processing and interpretation of the results of mineralogical studies by X-ray diffraction; methodology development; text editing; final approval of the version of the article for publication.

**Maxim N. Vtorushin** — conducting mineralogical studies by X-ray diffraction; conducting, processing and interpreting the results of pyrolysis.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Елена Сергеевна Перечнева\*** — научный сотрудник, автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа-Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»  
628007, Россия, г. Ханты-Мансийск,  
ул. Студенческая, д. 2.  
e-mail: PerechnevaES@nacrn.hmao.ru  
SPIN-код: 8890-8630

**Элла Александровна Вторушина** — кандидат химических наук, заместитель директора по научной работе, автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа-Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»  
628007, Россия, г. Ханты-Мансийск,  
ул. Студенческая, д. 2.  
e-mail: VtorushinaEA@nacrn.hmao.ru

**Максим Николаевич Вторушин** — кандидат биологических наук, заведующий лабораторией геохимических и минералогических исследований; автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа-Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»  
628007, Россия, г. Ханты-Мансийск,  
ул. Студенческая, д. 2.  
e-mail: VtorushinMN@nacrn.hmao.ru

**Elena S. Perechneva\*** — Researcher, Autonomous Institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra “V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil”  
2, Studencheskaya str., 628007, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: PerechnevaES@nacrn.hmao.ru  
SPIN-code: 8890-8630

**Ella A. Vtorushina** — Cand. Sci. (Chem.), Deputy director for Science, Autonomous Institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra “V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil”  
2, Studencheskaya str., 628007, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: VtorushinaEA@nacrn.hmao.ru

**Maxim N. Vtorushin** — Cand. Sci. (Biol.), Head of the Laboratory of Geochemical and Mineralogical Research, Autonomous Institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra “V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil”  
2, Studencheskaya str., 628007, Khanty-Mansiysk, Russia.  
e-mail: VtorushinMN@nacrn.hmao.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# МЕЖСКВАЖИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ АДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО- ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗОН ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ И УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НА ЗРЕЛОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

© Коллектив авторов,  
2022



**Д.Н. Гуляев<sup>3,4,\*</sup>, И.А. Жданов<sup>1</sup>, А.А. Ридель<sup>1</sup>, Е.С. Пахомов<sup>1</sup>, М.В. Колесников<sup>1</sup>,  
А.М. Асланян<sup>2</sup>, Р.Р. Фарахова<sup>3</sup>, В.М. Кричевский<sup>3,4</sup>, Р.В. Гусс<sup>3</sup>**

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

<sup>2</sup>ООО «Нафта Колледж», РФ, Казань

<sup>3</sup>ООО «Софойл», РФ, Казань

<sup>4</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, Москва

**Электронный адрес:** Danila.gulyaev@sofoil.com

Исследуемым объектом является нефтегазовое месторождение в Западной Сибири, основной продуктивный пласт представлен тремя пачками, существенно различающимися по своим свойствам. При сравнительно близких значениях пористости пород по всему разрезу существенно более проницаемые части пласта находятся в верхней его части, а средняя и нижняя пачки, выделенные в рамках дополнительных петрофизических исследований, характеризуются крайне низкими значениями проницаемости.

На анализируемом месторождении разрабатываемая залежь полностью разбурена как вертикальными, так и горизонтальными скважинами. В подавляющем большинстве скважин выполнен гидроразрыв, организована длительно функционирующая система поддержания пластового давления. Разработка ведется более тридцати лет, и месторождение находится на стадии падающей добычи.

**Цель.** Повышение добычи на зрелом месторождении.

**Материалы и методы.** Первичный анализ разработки, калибровка петрофизической модели, анализ межскважинной интерференции, гидродинамическое моделирование разработки, многовариантное прогнозирование разработки.

**Результаты.** Выработана и применена на практике технология комплексного анализа разработки месторождения, адресных полевых исследований, калибровка ГДМ и мультисценарного планирования разработки для повышения добычи на зрелом месторождении. Эффективность проекта будет оценена по результатам ГТМ, выполнение которых запланировано в текущем году.

**Ключевые слова:** повышение добычи, локализация запасов, межскважинные исследования, трехмерное численное моделирование месторождений, повышение КИН

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

**Благодарность:** авторы благодарны руководству и инженерам компаний «Газпром нефть», ООО «Софойл» и Научно-Технического Центра «Газпромнефти» за внесенный вклад в проведение анализа, написание данной статьи и предоставление возможности поделиться результатами работы.

**Для цитирования:** Гуляев Д.Н., Жданов И.А., Ридель А.А., Пахомов Е.С., Колесников М.В., Асланян А.М., Фарахова Р.Р., Кричевский В.М., Гусс Р.В. Межскважинные исследования для адаптации геолого-гидродинамической модели с целью выявления зон остаточных запасов и увеличения добычи на зрелом месторождении. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):42–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-42-51>

*Статья поступила в редакцию 23.05.2022*

*Принята к публикации 30.06.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

## CROSS-WELL INTERFERENCE EVALUATION FOR RESERVOIR MODEL CALIBRATION, UNDRAINED RESERVES LOCALIZATION AND BROWNFIELD PRODUCTION ENHANCEMENT

**Danila N. Gulyaev<sup>3,4,\*</sup>, Ivan A. Zhdanov<sup>1</sup>, Alexander A. Rydel<sup>1</sup>, Evgeny S. Pakhomov<sup>1</sup>, Mikhail V. Kolesnikov<sup>1</sup>, Arthur M. Aslanyan<sup>2</sup>, Rushaniya R. Farakhova<sup>3</sup>, Vladimir M. Krichevsky<sup>3,4</sup>, Rodion V. Guss<sup>3</sup>**

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

<sup>2</sup>Nafta College, RF, Kazan

<sup>3</sup>Sofoil LLC, RF, Kazan

<sup>4</sup>National University of Oil and Gas "Gubkin University", RF, Moscow

**E-mail:** Danila.gulyaev@sofoil.com

**Background.** The studied object is an oil and gas field in Western Siberia, the main productive formation is represented by three units, with significantly differing properties. Despite rock porosity is relatively even throughout the section, significantly more permeable parts of the formation are located in its upper part, and the middle and lower units identified by additional petrophysical studies are characterized by extremely low permeability values.

At the analyzed field, the developed reservoir is already drilled by both vertical and horizontal wells. Hydraulic fracturing performed in the vast majority of wells, and formation pressure maintenance system was organized a long time ago. Development has been going on for over thirty years and the field is at the stage of declining production.

**Aim.** Brownfield production enhancement.

**Materials and methods.** Production analysis, petrophysical model calibration, cross-well interference testing, dynamic reservoir modeling, multi scenario development planning

**Results.** Integrated technology of field development analysis, targeted field testing, dynamic reservoir modeling and multiscenario development planning was set up and implemented on a brownfield. Project effectiveness will be evaluated after drilling this year.

**Keywords:** production enhancement, reserves localization, crosswell testing, dynamic reservoir modeling, recovery increase

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

**Acknowledgments:** The authors would like to express their gratitude to the management and engineers of Gazprom Neft, Sofoil and Gazpromneft STC for their contribution to the analysis and for providing an opportunity to share the results of the findings in the paper.

**For citation:** Gulyaev D.N., Zhdanov I.A., Rydel A.A., Pakhomov E.S., Kolesnikov M.V., Aslanyan A.M., Farakhova R.R., Krichevsky V.M., Guss R.V. Cross-well interference evaluation for reservoir model calibration, undrained reserves localization and brownfield production enhancement. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):42–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-42-51>

*Manuscript received 23.05.2022*

*Accepted 30.06.2022*

*Published 30.09.2022*

## ЦЕЛЬ

Исследуемым объектом является нефтегазовое месторождение Западной Сибири, разрабатываемое более тридцати лет и находящееся на стадии падающей добычи. Основной продуктивный пласт представлен тремя пачками, существенно различающимися по своим свойствам.

На месторождении разрабатываемая залежь практически полностью разбурена, эксплуатируются скважины с различной системой заканчивания, организована длительно функционирующая система поддержания пластового давления.

Месторождения, имеющие длительную историю эксплуатации, являются основными кандидатами для доизучения межскважинного

пространства с целью локализации остаточных запасов.

Целью проведенных работ на анализируемом месторождении являлось выполнение полного анализа истории разработки с целью выбора области для проведения дополнительных межскважинных исследований. Кроме того, выполнение адаптации геолого-гидродинамической модели по результатам межскважинных и промыслово-геофизических исследований, составление плана геолого-технических мероприятий, локализация остаточных запасов и заложение в проект разработки бурение боковых стволов, направленное на добычу углеводородов из зон с остаточными запасами и повышение добычи на зрелом месторождении.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Основными технологиями при доизучении залежи на объекте стал петрофизический анализ, анализ разработки и результатов промышленного каротажа, включая проведение дополнительных полевых исследований, как межскважинных, так и односкважинных — промыслово-геофизических исследований (ПГИ), и калибровка 3D геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) на их результаты. Основной целью первичного анализа было выявление перспективных зон для доразбуривания залежи и добычи углеводородов из зон локализации остаточных запасов. В процессе анализа выполняется разделение исторической добычи и закачки по работающим горизонтам на основе ПГИ, что позволяет проанализировать историю добычи в динамике и выявить, какие пласты и при каких условиях могли бы давать дополнительный приток углеводородов.

Кроме того, на месторождении выполнены межскважинные исследования такие, как мультискважинное ретроспективное тестирование (МРТ) и импульсно — кодовое гидропрослушивание (ИКГ). МРТ основано на анализе исторических данных и позволяет оценить эффективность системы поддержания пластового давления, что является важным при разработке зрелого месторождения. ИКГ выполняется на выбранных участках с целью изучения связности пласта, площадного и вертикального охвата вытеснением и калибровки модели на проницаемость пласта в межскважинных зонах, что и позволяет более точно локализовать остаточные запасы с помощью 3D-моделирования разработки.

## МУЛЬТИСКВАЖИННОЕ РЕТРОСПЕКТИВНОЕ ТЕСТИРОВАНИЕ (МРТ)

Одним из способов оценки межскважинного взаимодействия является мультискважинный ретроспективный тест, основанный на мультискважинной деконволюции. Мультискважинная деконволюция представляет с собой математический алгоритм для поиска отклика давления в тестовой скважине на изменения дебитов в ближайшем окружении [1, 3, 4].

При выполнении мультискважинного ретроспективного тестирования возможно выполнить ряд задач, связанных с гидродинамическими исследованиями скважин.

На изучаемом объекте целью МРТ являлось выявление причин снижения добычи жидкости, диагностирование скважин-источников опережающего обводнения, уточнение геологического строения, а также повышение эффективности системы ППД.

В данной статье рассмотрен один из примеров деконволюционного анализа, состоящий из трех скважин. Скважины, участвующие в анализе, являются добывающими, имеют длительную историю эксплуатации.

Анализ МРТ основан на истории работы каждой скважины, а также истории изменения забойного давления в тестовой скважине 4240.

Мультискважинная деконволюция позволяет восстанавливать историю пластового давления без остановки скважин на длительный период. На тестовой скважине также выполнено восстановление динамики пластового давления, что позволило установить текущее значение пластового давления в области дренирования тестовой скважины, которое составляет 177,5 атм.

Основной задачей МРТ является оценка межскважинного взаимодействия скважин между собой. Так, установлено, что добыча в скв. 809 оказала наибольшее влияние на скв. 4240, выявлено влияние добывающей скв. 783 на скв. 4240 (рис. 1).

Однако анализ результатов деконволюции давления на скв. 4240 указывает на влияние истории работы дальнего окружения скважины, как нагнетательного, так и добывающего. Рекомендуется учесть выявленную интерференцию на этапе моделирования разработки.

## ИМПУЛЬСНО-КODOVOЕ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ (ИКГ) В РАМКАХ PRIME-АНАЛИЗА

ИКГ — это исследование с генерацией возмущений давления в скважинах-генераторах

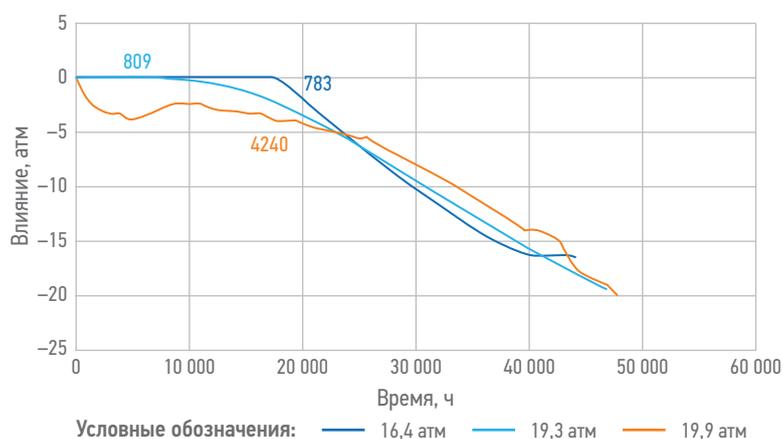


Рис. 1. Динамика межскважинной интерференции (В.М. Кричевский)  
Fig. 1. Cross-well pressure interference (Vladimir M. Krichevsky)

с помощью изменения дебита и/или проницаемости. Созданные колебания в пласте фиксируются на реагирующих скважинах и декодируются с применением алгоритмов декомпозиции [7].

Основными задачами ИКГ являются:

- выявление скважин ППД, не поддерживающих давление;
- выявление скважин-источников опережающего обводнения;
- оценка охвата вытеснением / выработкой по толщине;
- оценка средней насыщенности в межскважинном интервале;
- повышение эффективности системы ППД;
- уточнение геологического строения:
  - наличия непроницаемых границ;
  - областей повышенной проницаемости и др.

На анализируемом месторождении по результатам PRIME-анализа [5] выявлены области:

- с большими запасами нефти в межскважинном пространстве;
- с неполным охватом выработкой по вертикали.

В данных районах проводится ИКГ для уточнения проницаемости пласта, охвата вытеснением по вертикали или высокой нефтенасыщенностью в межскважинном интервале.

Стоит отметить, что генерирующая скважина является нагнетательной, именно изменение закачки в генерирующей скважине способствовало изменению сигнала давления в скважинах-ресиверах.

Одним из преимуществ ИКГ является то, что данный метод не требует остановки скважин для исследований, добыча может продолжаться в штатном режиме.

На рис. 2 представлена история изменения режимов работы в генерирующей скважине, также представлены отклики давления в реагирующих скважинах, на основе которых и производился расчет необходимых параметров для локализации остаточных запасов (оценка насыщенности в межскважинной зоне).

По результатам импульсно-кодовой декомпозиции выявлено наличие

гидродинамической связи между скв. 2139 и 2157, 2139 и 2158. Рассчитаны коэффициенты гидропроводности и пьезопроводности межскважинного пространства (табл. 1). Исходный материал проанализирован стандартными методами анализа ГДП, наличие реакции также подтверждено.

Интерпретация циклов остановок/запусков возмущающей скважины позволило оценить величину пластового давления, проницаемости на качественном уровне в радиусе дренирования скважины, выявить наличие трещины авто-ГРП, являющейся результатом превышения давления закачки над давлением разрыва пласта.

### МРТ ПОЗВОЛЯЕТ ВЫЯВИТЬ ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ДОБЫЧИ ЖИДКОСТИ, ДИАГНОСТИРОВАТЬ СКВАЖИНЫ-ИСТОЧНИКИ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО ОБВОДНЕНИЯ И ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ППД.

Полученные значения гидропроводности по ИКГ существенно выше ожидаемых (на основе односкважинных исследований).

Причины данного факта становятся понятны, если привлечь результаты ПГИ, по которым выявлено наличие перетока в вышележащий водоносный пласт.

По анализу ПГИ выявлено, что во всех трех нагнетательных скважинах кровля пласта работает существенно лучше, чем подошва, однако вследствие закачки с высокими давлениями во всех скважинах образовывались перетоки. Таким образом, импульс возмущения давления во время ИКГ проходил по более проницаемому прослою в кровле пласта, что позволяло достоверно определить значение пьезопроводности этого слоя, но увеличение затухания сигнала в низкопроницаемых прослоях приводило к завышению кажущейся гидропроводности.

Данный факт обязательно требуется учесть при калибровке ГДМ и дальнейшем планировании ГТМ.

Рекомендуется проведение расчетов с помощью ГГДМ по оценке ожидаемого прироста добычи при проведении ГТМ в анализируемом районе.

Таблица 1. Результаты определения гидропроводности и пьезопроводности пласта  
Table 1. Cross-well reservoir transmissibility and diffusivity evaluation

№	Межскважинный интервал	Параметр	Аббр.	Знач.	Ед. изм.
1	2	3	4	5	6
1	2139 → 2157	Гидропроводность пласта	s	4,7	мД·м/сПз
2	2139 → 2158	Гидропроводность пласта	s	1,5	мД·м/сПз
3	2139 → 2157	Пьезопроводность пласта	c	1,4	10 <sup>-2</sup> ·м <sup>2</sup> /с
4	2139 → 2158	Пьезопроводность пласта	c	1,2	10 <sup>-2</sup> ·м <sup>2</sup> /с

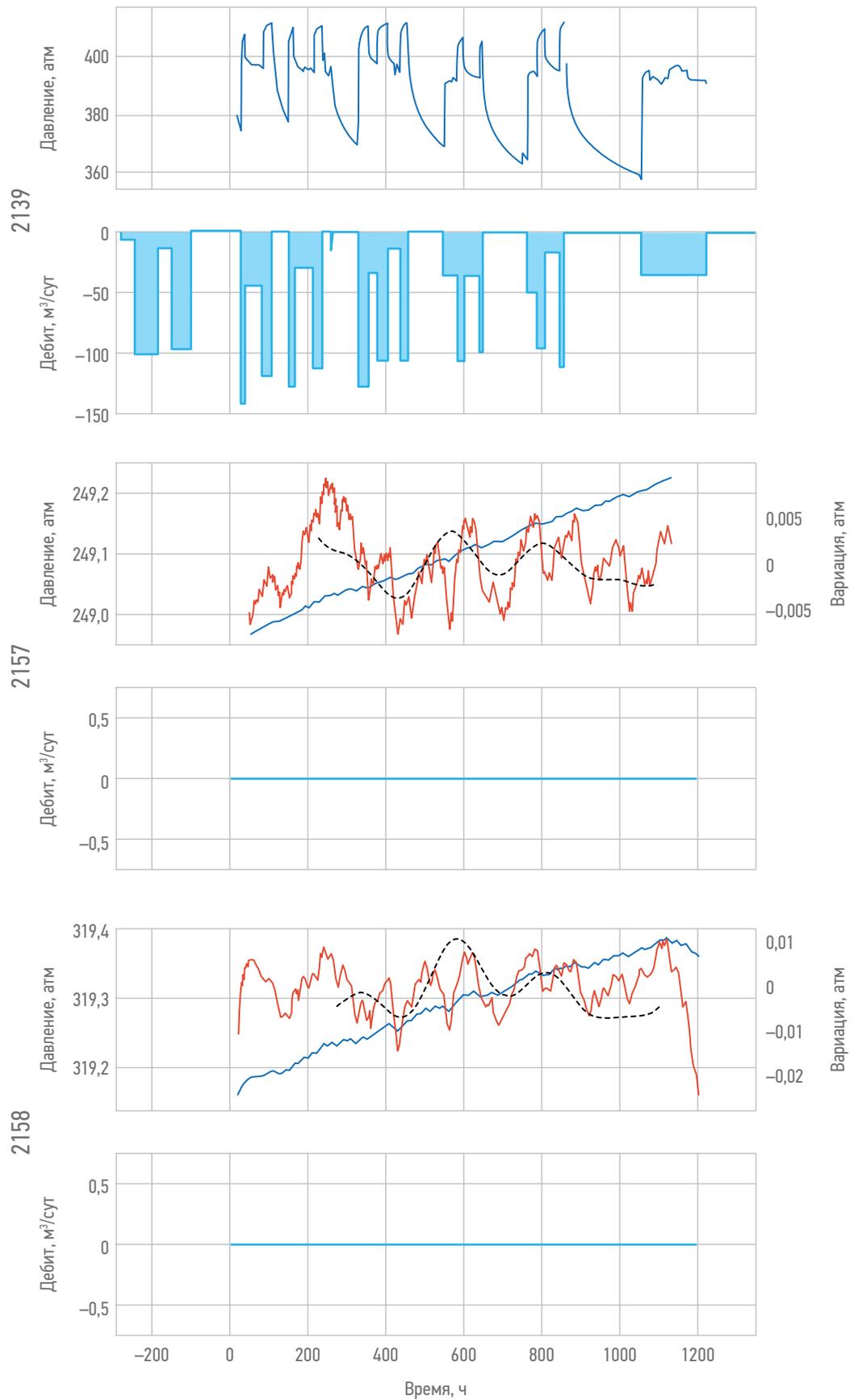


Рис. 2. История давления и изменения режимов работы в генерирующей скважине, а также изменения давления в реагирующих скважинах (синим показаны результаты измерений; красным — детрендированное давление; черным — результат ИКД) (В.М. Кричевский)

Fig. 2. History of pressure and rate changes in generator, as well as changes in pressure in reactors (blue shows the measurement results; red — detrended pressure; black — the result of pressure pulse code decomposition) (Vladimir M. Krichevsky)

Для организации системы ППД необходимо знать связность пласта в межскважинном пространстве. ИКГ позволяет выявить непродвижающиеся разломы без остановки реагирующих скважин.

### ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ (ПГИ) В РАМКАХ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ

Температурное моделирование — эффективный инструмент для построения профиля приемистости. Точность результата полностью зависит от полноты и качества входных данных. Технологии исследования скважины с помощью термометрии основаны на использовании температурных возмущений, создаваемых в коллекторе во время работы скважины. Наиболее информативным методом с точки зрения количественной оценки эксплуатируемых пластов оказывается термометрия в длительно и стабильно работающей скважине [2]. Основными целями ПГИ в рамках проекта являлись:

- выявление перетоков для перераспределения добычи жидкости и закачки воды;
- оценка профиля притока/приемистости для распределения добычи/закачки по пачкам пласта;

Для достижения вышеуказанных целей решались следующие задачи:

- оценка профиля и состава притока/приемистости;
- определение профиля закачки;
- определение нецелевых интервалов ухода закачиваемой жидкости;
- определение интервалов и объема заколонных циркуляций флюида;
- определение технического состояния эксплуатационной колонны.

Результаты промыслово-геофизических исследований используются для адаптации геолого-гидродинамической модели, что позволяет более точно оценить динамику разработки геологического объекта. Ниже приведен планшет проведенных исследований и интерпретация (рис. 3).

В процессе исследования произведены замеры комплексом классических методов, а также выполнена регистрация спектрального шумомера, отвечающего за оценку работающих толщин и диагностику заколонных движений жидкости. Комплекс выполнен на двух режимах закачки: со штуцерами диаметром 28 и 5 мм; в режиме кратковременной остановки и после стабилизации термополя в течение 5 суток (режим длительной статики). При столь малом дебите закачки  $34 \text{ м}^3/\text{сут}$  (приемистость со штуцером 5 мм  $26 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) по термометрии оценили работу пласта в интервалах 2461,6–2474,2 и 2473,1–2474,2 м (перфорации на глубине 2460–2470 и 2472–2474 м). Можно сделать выводы, что смена режима ограничения нагнетания с 5 на 28 мм не привела к существенному изменению объема нагнетания и перераспределению профиля поглощения. По данным замеров спектральной шумометрии наблюдается уход нагнетаемой жидкости в интервалы перфорации целевого объекта. Подошва интенсивного поглощения на глубине 2466,6 м. При этом нижняя граница ухода жидкости отмечается на глубине 2474,0 м. Прослеживаются низкочастотные колебания вверх от вскрытого объекта, в диапазоне до 5 кГц, что указывает на наличие слабого заколонного движения вверх до коллектора на глубине 2455,9 м. Оценка заколонного сообщения вниз затруднена, ввиду малой глубины зумфа (2 м). При этом однозначных признаков заколонного сообщения с нижележащими объектами

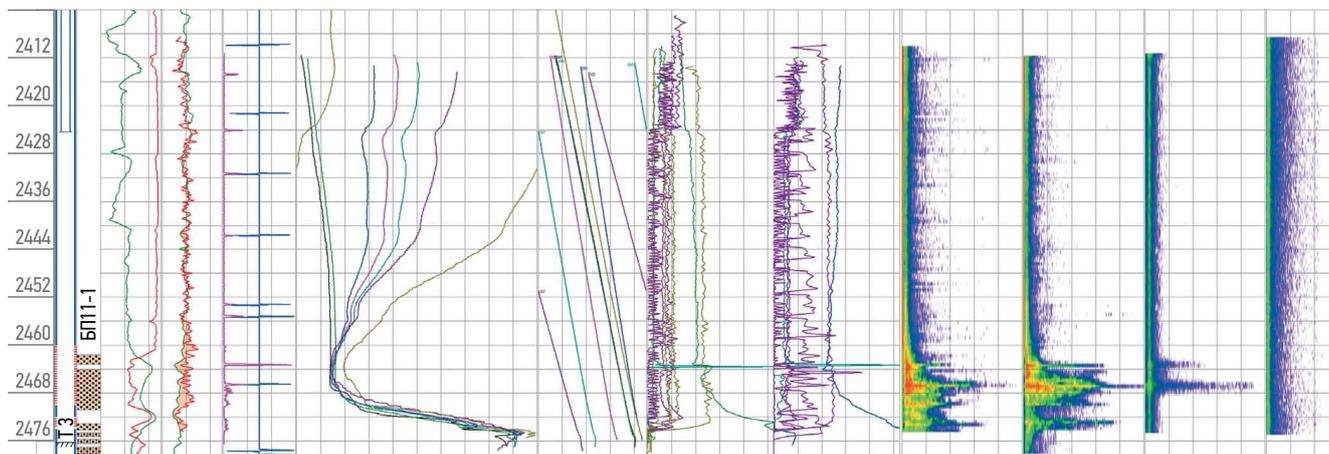


Рис. 3. Результаты ПГИ (Е.С. Пахомов)  
Fig. 3. The results of well logging (Evgeny S. Pakhomov)

не отмечается. Результаты замеров в фоновом режиме, спустя 5 суток после остановки нагнетания, демонстрируют отсутствие релаксации температурного поля в интервале 2460,8–2464,4 м, что указывает на охлаждение целевого объекта на глубину 10 м и более ввиду доминирующего объема поглощения нагнетаемой жидкости данным интервалом. Признаков движения жидкости ниже подошвы замеров (2476,1 м) не прослеживается. Помимо специализированных исследований на целевом объекте в большом объеме были выполнены исследования, направленные на оценку целостности э/колонны и определение пластовых температуры и давления, которые выполнялись в простаивающих скважинах. В результате были определены текущие забои, выявлены аномалии охлаждения, связанные с предшествующей работой изучаемого пласта под нагнетанием, а также, сделаны выводы о наличии возможной непроизводительной закачке.

#### **АДАПТАЦИЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

Адаптация ГГДМ выполнена с целью определения местоположения траектории скважин-кандидатов с учетом истории добычи окружающих скважин и текущего фронта нагнетания.

Решаемые задачи:

- Оценить фильтрационно-емкостные свойства коллектора в межскважинном пространстве.
- Провести анализ состояния выработки пластов.
- Определить остаточные запасы.
- Выбрать наилучшие интервалы вскрытия и перфорации.
- Спрогнозировать добычу скважин.

ГДМ является одним из важнейших этапов проектирования разработки любого месторождения. Планирование скважин с использованием ГДМ является необходимым условием для эффективного бурения скважин и боковых стволов.

Особенностями созданной ГДМ является детальная проработка межскважинного пространства, оценка параметров пласта посредством технологий МРТ и ИКГ, а также определение зон остаточных запасов и выявление перспективных участков для бурения боковых стволов с учетом параметров межскважинных зон [6].

Создание ГДМ начинается с анализа седиментологии, петрофизики, ГИС. На данном этапе оцениваются основные параметры пласта-коллектора, тенденции

распространения свойств пласта на месторождении. Разделение пласта на отдельные пачки проводится с учетом различных петротипов пород [8], выделяемых с учетом кросс-плотов абсолютной проницаемости от эффективной пористости, индекса качества пород RQI и гидродинамических единиц потока FZI пористости от нормализованной эффективной пористости.

Важным шагом при создании эффективной ГДМ является адаптация материального баланса на начальном уровне, т.е. корректировка исторических данных добычи/закачки, пластовых давлений на месторождении.

В процессе калибровки проницаемости используются петрофизические зависимости, данные геофизических и гидродинамических исследований.

Кроме того, калибровка проницаемости выполняется с использованием результатов импульсно-кодированного гидропрослушивания.

По результатам анализа строятся профили добычи, на которые калибруется действующая ГДМ. Это позволяет оценить движение флюида по пластам/пропласткам и спрогнозировать добычу каждой пачки (рис. 4).

Геологические неопределенности позволяют снять межскважинные исследования МРТ и ИКГ, по результатам которых возможно оценить расположение барьеров/разломов/линий замещения и т.д. По комплексу работ (сейсморазведочные, ИКГ, МРТ, анализ геологической информации) появляется возможность уточнить расположение разломов.

После адаптации ГГДМ выполняется оценка качества модели, состоящая из анализа ряда параметров:

- Сходимость ГДМ с фактом по накопленной добычи нефти в 5 % коридоре достигается по 94 % скважин;
- Ввиду наличия большого числа заколонных циркуляций (ЗКЦ) в выше и в ниже лежащие пласты, расчетная накопленная добыча жидкости значительно ниже фактической;
- По забойному давлению выделяются две зоны:
  - зона А: расчет P<sub>заб</sub> выше фактического по скважинам 1-го ряда окружения нагнетательных скважин;
  - зона В: факт P<sub>заб</sub> выше расчетного ввиду наличия в скважинах связи с нецелевыми пластами.

#### **РЕЗУЛЬТАТЫ**

На примере приведенного проекта выполнено моделирование 2-х сценариев доразработки месторождения (рис. 5):

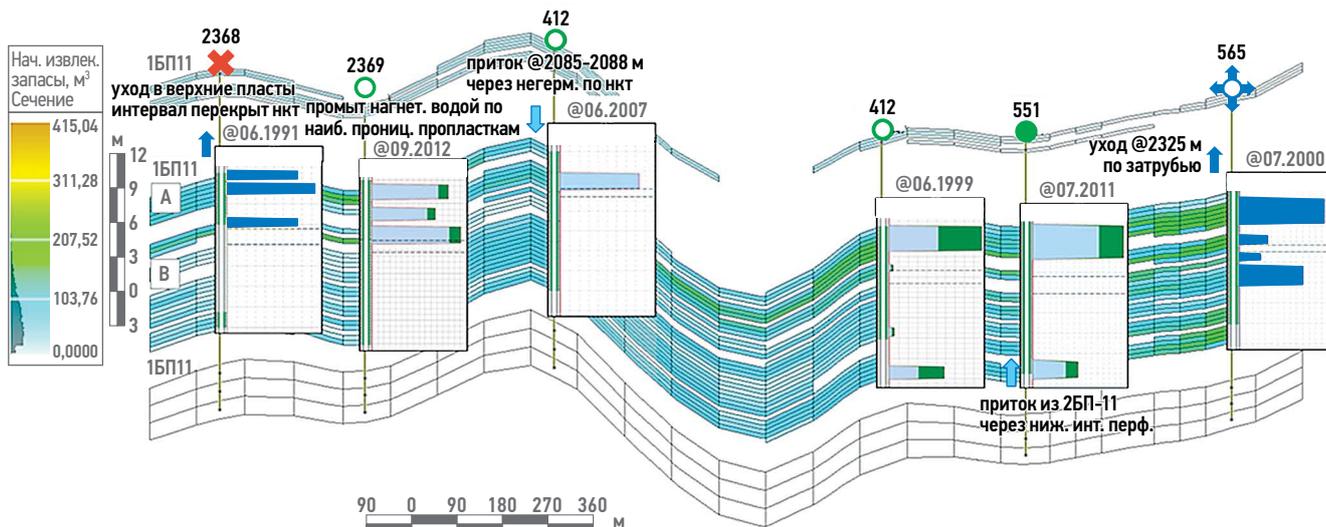


Рис. 4. Пример профиля добычи (Р.В. Гусс)  
 Fig. 4. Production profile examples (Rodion V. Guss)

1. оптимальный, с одновременным вводом 4-х ЗБГС;
2. оптимальный, с последовательным вводом 4-х ЗБГС с шагом 2 месяца.

Бурение боковых горизонтальных стволов обусловлено следующими факторами:

- необходимость увеличения контакта скважины с пластом из-за низкой проницаемости коллектора;
- высокая вероятность прорыва трещин ГРП в соседние водоносные пласты;
- пониженная стоимость зарезки бокового ствола по сравнению с бурением новой скважины.

Кроме того, предусмотрен вывод из бездействия нагнетательных скважин. При моделировании данных мероприятий учтено, что нагнетательные скважины имеют техногенные трещины авто-ГРП, приобщающие нижний водоносный пласт, а в некоторых случаях еще и вышележащий водоносный пласт. Для уменьшения эффекта повышения давления в водоносном пласте и снижения затрат на закачку воды, приемистости всех нагнетательных скважин были снижены до значений, при которых образование техногенной трещины не происходит.

Дополнительно проведен анализ влияния геологических неопределенностей по межскважинному распределению поля проницаемости и пористости.

Выполнено 2 варианта расчета:

- значения по кубу проницаемости уменьшены на 5 %, а пористости 10 % (вариант Р90);
- значения по кубу проницаемости увеличены на 5%, пористости 10% (вариант Р10).

Анализ неопределенностей показывает, что в случае с неподтверждением

проницаемости на 5 % и пористости на 10 % PI снизится до 2,68.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Выработана и применена на практике технология комплексного анализа разработки месторождения, адресных полевых исследований, калибровка ГДМ и мульти-сценарного планирования разработки для повышения добычи на зрелом месторождении.
- Эффективность проекта будет оценена по результатам ГТМ, выполнение которых запланировано на текущий год.
- Отмечена необходимость развития технологии проведения исследований:

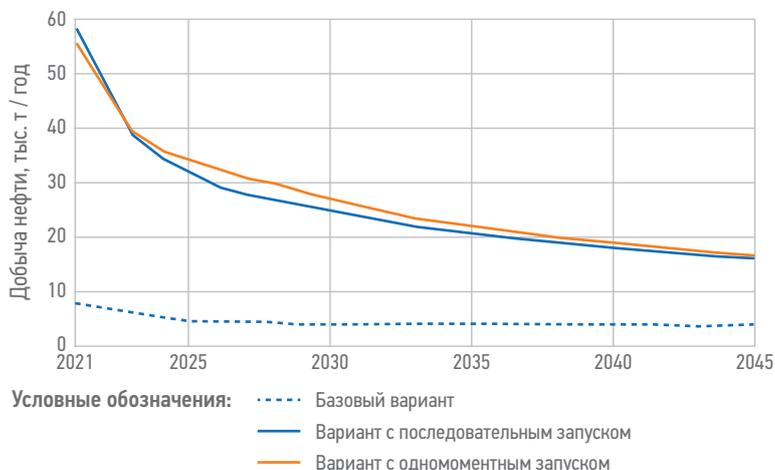


Рис. 5. Прогнозы добычи нефти при различных сценариях доразработки залежи (В.М. Кричевский)

Fig. 5. Oil Production Forecasts for different reservoir development scenarios (Vladimir M. Krichevsky)

– для более точной оценки непроницаемости трещины по трещинам авто-ГРП с помощью ПГИ;  
– для оценки насыщения в межскважинном пространстве в условиях низкой проницаемости пластов;

– для количественной оценке непроницаемости трещины по ГДИС в условиях, когда вследствие низкой проницаемости для воды закачка без авто-ГРП практически невозможна.

#### Список литературы

1. Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I. Multiwell Deconvolution as Important Guideline to Production Optimisation: Western Siberia Case Study. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China. 20–23 March. 2019. IPTC-19566-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19566-MS>
2. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарифутдинов Р.Ф., Шарипов А.М., Низаева И.Г., Бадетз К., Жафрезик В. Исследование температурных полей в пластах с трещиной гидроразрыва. — SPE 187748-MS, Москва, 16 октября 2017. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>.
3. Aslanyan A., Grishko F., Krichevsky V. Assessing Waterflood Efficiency with Deconvolution Based Multi-Well Retrospective Test Technique. Paper presented at the SPE Europec Featured 81st EAGE Conference and Exhibition. London, UK, 3–6 June. 2019. SPE-195518-MS. <https://doi.org/10.2118/195518-MS>
4. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I. Waterflood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing. Paper presented at the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. Kuwait City, Kuwait. 10–12 December. 2018. SPE-193712-MS. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>
5. Aslanyan A., Margarit A., Popov A. Production performance analysis of Western Siberia mature waterflood with PRIME diagnostic metrics. Paper presented at the Middle East Oil and Gas Show and Conference (MEOS), Bahrain, 28 November – 1 December. 2021. SPE-204641-MS.
6. Aslanyan A., Popov A., Zhdanov I., Pakhomov E., Ibryaev N., Kuznetsov M., Krichevsky V., Garnyshev M., Guss R. SPE-206494-EN Localisation and recovery planning of the remaining hydrocarbon reserves based on DOM workflow.
7. Norman R.C., Raymond E.R. Water-Oil Flow Surveys with Basket Fluid Capacitance Tool // Paper presented at the SPWLA 23rd Annual Logging Symposium. Corpus Christi, Texas, July 1982. Paper number: SPWLA-1982-F
8. Edward D. Holstein. Petroleum Engineering Handbook, Volume V: Reservoir Engineering and Petrophysics. Softcover, 2007. — 1640 p. ISBN: 978-1-55563-120-8

#### References

1. Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I. Multiwell Deconvolution as Important Guideline to Production Optimisation: Western Siberia Case Study. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China. 20–23 March. 2019. IPTC-19566-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19566-MS>
2. Valiullin R., Sharafutdinov R., Ramazanov A., Sharipov A., Nizaeva I., Badetz C., Jaffrezik V. Investigation of Temperature Field in the Formations by Hydraulic Fracture. — SPE 187748-MS, Moscow, October 16 2017. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>.
3. Aslanyan A., Grishko F., Krichevsky V. Assessing Waterflood Efficiency with Deconvolution Based Multi-Well Retrospective Test Technique. Paper presented at the SPE Europec Featured 81st EAGE Conference and Exhibition. London, UK, 3–6 June. 2019. SPE-195518-MS. <https://doi.org/10.2118/195518-MS>
4. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I. Waterflood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing. Paper presented at the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. Kuwait City, Kuwait. 10–12 December. 2018. SPE-193712-MS. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>
5. Aslanyan A., Margarit A., Popov A. Production performance analysis of Western Siberia mature waterflood with PRIME diagnostic metrics. Paper presented at the Middle East Oil and Gas Show and Conference (MEOS), Bahrain, 28 November–1 December. 2021. SPE-204641-MS.
6. Aslanyan A., Popov A., Zhdanov I., Pakhomov E., Ibryaev N., Kuznetsov M., Krichevsky V., Garnyshev M., Guss R. SPE-206494-EN Localisation and recovery planning of the remaining hydrocarbon reserves based on DOM workflow.
7. Norman R.C. and Raymond E.R. Water-Oil Flow Surveys with Basket Fluid Capacitance Tool. Paper presented at the SPWLA 23rd Annual Logging Symposium. Corpus Christi, Texas, July 1982. Paper number: SPWLA-1982-F
8. Edward D. Holstein. Petroleum Engineering Handbook, Volume V: Reservoir Engineering and Petrophysics. Softcover, 2007. — 1640 p. ISBN: 978-1-55563-120-8.

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Д.Н. Гуляев** — разработал концепцию статьи и участвовал в написании текста, подготовил графический материал, участвовал в анализе диагностических метрик.

**И.А. Жданов** — подготовил графический материал, участвовал в анализе диагностических метрик.

**А.А. Ридель** — провел комплексный анализ проведенных гидродинамических исследований, участвовал в написании статьи.

**Е.С. Пахомов** — принял участие в интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований, сопоставлении результатов с проведенными гидродинамическими исследованиями.

**М.В. Колесников** — принял участие в интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований и в написании текста.

**А.М. Асланян** — разработал методологию, принял активное участие в анализе метрик обводненности.

**Danila N. Gulyaev** — developed the concept of the article and participated in and paper preparation, participated in the field diagnostics.

**Ivan A. Zhdanov** — prepared graphic material, participated in the reservoir diagnostics.

**Alexander A. Riedel** — performed a comprehensive analysis of the pressure transient analysis, participated in the paper writing.

**Evgeny S. Pakhomov** — took part in the interpretation of the production logging results, comparison of the results with the well-testing.

**Mikhail V. Kolesnikov** — took part in the interpretation of production logging and paper preparation.

**Arthur M. Aslanyan** — developed the methodology, took an active part in the analysis of water cut metrics.

**Р.Р. Фарахова** — подготовила графический материал, участвовала в анализе диагностических метрик.

**В.М. Кричевский** — подготовил графический материал, участвовал в анализе мультискважинное ретро-спективное тестирование и в написании текста.

**Р.В. Гусс** — подготовил графический материал, принял участие в интерпретации результатов.

**Rushaniya R. Farahova** — prepared graphic material, participated in the reservoir diagnostics.

**Vladimir M. Krichevsky** — prepared graphic material, participated in the analysis of multi-well retrospective testing and paper preparation.

**Rodion V. Guss** — prepared graphic material, took part in the interpretation of petrophysics.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Данила Николаевич Гуляев\*** — заместитель руководителя отдела гидродинамических исследований, ООО «Софойл»  
420074, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, Петербургская ул., 52.  
e-mail: Danila.gulyaev@sofoil.com

**Иван Александрович Жданов** — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Zhdanov.ia@gazpromneft-ntc.ru

**Александр Александрович Ридель** — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14.  
e-mail: Ridel.aa@gazpromneft-ntc.ru

**Пахомов Евгений Сергеевич** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14.  
e-mail: Pakhomov.es@gazpromneft-ntc.ru

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

**Артур Михайлович Асланян** — ректор, ООО «Нафта Колледж»  
420074, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, Петербургская ул., 52.  
e-mail: Ama@naftacollege.com

**Рушания Ринатовна Фарахова** — генеральный директор, ООО «Софойл»  
420074, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, Петербургская ул., 52.  
e-mail: Rushana.farakhova@sofoil.com

**Владимир Маркович Кричевский** — руководитель отдела гидродинамических исследований, ООО «Софойл»  
420074, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, Петербургская ул., 52.  
e-mail: Vladimir.krichevsky@sofoil.com

**Родион Владимирович Гусс** — специалист по геологическому моделированию, ООО «Софойл»  
420074, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, Петербургская ул., 52.  
e-mail: Rodion.guss@sofoil.com

**Danila N. Gulyaev\*** — Reservoir engineer, Sofoil  
52, Peterburgskaya str., 420074, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia.  
e-mail: Danila.gulyaev@sofoil.com

**Ivan A. Zhdanov** — Project lead, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Zhdanov.ia@gazpromneft-ntc.ru

**Alexander A. Rydel** — Expert, Gazpromneft STC LLC  
14, 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia.  
e-mail: Ridel.aa@gazpromneft-ntc.ru

**Evgeniy S. Pakhomov** — Head of direction, Gazpromneft STC LLC  
14, 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia.  
e-mail: Pakhomov.es@gazpromneft-ntc.ru

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

**Arthur M. Aslanyan** — Rector, Nafta College  
52, Peterburgskaya str., 420074, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia.  
e-mail: ama@naftacollege.com

**Rushana R. Farakhova** — Team manager, Sofoil  
52, Peterburgskaya str., 420074, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia.  
e-mail: rushana.farakhova@sofoil.com

**Vladimir M. Krichevsky** — Department head, Sofoil  
52, Peterburgskaya str., 420074, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia.  
e-mail: vladimir.krichevsky@sofoil.com

**Rodion V. Guss** — Geologist, Sofoil  
52, Peterburgskaya str., 420074, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia.  
e-mail: rodion.guss@sofoil.com

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ КАК СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ОТ ТЕОРИИ К МАСШТАБНЫМ ОПР

© Коллектив авторов,  
2022



**С.С. Суходанова<sup>1</sup>, Р.Р. Файзуллин<sup>2</sup>, П.Н. Герасименко<sup>2</sup>, В.А. Иванова<sup>1,\*</sup>,  
С.С. Баранов<sup>1</sup>, М.Р. Юнусова<sup>2</sup>, К.И. Максаков<sup>1</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:** [Ivanova.VAlek@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Ivanova.VAlek@gazpromneft-ntc.ru)

На каждом этапе жизненного цикла месторождения традиционно рассматриваются вопросы поиска новых способов воздействия на пласт с целью вовлечения ранее не охваченных дренированием зон и, как итог, увеличения коэффициента извлечения нефти. Эти вызовы наиболее актуальны для месторождений на поздней стадии разработки. Как правило, большая часть остаточных запасов сосредоточена в областях пластов, имеющих сложное геологическое строение, высокую неоднородность фильтрационно-емкостных свойств и расчленённость, что приводит к снижению либо отсутствию охвата участков коллекторов дренированием. Крайне остро проблема выработки остаточных запасов нефти касается месторождений с карбонатными трещиноватыми коллекторами, где работа системы ППД носит зачастую точечный характер, а фильтрация из матричной части пород практически сведена к нулю. Именно в подобных условиях радиальное вскрытие пласта (РВП) привлекло особое внимание как недорогой и эффективный способ повышения охвата участков пласта, не вовлеченных ранее в разработку. Метод относится к гидроэрозийным технологическим мероприятиям по созданию в пласте каналов малой протяжённости от ствола скважины и обеспечивает дополнительное воздействие на продуктивный пласт путём увеличения зоны дренирования и коэффициента охвата по вертикали.

**Цель, материалы и методы.** Основной целью исследования являлся поиск зависимостей между остаточными извлекаемыми запасами (ОИЗ) и количеством РВП-каналов, фактических приростов дебитов и способов масштабного моделирования технологии на гидродинамической модели (ГДМ), что позволило бы корректнее оценить потенциальный прирост по дебиту нефти на разные периоды времени. В данной работе командой специалистов Научно-Технического Центра «Газпром нефти» и «Газпромнефти-Оренбург» был предложен способ оценки эффективности технологии РВП. В ходе работы выполнен анализ фактических технологических показателей добычи после проведения РВП с последующими расчётами на ГДМ нескольких вариантов, предполагающих различное количество РВП-каналов и их направление относительно кровли и подошвы пласта с целью выявления оптимального количества каналов в текущих условиях разработки. Также были использованы альтернативные методы дизайна РВП, к которым относятся варьирование значений скин-фактора на прогнозный период действия РВП, реализация временного увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, создание трещин гидроразрыва пласта (ГРП).

**Результаты и заключение.** В ходе работы было определено оптимальное количество РВП-каналов и сформированы палетки, позволяющие оценить потенциальный прирост по дебиту нефти на разные периоды времени в процессе моделирования ГДМ, которые также отображают зависимость рассмотренных переменных от ОИЗ, количества РВП-каналов. Таким образом, использование технологии РВП способствует наилучшему эффекту, который выражен в приросте дебита по нефти, и может быть достигнут при использовании конструкции, предполагающей бурение РВП-каналов в зависимости от расположения горизонтального участка ствола скважины в разрезе нефтенасыщенной оторочки в условиях рассматриваемого месторождения. Предполагается, что подход позволит повысить успешность мероприятия до 90–100 %, снизив риски малоэффективных приростов после проведения мероприятий РВП.

**Ключевые слова:** радиальное вскрытие пласта, кислотоструйное туннелирование, вторичное вскрытие пласта, увеличение зоны дренирования, карбонатный коллектор, гидродинамическое моделирование, оценка эффективности ГТМ

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

**Для цитирования:** Суходанова С.С., Файзуллин Р.Р., Герасименко П.Н., Иванова В.А., Баранов С.С., Юнусова М.Р., Максаков К.И. Технологии радиального вскрытия в условиях карбонатных пластов как способ увеличения добычи нефти. От теории к масштабным ОПР. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):52–62. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-52-62>

*Статья поступила в редакцию 19.04.2022*

*Принята к публикации 27.05.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

## TECHNOLOGIES OF RADIAL DRILLING IN THE CONDITIONS OF CARBONATE RESERVOIRS AS A WAY TO INCREASE OIL PRODUCTION. FROM THEORY TO LARGE-SCALE PILOT PROJECTS

Svetlana S. Sukhodanova<sup>1</sup>, Ruslan R. Fayzullin<sup>2</sup>, Pavel N. Gerasimenko<sup>2</sup>, Viktoriya A. Ivanova<sup>1,\*</sup>,  
Sergey S. Baranov<sup>1</sup>, Margarita R. Yunusova<sup>2</sup>, Kirill I. Maksakov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>SEC "Gazpromneft-Polytech", RF, Saint Petersburg

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

**E-mail:** Ivanova.VAlek@gazpromneft-ntc.ru

At each stage of the field life cycle, the issues of searching for new ways of influencing the reservoir are traditionally considered in order to involve zones previously not covered by drainage, and, as a result, to increase oil recovery factor. These challenges are most relevant for fields at a late stage of development. Most of the remaining reserves are concentrated in areas with a complex geological structure, high nonuniformity of porosity and permeability and compartmentalization of the formation, which leads to a decrease or lack of coverage of reservoirs sections by drainage. The problem of remaining reserves recovery is extremely acute for fields with carbonate fractured reserves, where the operation of the reservoir pressure maintenance system is often point-like, and filtration from the matrix part of the formations is almost reduced to zero. In these conditions, radial drilling (RD) has attracted particular attention as an inexpensive and effective way to increase the coverage of reservoirs sections that were not previously involved in the development. RD refers to hydroerosive technological measures to create small channels in the formation from the wellbore, and provides additional impact on the productive formation by increasing the drainage zone and the surface efficiency vertically.

**Purpose, materials and methods.** The purpose of work was the search for relations between remaining recoverable reserves and the number of RD-channels, actual incremental oil rates and methods for large-scale modeling of technology at the hydrodynamic model, which would make it possible to correctly assess the potential incremental oil rate for different periods of time. In this paper, a team of specialists from Gazpromneft STC LLC and Gazpromneft-Orenburg LLC proposed a method for performance evaluation of the RD technology. During the research, an analysis of the actual technological production performance of wells after RD with subsequent calculations of several cases on the hydraulic model, assuming a different number of RD-channels and their direction relative to the top and bottom of the reservoir in order to identify the optimal number of channels in the current development conditions, was made. Alternative methods of RD design as variation of the skin factor values for the predicted effectivity period of RD, the implementation of a temporary increase of the bottom-hole zone permeability and the creation of hydraulic fractures, were used.

**Results and conclusion.** As a result, the optimal number of RD-channels was determined, and palettes, that allow estimating the potential incremental oil rate for different periods of time in the process of modeling the hydrodynamic model, which also display the dependence of the considered variables on the remaining recoverable reserves, the number of RD-channels, were formed. Thus, the use of RD technology contributes to the best effect, which can be expressed in incremental oil rate, and can be achieved using a design that involves RD-channels, depending on the location of the horizontal wellbore in the profile cut of the oil-saturated bank. It is assumed that the approach will increase the success of the event up to 90–100 %, reducing risks of ineffective increments after the RD.

**Keywords:** radial drilling, acid tunneling, secondary formation exposing, increasing of the drainage area, carbonate reservoir, hydrodynamic modeling, assessment of program of well interventions techniques effectiveness

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

**For citation:** Sukhodanova S.S., Fayzullin R.R., Gerasimenko P.N., Ivanova V.A., Baranov S.S., Yunusova M.R., Maksakov K.I. Technologies of radial drilling in the conditions of carbonate reservoirs as a way to increase oil production. From theory to large-scale pilot projects. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):52–62. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-52-62>

*Manuscript received 19.04.2022*

*Accepted 27.05.2022*

*Published 30.09.2022*

## ЦЕЛЬ

В настоящее время неотъемлемой частью повышения  $K_{\text{оХВ}}$  в сложнопостроенных коллекторах являются различные технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов. Подбор мероприятий зависит от множества геолого-технологических и технических условий, а также свойств пластовых флюидов на каждом конкретном месторождении. В работе рассматривается пример теоретического и практического применения одной из технологий повышения  $K_{\text{оХВ}}$  методом радиального вскрытия пласта (далее — РВП).

РВП, или КСТ (кислотоструйное туннелирование) — разновидность геолого-технических мероприятий, направленных на гидроэрозивное разрушение горных пород при помощи вскрытия преимущественно карбонатных пластов большим количеством каналов протяжённостью до 100 м. Это эффективный и быстрый способ повышения производительности существующих скважин, особенно в сложных многослойных и высоко расчленённых залежах, где обычное горизонтальное бурение и многократное вертикальное бурение являются низкорентабельными.

В целом данная технология не является новой и имеет отечественный и зарубежный опыт применения [1–4]. Первые опытно-промышленные работы технологии радиального бурения датируются концом 70-х годов и являются разработкой компании Rad Tech International Inc. Метод радиального бурения при вторичном вскрытии скважин позволяет создавать радиальные каналы большой

энергетического состояния. Более того, технология позволяет осуществлять вскрытие пластов небольшой толщины. Среди других преимуществ технологии РВП можно отметить низкие инвестиции, простоту и легкость применения. Опыт компаний показал, что РВП наиболее эффективно на карбонатных коллекторах, в то время как на терригенных наблюдалось разбухание глин под воздействием пресной воды, и, как следствие, происходило закупоривание пробуренных каналов диаметром 25–30 мм.

## ОПТИМАЛЬНОЕ КОЛИЧЕСТВО РВП-КАНАЛОВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПРИРОСТ ДЕБИТА НЕФТИ, СОСТАВЛЯЕТ 6–8 ШТ., ИХ БУРЕНИЕ ЗАВИСИТ ОТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ.

протяженности для увеличения площади фильтрации и организации сбора пластового флюида из низкопроницаемых коллекторов. Основной задачей бурения радиальных каналов различной протяженности является интенсификация добычи УВ (углеводородов) из основного вертикального или горизонтального ствола скважины. Таким образом, бурение радиальных стволов позволяет обеспечить доступ к недренируемым участкам пласта. Эта технология нашла применение:

- для глубокого вскрытия устойчивых (карбонатных) пластов скважин;
- для вскрытия большим количеством стволов в призабойной зоне пласта (ПЗП), подобно кавернонакопителю, в несцементированных терригенных пластах добывающих скважин;
- для вскрытия под большим давлением предварительно изолированных тампонажными материалами (смола, цемент) скважин при наличии конуса воды или перетоков;
- для вскрытия нагнетательных скважин с терригенными пластами, загрязненными сточными водами.

В процессе внедрения данной технологии в промышленную практику стало ясно, что бурение боковых радиальных каналов позволяет не только увеличить эффективность эксплуатации нефтяных скважин, но и обеспечить доступ к «защемленным» углеводородам. Главной особенностью является возможность создания сети из 8–10, а также 16–20 глубоко проникающих каналов фильтрации различной глубины (до 4000 м). В среднем дебит нефти увеличивается в 2–5 раз, но продолжительность эффекта напрямую зависит от свойств пластовых флюидов, величины остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ), фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и его

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

### 1. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ПРОРАБОТКИ И ПИЛОТНЫХ РЕАЛИЗАЦИЙ ТЕХНОЛОГИИ РВП

На сегодняшний день технология РВП находит все большее применение на пластах различной сложности и строения, и является относительно простой и эффективной при повышении охвата запасов дренированием. Накопленный опыт позволяет точнее описывать не только критерии ее применимости, но и конструктивные особенности ее реализации и получения максимального прироста в добыче УВ. Однако наряду с другими технологиями увеличения притока метод КСТ предусматривает предпроектную проработку с полным описанием технической и технологической составляющей всего процесса РВП в каждой конкретной скважине. На базе совместной работы Научно-Технического Центра «Газпром нефти» и «Газпромнефти-Оренбург» было выполнено технико-технологическое обоснование целесообразности применения РВП на одном из карбонатных активов Компании. Проработка мероприятия включала в себя выбор скважин-кандидатов под опытно-промышленные работы (ОПР) с учетом геолого-физических условий района дренирования, технического оборудования скважины и возможности модификации горизонтальной части ствола под бурение предполагаемых туннелей высокой проницаемости, аналитические расчеты количества каналов РВП и особенности их расположения, а также оценку потенциального ожидаемого эффекта от реализации технологии на практике. Результаты работы представлены в публикации [5], основные выводы которой заключались в следующем.

- Рекомендуемое пилотное количество каналов РВП в текущих геолого-физических и энергетических условиях пласта составляет 10 шт.

- Направление каналов имеет четкую связь с расположением горизонтальной части ствола скважины в насыщенной толщине пласта. На **рис. 1** представлены схемы размещения ствола скважины в пласте, а также рекомендуемое направление РВП-каналов в пределах пласта.
- На двух пилотных скважинах были получены приросты дебита нефти порядка 8–9 т/сут, что соответствовало ожидаемому расчетному эффекту от мероприятия.
- Одну из скважин удалось перевести с периодической на постоянную эксплуатацию ввиду достижения оптимального дебита нефти при работе без режимов накопления.
- Для тиражирования технологии в более широком масштабе было принято решение о повышении количества мероприятий РВП на фонде скважин и последующем анализе фактических приростов дебитов нефти.

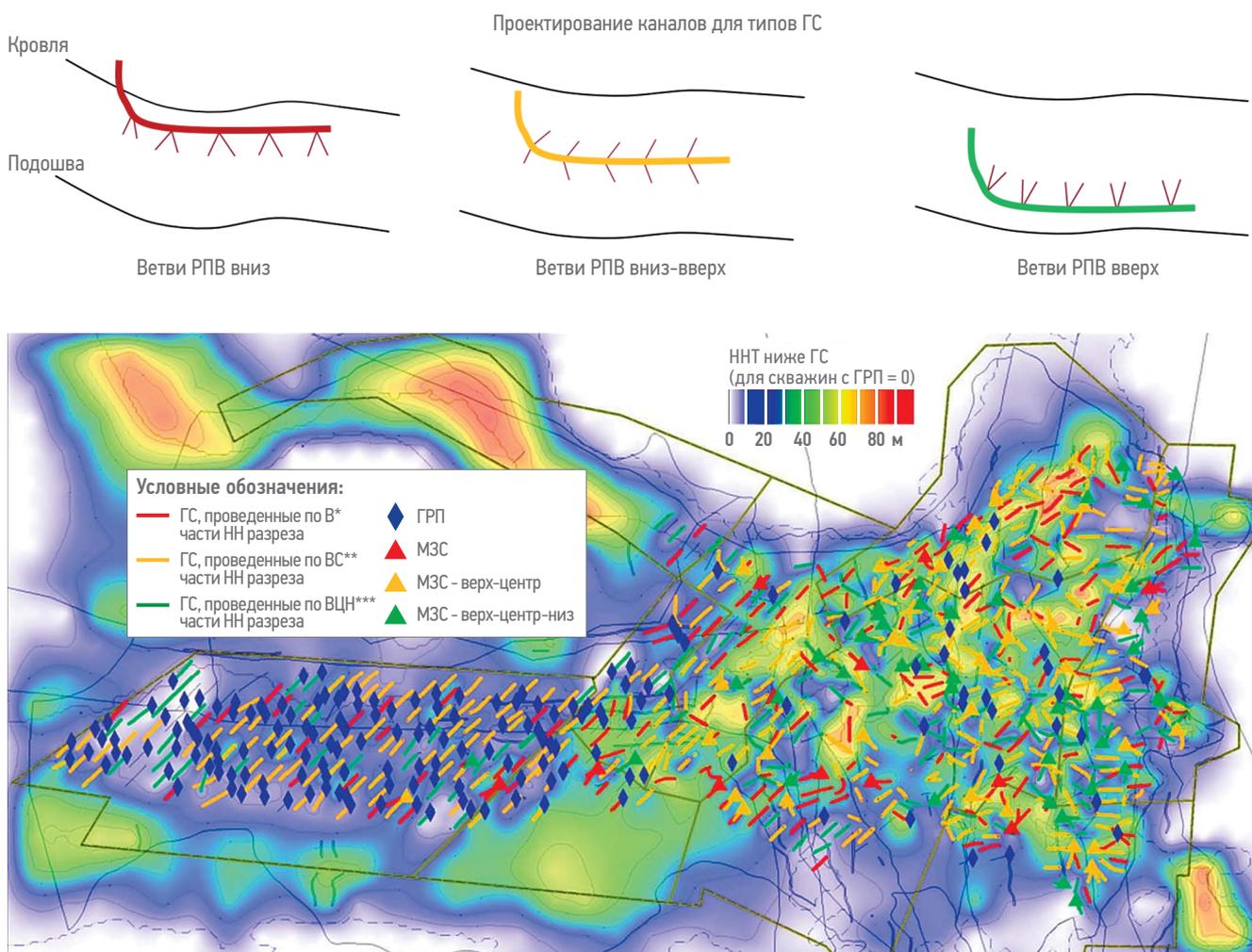
Так как программа пилотных скважин РВП успешно реализовалась в 2020 году, это

позволило адекватно оценить успешность ее реализации и предложить варианты учета эффективности на базе полученных данных как в условиях моделирования на ГДМ, так и при аналитической оценке потенциального прироста добычи нефти от применения метода РВП на конкретном месторождении.

## 2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДОБЫЧИ СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ РВП

В 2020–2021 годах всего было реализовано 34 мероприятия РВП на разных участках ВУ ОНГКМ (Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения). После проведения РВП можно выделить 4 типа работы скважин.

**Тип А** — скважина достигла планируемого прироста дебита при запуске (+9 т/сут к основному дебиту перед проведением работ по РВП), темп падения аналогичен прогнозируемому (или меньше), фактическая доп. добыча выше планируемой.



**Рис. 1.** Типизация размещения каналов РВП на ГС в разрезе и по латерали пласта. Составлено авторами  
**Fig. 1.** Types of radial drilled channels placement for horizontal wells by layers and along of the formation. Prepared by authors

**Тип Б** — скважина **не достигла** планируемого прироста дебита при запуске (+9 т/сут к остановочному дебиту перед проведением работ по РВП), но темп падения аналогичен прогнозируемому (или меньше), на большинстве таких скважин фактическая доп. добыча выше планируемой.

**Тип В** — скважина достигла планируемого прироста дебита при запуске (+9 т/сут к остановочному дебиту перед проведением работ по РВП), но темп падения **больше** прогнозируемого, на большинстве таких скважин фактическая доп. добыча ниже планируемой.

**Тип Г** — скважина **не достигла** планируемого прироста дебита при запуске (+9 т/сут к остановочному дебиту перед проведением работ по РВП) и темп падения **больше** прогнозируемого, фактическая доп. добыча ниже планируемой.

Основная часть скважин относится к типам Б и В. Чтобы сократить количество скважин, относящихся к типам В и Г, было решено доработать подход к проведению РВП и прогнозированию эффективности технологии. К основным причинам недостижения потенциала могут быть отнесены неоднородность и разные ФЕС коллекторов, подтягивание воды в зонах повышенной вертикальной трещиноватости и газа при бурении вблизи ГШ, различные значения азимутального угла при задании направления РВП-каналов, загрязнение ПЗП и др. Тем не менее технология зарекомендовала себя с положительной стороны ввиду наличия корреляционной зависимости между количеством каналов и ОИЗ, а также ОИЗ и приростом дебита по скважинам (рассмотрено в работе далее). На основании полученных результатов был достигнут желаемый технико-экономический эффект, выраженный в приросте дебита нефти по скважинам, что, в свою очередь, окажет положительный эффект при применении данного инструмента для залежи в целом.

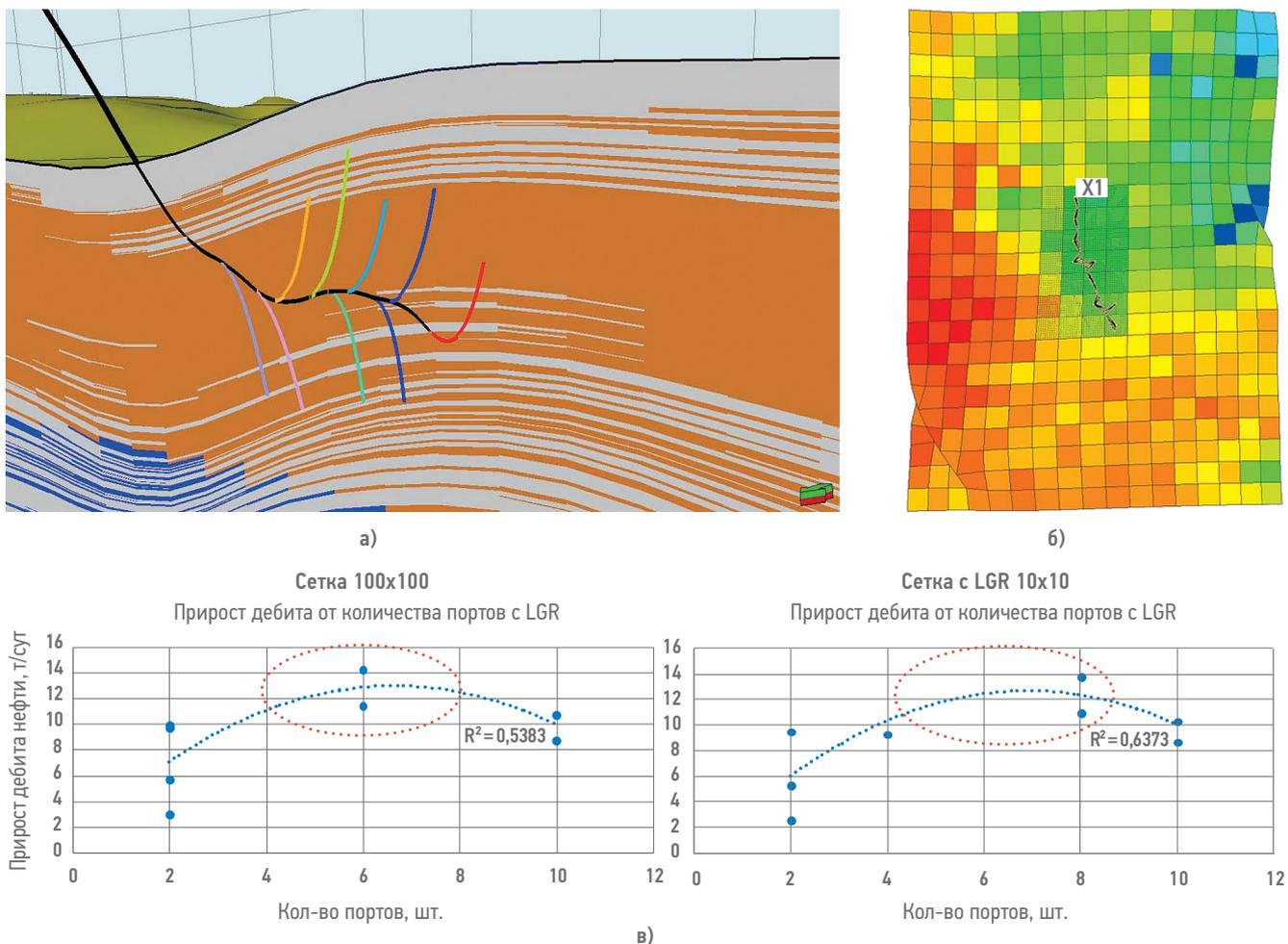
Ввиду того что отдельные участки месторождения обладают различной геологической сложностью строения пород, наибольшим приростом дебита нефти после РВП характеризуются скважины района Север, а также северная часть района Центр. Также стоит отметить, что наибольшее снижение прироста дебита нефти после РВП происходит в первые 12 месяцев с даты запуска скважин после мероприятия. Далее, темп падения дебита нефти снижается. Дополнительная добыча нефти после проведения РВП коррелирует с длительностью оценки эффекта в большей степени, чем с запусковым дебитом нефти  $Q_n$ . В среднем длительность эффекта составила 6–10 месяцев.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

### 3. СПОСОБЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НА ГДМ, АНАЛИЗ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЁННОСТЕЙ

Этапы технической предпроектной проработки и практической реализации пилотных ОПР позволили не только сопоставить ожидаемый и фактический эффекты между собой, но и решить основную задачу выбора способа моделирования каналов РВП на ГДМ. В 2020 году пилотные проекты КСТ были успешно реализованы на 8 добывающих скважинах ВУ ОНГКМ. С целью моделирования технологии рассматривались два основных подхода к заданию РВП в симуляторе: классический дизайн РВП и его альтернативные представления в ГДМ, предполагающие увеличение эффективности дренирования скважиной зоны ПЗП на базе задания отрицательного скин-фактора, временного увеличения проницаемости зоны дренирования (Kmod), а также путем создания трещин ГРП в формате таблицы событий (WFRP). Как отмечалось ранее, дизайн РВП после предпроектной проработки предполагал создание 10 ветвей-каналов по 100 метров в длину и 50 мм в ширину. В работе были рассмотрены три типа конструкций РВП в зависимости от расположения скважины в пласте (**рис. 1**). Рассматриваемые скважины на дату проведения РВП переводились на прогноз с ограничением по жидкости на конец истории и с Рзаб по последнему расчетному значению для оценки прироста дебита нефти. Для расчетов использовалась полностью настроенная на историю выработки запасов ГДМ с учетом всех особенностей фильтрации пластовых флюидов в карбонатных отложениях. Для того чтобы максимально точно оценить данные показатели, потребовался переход от более крупной сетки (100 x 100 м) к более мелкой (10 x 10 м) с помощью инструмента локального измельчения сетки LGR (Local Grid Refinement). На **рис. 2** приведен пример локального измельчения сетки в зоне дренирования оцениваемой скважины. В ходе оценки фактически работающих каналов РВП на основании данных ПГИ (промыслово-геофизических исследований) скважин, а также учитывая условия текущей выработки запасов, особенности распределения ФЕС, геологическое строение пласта, характер работы фонда скважин при эксплуатации было установлено, что для достижения максимального прироста добычи нефти достаточно бурения 6–8 каналов КСТ (**рис. 2**).

Согласно полученному фактическому приросту по скважинам ОПР 2020 года, были получены следующие выводы по оценке



**Рис. 2.** а) Наиболее вероятный дизайн каналов РВП; б) LGR-сетка в области радиуса дренирования скважины (переход от ячеек 100 x 100 м к 10 x 10 м); в) определение оптимального количества портов с максимальным приростом дебита нефти. Составлено авторами  
**Fig. 2.** а) The most likely design of RD (radial drilled) channels; б) LGR-grid in the well drainage area (conversion from cells 100 x 100 m to 10 x 10 m); в) determination of the optimal number of RD-channel ports with the maximum increases in oil production. Prepared by authors

эффективности технологии РВП и ее моделирования на ГДМ:

- в табл. 1 приведены сводные результаты моделирования технологии КСТ на 8 пилотных скважинах 2020 года;
- прирост дебита нефти имеет хорошую корреляцию с ОИЗ в районе дренирования скважины ОПР, что позволяет оценить эффект без использования расчетов на ГДМ (рис. 4);
- множественное моделирование каналов РВП на крупной сетке показало, что основным инструментом предварительной (общей проектной) оценки эффекта мероприятия может служить снижение скин-фактора рассматриваемой скважины на прогнозный период действия РВП — Skin, либо реализация временного увеличения проницаемости зоны ПЗП — Kmod (рис. 3). В ходе анализа методов альтернативного дизайна РВП значения скин-фактора изменялись в диапазоне от -2 до -4,8, однако

оптимальным диапазоном значений скин-фактора принято считать диапазон от -3 до -4,5;

- моделирование технологии с помощью ключевых слов опции ГРП имеет низкую корреляцию с исследуемыми параметрами и для масштабного моделирования технологии не подходит.

Анализ результатов РВП за 2021 год и его сопоставление с данными 2020 года показали идентичные корреляции.

В ходе оценки ОИЗ и сопоставления показателей с фактическими приростами РВП по скважинам 2021 года были построены новые палетки зависимостей прироста дебита нефти от ОИЗ (рис. 4). Стоит отметить, что тренд общей корреляции, полученный ранее при анализе скважин за 2020 год (рис. 3), не изменился. На основании представленных зависимостей были рассчитаны приросты по дебитам от РВП для скважин 2022 года, а также проведена оценка скин-фактора для проверочных расчетов

Таблица 1. Альтернативные способы моделирования и оценки эффективности РВП  
 Table 1. Modeling and performance evaluation of effectiveness radial drilling

Прирост Qн Шахм., т/сут	Скв	Кол-во портов без LGR	Кол-во портов с LGR	Скин-фактор	WFRP, поскважинный метод	WFRP, униф. подход	Kmod	ОИЗ, тыс. т
10,6	X1	10	10	-3,8	0,011	0,009	2,9	195,49
9	X2	10	10	-3,5	0,14	0,15	3,5	211,2
14,1	X3	6	8	-4,8	0,019	0,035	11	216,39
11,3	X4	6	8	-4,5	0,048	0,048	7,5	196,14
9,6	X5	2	4	-3,5	0,02	0,022	3,3	186,06
5,6	X6	2	2	-2,7	0,033	0,039	3,7	201,39
2,9	X7	2	2	-2	0,002	0,001	3,5	165,96
9,8	X8	2	2	-2,5	0,004	0,003	1,9	186,7

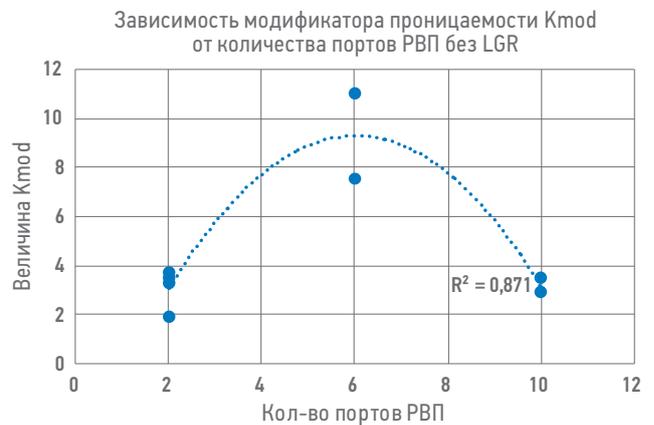
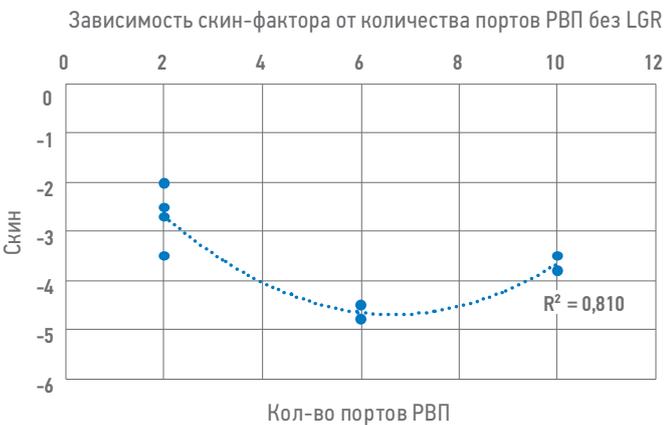
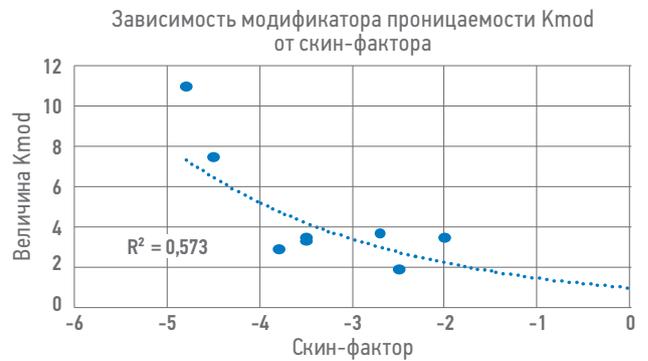
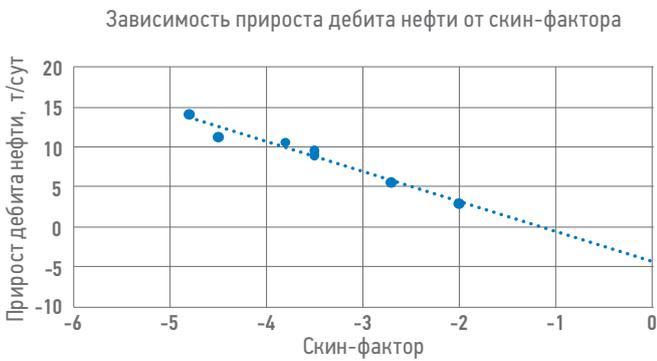
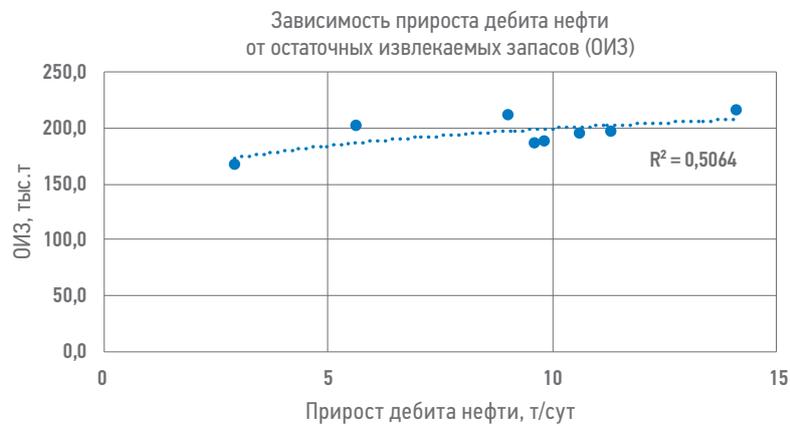
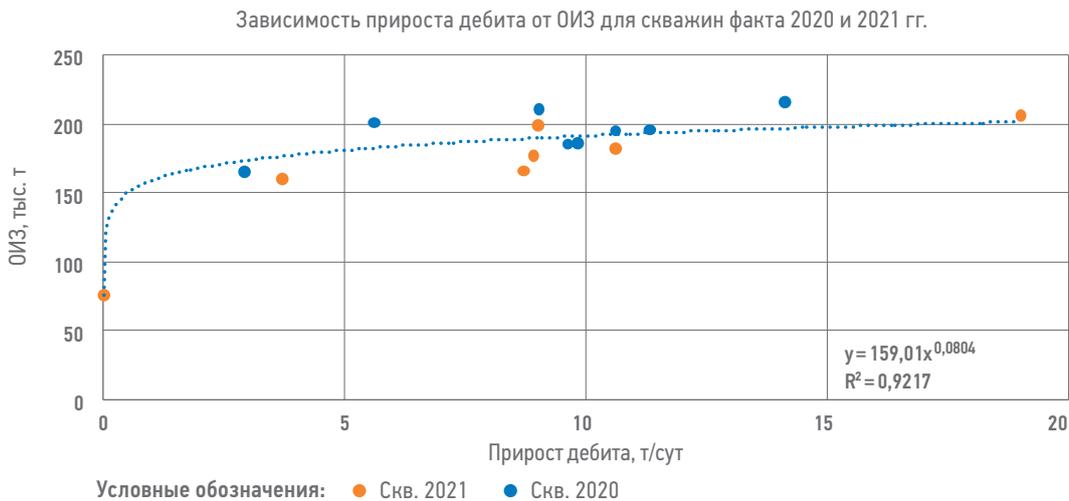


Рис. 3. Способы моделирования РВП и оценки его влияния с помощью ГДМ. Составлено авторами  
 Fig. 3. Methods of modeling of radial drilling and its impact assessment by using hydrodynamic model. Prepared by authors



**Рис. 4.** Зависимости прироста дебита от ОИЗ. Составлено авторами  
**Fig. 4.** Oil rate increase dependencies from residual oil reserves. Prepared by authors

приростов по описываемому мероприятию на ГДМ. В **табл. 2** представлены рекомендуемые опции моделирования эффектов на ГДМ путем снижения скин-фактора для скважин 2022 года.

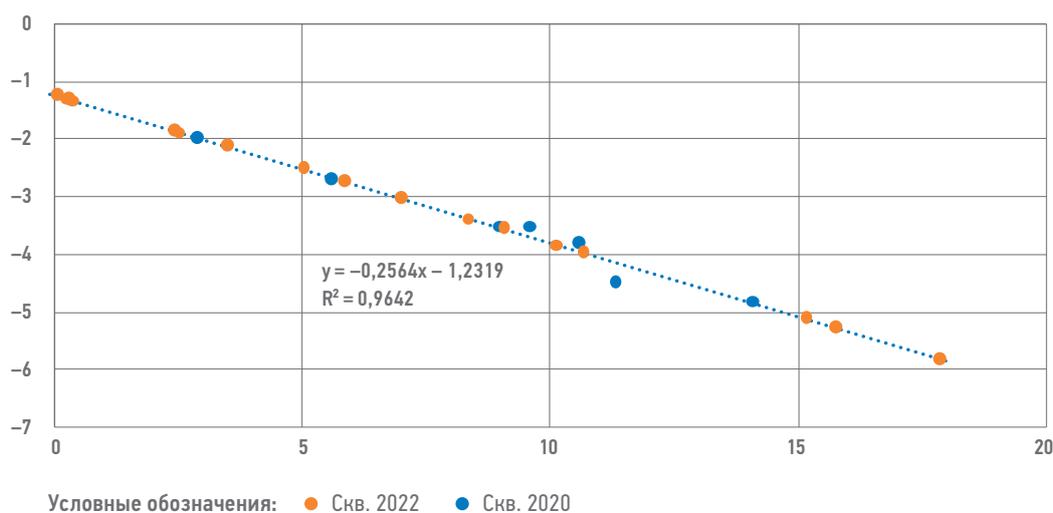
Дополнительно была выполнена оценка эффективности мероприятия согласно полученным ранее подходам и определен интервал возможного увеличения дебита по нефти от проведения РВП (красная пунктирная линия в **табл. 2**). Фактические приросты дебитов оценивались за первый месяц после проведения РВП.

Результаты расчетов в **табл. 2** отображены в виде палеток на **рис. 5**. Стоит отметить, что на графике зависимости прироста дебита по ГДМ от ОИЗ отмечаются незначительные отклонения от общего тренда, которые также наблюдаются и в процессе анализа фактических данных. Подобное распределение может быть вызвано неоптимальным проведением РВП. Также для получения адекватных результатов при моделировании и для оценки накопленного эффекта от мероприятия, следует рассматривать период не более 3–4 месяцев с коэффициентом затухания порядка 0,3.

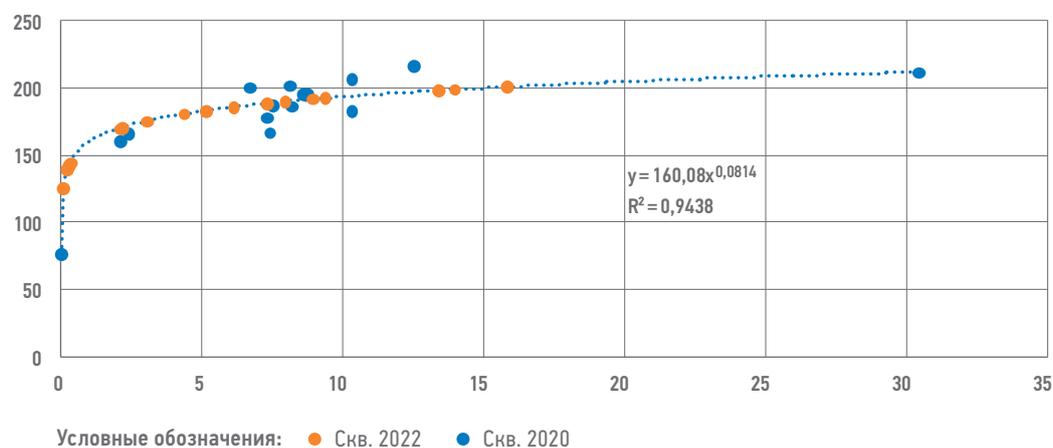
**Таблица 2.** Способы оценки эффекта прогнозных РВП на ГДМ для скважин 2022 года  
**Table 2.** Methods of effect estimating for forecast applications RD technology by using hydrodynamic model for chosen wells in 2022

Сква.	ОИЗ, тыс.т	Скин-фактор, рекомендуемый в расчете на ГДМ	Оценка прироста по палеткам, т/сут	ГДМ, прирост т/сут	Интервал прироста по дебиту нефти, т/сут	
Y1	182,92	-2,7	5,9	5,15	4,6	5,7
Y2	174,87	-2,1	3,5	3,42	2,7	3,8
Y3	189,98	-3,6	9,1	7	7,2	7,7
Y4	169,77	-1,9	2,5	6	1,9	6,6
Y5	198,71	-5,1	15,1	17,6	12,1	19,4
Y6	185,76	-3,0	7,0	8,9	5,5	9,8
Y7	201,6	-5,8	17,9	32,23	14,3	35,5
Y8	144,06	-1,3	0,4	0,18	0,3	0,2
Y9	180,42	-2,5	5,0	4,72	3,9	5,2
Y10	141,34	-1,3	0,3	1,52	0,2	1,7
Y11	199,43	-5,3	15,8	30	12,6	33,0
Y12	192,69	-4,0	10,6	19,2	8,4	21,1
Y13	124,37	-1,2	0,1	0	0,1	0,0
Y14	188,61	-3,4	8,3	14,61	6,6	16,1
Y15	191,85	-3,8	10,1	26,68	8,0	29,3
Y16	139,14	-1,3	0,3	1,25	0,2	1,4
Y17	169,4	-1,9	2,4	2,23	1,9	2,5

Зависимость скин-фактора в ГДМ от прироста дебита нефти



Зависимость прироста дебита нефти от ОИЗ на скважинах с фактическими данными



Зависимость прироста дебита нефти от ОИЗ на скважинах с фактическими и проектными данными

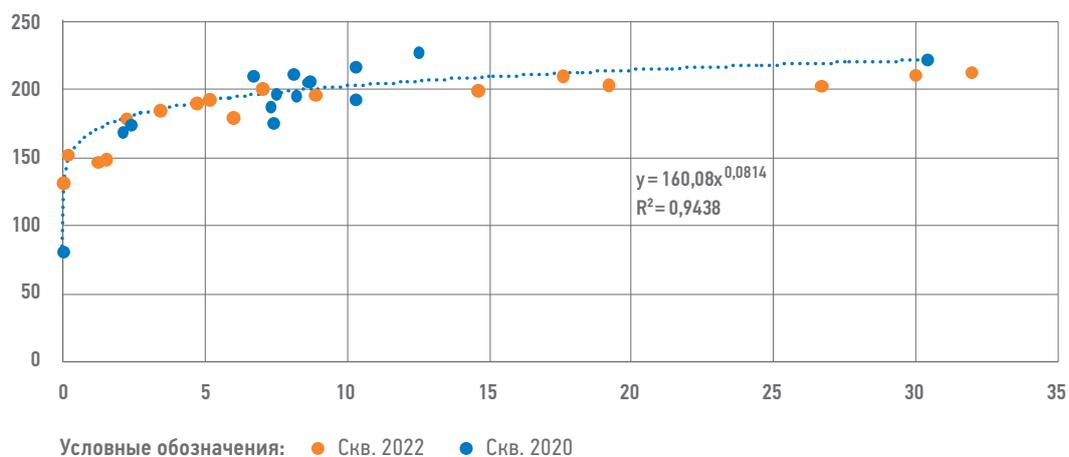


Рис. 5. Результаты расчета зависимостей для скважин-кандидатов 2022 года. Составлено авторами  
Fig. 5. The results of the calculated dependencies for the wells chosen in 2022. Prepared by authors

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенного исследования были сделаны следующие выводы:

- Выполнен расчёт на ГДМ трёх типов каналов РВП, предполагающий различное направление ветвей: вниз от материнского ствола скважины, вверх от ствола

- скважины, а также вниз и вверх от ствола скважины.
- Оптимальное количество РВП-каналов в текущих условиях выработки составляет 6–8 шт., что способствует наилучшему эффекту, который выражен в приросте дебита по нефти.
  - Этот эффект достигается при использовании конструкции, предполагающей бурение РВП-каналов в зависимости

- от расположения горизонтального участка ствола скважины в разрезе нефтенасыщенной оторочки.
- Сформированы палетки (рис. 4 и 5), позволяющие оценить потенциальный прирост по дебиту нефти на разные периоды времени в процессе моделирования на ГДМ. Также палетки отображают зависимость рассмотренных переменных от ОИЗ, количества РВП-каналов.

#### Список литературы

1. Cirigliano R.F., Talavera Blacutt J.F. First Experience in the Application of Radial Perforation Technology in Deep Wells // SPE. — 2007. — № 107182.
2. Новокрещенных Д.В., Распопов А.В. Перспективы развития технологий радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края // Нефтяное хозяйство. — 2014. — № 3. — С. 54–57.
3. Новокрещенных Д.В., Распопов А.В. Эффективность реализации технологии радиального бурения и матричных кислотных обработок карбонатных коллекторов месторождений Пермского края // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 4. — С. 118–121.
4. Stanley F.O., Portman L.N., Diaz J.D., Leonard Darmawan R., Strasberg J.P., Clark J.S., Navarro M.S. Global application of coiled-tubing acid tunneling yields effective carbonate stimulation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19–22 September 2010. — SPE 135604.
5. Кызыма К.У., Хорюшин В.Ю., Семенов А.Ф., Симаков С.М., Поглазов А.М., Десяткин В.С., Зубова Е.В., Хуснутдинов А.Р., Герасименко П.Н., Кундик А.А., Дубинин И.В. Потенциал технологии кислотоструйного туннелирования на месторождениях «Газпромнефть-Оренбурга» // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — № 1 (19). — С.47–53.

#### References

1. Cirigliano R.F., Talavera Blacutt J.F. First Experience in the Application of Radial Perforation Technology in Deep Wells. SPE. 2007. № 107182.
2. Novokreschennikh D.V., Raspopov A.V. Prospects for the technologies development of radial drilling of the reservoir at the fields of the Perm region. *Neftyanoe Khozyaistvo*. 2014. No. 3. P. 54–57.
3. Novokreschennikh D.V., Raspopov A.V. Efficiency of the implementation of the radial drilling technology and matrix acid treatments of carbonate reservoirs at the fields of the Perm region. *Oilfield Engineering*. 2016. No. 4. P. 118–121.
4. Stanley F.O., Portman L.N., Diaz J.D., Leonard Darmawan R., Strasberg J.P., Clark J.S., Navarro M.S. Global application of coiled-tubing acid tunneling yields effective carbonate stimulation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19–22 September 2010*. SPE 135604.
5. Kyzyma K.U., Khoryushin V.Yu., Semenenko A.F., Simakov S.M., Poglavov A.M., Devyatkin V.S., Zubova E.V., Khusnutdinov A.R., Gerasimenko P.N., Kundik A.A., Dubinin I.V. Potential of the acid jet tunneling technology at Gazpromneft-Orenburg fields. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2021. No. 1 (19). P. 47–53.

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**С.С. Суходанова** — разработала концепцию статьи, подготовила соответствующие материалы с результатами представленного подхода в работе, приняла участие в моделировании методики и оценке потенциала дополнительной добычи нефти при проведении технологии РВП в условиях Оренбургского НГКМ, согласна принять на себя все аспекты работы.

**Р.Р. Файзуллин** — оказал экспертную поддержку в типизации горизонтальных стволов скважин с целью проектирования каналов РВП и анализе результатов реализации РВП на рассматриваемом месторождении.

**П.Н. Герасименко** — принял активное участие в разработке концепции статьи, оказал экспертно-методическую поддержку в области поиска и реализации технологии, окончательно утвердил публикацию версии статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**В.А. Иванова** — приняла активное участие в формировании концепции статьи, оказала поддержку в реализации подхода моделирования методики и оценке потенциала дополнительной добычи нефти при проведении технологии РВП в условиях Оренбургского НГКМ.

**Svetlana S. Sukhodanova** — developed the article concept, prepared the relevant information with the results of the proposed approach in the work, took part in hydrodynamic modeling of the methodology and estimating values of additional oil production during the RD-technology for the Orenburg oil and gas condensate field, and accepted the responsibilities for all aspects of the work.

**Ruslan R. Fayzullin** — provided expert support in field development analysis, in particular, typing of horizontal wells for designing RD channels and evaluating results of RD implementation.

**Pavel N. Gerasimenko** — took an active part in the development of the article concept, provided expert and methodological support in the search and implementation of the technology, finally approved the publication of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Viktoriya A. Ivanova** — took an active part in the formation of the article concept, provided support in the implementation of the methodology modeling approach and assessing of the potential for additional oil production during the RD technology in the conditions of the Orenburg oil and gas condensate field.

**С.С. Баранов** — оказал помощь в формировании концепции статьи, реализовал подход моделирования методики и оценке потенциала дополнительной добычи нефти при проведении технологии РВП в условиях Оренбургского НГКМ.

**М.Р. Юнусова** — оказала экспертную поддержку в типизации горизонтальных стволов скважин с целью проектирования каналов РВП и анализе результатов реализации РВП на рассматриваемом месторождении.

**К.И. Максаков** — оказал поддержку в реализации подхода к моделированию РВП-каналов, анализе результатов выполненных РВП-каналов и создании концепции статьи.

**Sergey S. Baranov** — assisted in the formation of the article concept, implemented the approach of methodology modeling and assessing of the potential for additional oil production during the RD technology in the conditions of the Orenburg oil and gas condensate field.

**Margarita R. Yunusova** — provided expert support in field development analysis, in particular, typing of horizontal wells for designing RD channels and evaluating results of RD implementation.

**Kirill I. Maksakov** — provided support in the implementation of RD-channels modelling approach, in the analysis of applied RD technology results and in the creation of the article concept.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Светлана Сергеевна Суходанова** — кандидат технических наук, эксперт, НОЦ «Газпромнефть-Политех» (ФГАОУ ВО «СПбПУ») 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д, e-mail: Sukhodanova.SS@gazpromneft-ntc.ru

**Руслан Ринатович Файзуллин** — руководитель по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д, e-mail: Fayzullin.RR@gazpromneft-ntc.ru

**Павел Николаевич Герасименко** — руководитель по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д, e-mail: Gerasimenko.Pan@gazpromneft-ntc.ru

**Виктория Александровна Иванова\*** — ведущий специалист, НОЦ «Газпромнефть-Политех» (ФГАОУ ВО «СПбПУ») 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д, e-mail: Ivanova.VAlek@gazpromneft-ntc.ru

**Сергей Сергеевич Баранов** — ведущий специалист, НОЦ «Газпромнефть-Политех» (ФГАОУ ВО «СПбПУ») 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д, e-mail: Baranov.SS@gazpromneft-ntc.ru

**Маргарита Радиковна Юнусова** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д, e-mail: Yunusova.MR@gazpromneft-ntc.ru

**Кирилл Игоревич Максаков** — ведущий специалист, НОЦ «Газпромнефть-Политех» (ФГАОУ ВО «СПбПУ») 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д, e-mail: Maksakov.KI@gazpromneft-ntc.ru

**Svetlana S. Sukhodanova** — Cand. Sci. (Techn.), Expert, SEC “Gazpromneft-Polytech” 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Sukhodanova.SS@gazpromneft-ntc.ru

**Ruslan R. Fayzullin** — Projects manager, Gazpromneft STC LLC 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Fayzullin.RR@gazpromneft-ntc.ru

**Pavel N. Gerasimenko** — Projects manager, Gazpromneft STC LLC 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Gerasimenko.Pan@gazpromneft-ntc.ru

**Viktoriya A. Ivanova\*** — Reservoir engineer, SEC “Gazpromneft-Polytech” 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Ivanova.VAlek@gazpromneft-ntc.ru

**Sergey S. Baranov** — Reservoir engineer, SEC “Gazpromneft-Polytech” 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Baranov.SS@gazpromneft-ntc.ru

**Margarita R. Yunusova** — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Yunusova.MR@gazpromneft-ntc.ru

**Kirill I. Maksakov** — Reservoir engineer, SEC “Gazpromneft-Polytech” 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Maksakov.KI@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В КОМПЛЕКСНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ММГРП

© Коллектив авторов,  
2022



**А.В. Чураков<sup>1,\*</sup>, М.Н. Пичугин<sup>1</sup>, Е.Г. Казаков<sup>1</sup>, Р.З. Зиязетдинов<sup>1</sup>, И.Г. Файзуллин<sup>2</sup>**

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

<sup>2</sup>ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Churakov.AV@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В статье рассматривается такое технологическое направление, как многостадийный ГРП и его развитие на классических терригенных коллекторах. Вместе с технологиями ГРП актуальным является вопрос оптимизации систем заканчивания и разработки для снижения капитальных затрат. В таких условиях важен поиск решений, позволяющих добиться максимального потенциала от стимуляции пласта. К работе в этом направлении относится комплекс инженерных решений, испытанный на опытно-промышленном участке Южно-Приобского месторождения, где апробирована технология многостадийного многозонного ГРП (ММГРП).

**Материалы и методы.** В качестве базового подхода по достижению максимального охвата пласта трещинами ГРП выбран разворот горизонтального участка скважин в направлении минимального горизонтального напряжения. Это обусловлено необходимостью создания в процессе стимуляции поперечных трещин для достижения максимального эффекта от технологии. Комплекс нижнего заканчивания был представлен равнопроходными цементированными хвостовиками с протяженностью горизонтального участка 2000 м. Каждая стадия состояла из трех кластеров, выбор положения которых был основан на комплексе факторов и расчётов, включающих анализ геомеханических данных.

**Результаты.** Авторы показывают внутренний опыт компании, промышленные испытания, методы и схемы адаптации технологии. Приведенные в статье результаты позволяют сделать вывод, что синергия от комплекса решений при качественном подходе может давать эффект в виде дополнительной прибыли за счет оптимизации процесса и выбора технологии стимуляции.

**Заключение.** Детальная обработка данных в модуле Planar 3D с дальнейшей проверкой эффекта на гидродинамическом симуляторе на этапе подготовительных камеральных работ послужила успешной научно-практической базой для качественной и эффективной реализации технологии ММГРП. Получено подтверждение расчетных моделей при подборе количества перфорационных отверстий и их расположения. Этот параметр является обязательным условием для эффективной реализации данной технологии при распределении закачиваемой смеси по кластерам и создании в них планарных трещин. Оценка продуктивности и полученных результатов на опытных полевых испытаниях технологии ММГРП в условиях ограниченного участка дренирования меняет представления о методах заканчивания и стимуляции низкопроницаемых коллекторов на объектах ТРИЗ.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта (ГРП), многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), многостадийный многозонный гидроразрыв пласта (ММГРП), SDT (Step Down Test), скважина, расклинивающий агент, проппант, исследования, опытные работы, давление

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

**Для цитирования:** Чураков А.В., Пичугин М.Н., Казаков Е.Г., Зиязетдинов Р.З., Файзуллин И.Г. Повышение эффективности разработки месторождений в комплексных инженерных решениях с применением ММГРП. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):63–69. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-63-69>

*Статья поступила в редакцию 19.04.2022*

*Принята к публикации 27.05.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

IMPROVING THE EFFICIENCY OF FIELD DEVELOPMENT IN INTEGRATED ENGINEERING SOLUTIONS USING MULTISTAGE MULTI-ZONE HYDRAULIC FRACTURING

**Artem V. Churakov<sup>1,\*</sup>, Maksim N. Pichugin<sup>1</sup>, Evgeny G. Kazakov<sup>1</sup>, Rinat Z. Ziyazetdinov<sup>1</sup>, Ildar G. Fayzullin<sup>2</sup>**

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

<sup>2</sup>PJSC Gazprom Neft, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Churakov.AV@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The article discusses such a technological direction as multistage hydraulic fracturing and its development on classical terrigenous reservoirs. Together with hydraulic fracturing technologies, the issue of optimizing completion and development systems to reduce capital costs is relevant. In such conditions, it is important to find solutions that allow achieving the maximum potential from reservoir stimulation. The work in this direction includes a complex of engineering solutions tested at the pilot-industrial site of the Yuzhno-Priobskoye field, where the technology of multistage multi-zone hydraulic fracturing (MMGRP) was tested.

**Materials and methods.** As a basic approach to achieve maximum coverage of the reservoir by fracturing fractures, was chosen a reversal of the horizontal section of wells in the direction of minimum horizontal stress. This is due to the need to create transverse cracks in the process of stimulation in order to achieve maximum effect from the technology. Completion complex was represented by equal-pass cemented tubing with length of horizontal section is 2000 m. Each stage consisted of three clusters, the choice of the position of which was based on a complex of factors and calculations, including the analysis of geomechanical data.

**Results.** The authors show the company's internal experience, industrial tests, methods and schemes of technology adaptation. The results presented in the article allow us to conclude that the synergy from a set of solutions, with a qualitative approach, can have an effect in the form of additional profit due to the optimization of the process and the choice of stimulation technology.

**Conclusion.** Detailed data processing in the Planar 3D module with further verification on the hydrodynamic simulator at the stage of preparatory work served as a successful scientific and practical basis for the qualitative and effective implementation of the MMGRP technology. The number of perforations and their distribution was confirmation on analytical models. This parameter is a prerequisite for the effective implementation of this technology when distributing the injected mixture into clusters and creating planar fractures in them. Production estimation and the results obtained on experimental field tests due MMGRP technology in conditions of a limited drainage area change the understanding of methods of completion and stimulation of low-permeability reservoirs at TRIZ facilities.

**Keywords:** hydraulic fracturing (Frac), multistage hydraulic fracturing (MGRP), multistage multi-zone hydraulic fracturing (MMGRP), SDT (Step Down Test), well, propping agent, proppant, research, pilot work, pressure

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

**For citation:** Churakov A.V., Pichugin M.N., Kazakov E.G., Ziyazetdinov R.Z., Fayzullin I.G. Improving the efficiency of field development in integrated engineering solutions using multistage multi-zone hydraulic fracturing. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):63–69. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-63-69>

*Manuscript received 19.04.2022*

*Accepted 27.05.2022*

*Published 30.09.2022*

## ВВЕДЕНИЕ

Технологии многостадийного ГРП получили широкое распространение и используются при разработке месторождений во всем мире. Важной их частью является постоянное развитие, заключающееся не только в совершенствовании добавок и материалов, но и в комплексном взаимодействии с другими смежными направлениями, такими, как технологии заканчивания и система проектирования разработки. Синергия дисциплин позволяет достигать большего эффекта для добывающих компаний, в том числе за счет оптимизации процессов и сокращения удельных затрат. В статье будет показан комплексный подход для успешной реализации технологии ММГРП на классических терригенных коллекторах Западной Сибири. Рассмотрены пути адаптации технологии, получившей широкое распространение при стимуляции сланцевых объектов, а также результаты выполненных операций гидроразрыва.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

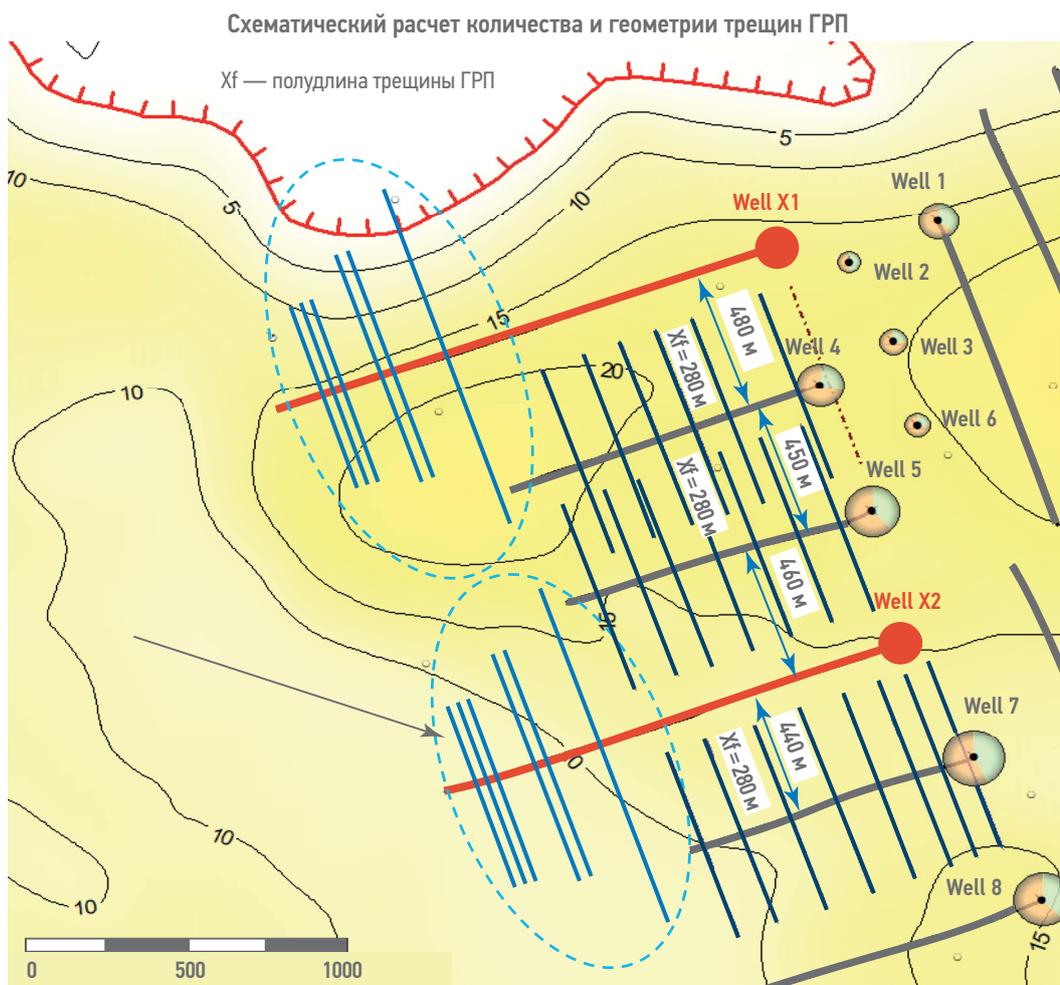
Для реализации опытных работ было выбрано Южно-Приобское месторождение «Газпромнефти-Хантос» (скважины «Well X1» и «Well X2»). При подборе скважин кандидатов учитывались следующие важные базовые критерии:

- азимут распространения трещин;
- расстояние до соседних скважин;
- технология заканчивания;
- масса проппанта и количество создаваемых трещин.

Для повышения охвата пласта и создания поперечных трещин гидроразрыва ствол скважин был расположен вдоль минимального горизонтального напряжения (рис. 1). Такая конструкция заканчивания вносит ограничения в развитие трещины ГРП (полудлина), связанные с расстояниями между соседними скважинами. Расстояние между горизонтальными стволами скважин рассматриваемого участка составило 440–480 м.

Базовым решением для стандартных операций выбранного участка является выполнение 8-ми стадийного ГРП (8 муфт = 8 трещин) с массой проппанта на стадию 70–100 тонн и расходом смеси 4,5–5,0 м<sup>3</sup>/мин. Длина горизонтального участка при этом составляет 800–1000 м. Реализация ММГРП требовала изменения дизайна заканчивания. Расчеты в гидродинамическом симуляторе [1]

ВАЖНЫМ УСЛОВИЕМ УСПЕШНОГО ММГРП ЯВЛЯЕТСЯ ДИЗАЙН ЗАКАНЧИВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПЕРФОРАЦИИ ОТНОСИТЕЛЬНО ДРУГ ДРУГА С УЧЕТОМ ХАРАКТЕРИСТИК ПЕРФОСИСТЕМ И СВОЙСТВ ПЛАСТА.



**Рис. 1.** Расположение и варианты распространения трещин ГРП для скважин «Well X1» и «Well X2». Составлено авторами

**Fig. 1.** Location and propagation options of fracturing fractures for wells “Well X1” and “Well X1”. Made by the authors

и моделирование геометрии трещин показали, что оптимальным решением является соотношение 3 трещины на 3 кластера (табл. 1) при длине горизонтального участка 1500–2000 м с массой закачиваемого проппанта 150 тонн на операцию.

Для минимизации рисков интерференции в схему заканчивания и разработки были внесены следующие решения: расположение точек инициации трещин между портами соседних скважин с уже выполненными ГРП; расчет геометрии трещины с учетом кластерного формирования (рис. 1).

На рис. 2 приведено схематическое сравнение основных отличий при реализации технологии ММГРП. Вариант технологии ММГРП подразумевает выполнение работ в цементированном равнопроходном хвостовике с использованием разобщающих пробок и перфосистем на геофизическом кабеле.

Для успешной реализации равномерного распределения потока был выполнен расчет необходимого количества отверстий на каждый кластер перфорации с учетом диаметра

для беспрепятственной прокачки проппанта фракции 16/20. Формула для расчета [2]:

$$P_{pf} = 0,2369 \frac{q^2 \rho}{n_p^2 D_p^4 C_p^2},$$

где  $P_{pf}$  — давление трений на перфорации, psi;  $q$  — общий расход потока смеси, lb/gal;  $\rho$  — плотность жидкости, lb/gal;  $n_p$  — количество перфорационных отверстий, шт.;  $D_p$  — диаметр перфорационных отверстий, in;  $C_p$  — коэффициент несовершенства отверстий (составляет величину 0,5–0,95 и зависит от эрозии перфорационных отверстий).

Для калибровки фактических зависимостей на первом этапе подготовки работ проведен анализ информации о перепаде давления на перфорациях по ранее выполненным

**Таблица 1.** Варианты расчета геометрии трещин ММГРП при массе закачки 150 тонн на интервал

**Table 1.** Options for calculating the geometry of fracturing fractures with proppant mass of 150 tons per interval

Параметр	1 кластер = 1 трещина	2 кластера = 2 трещины	3 кластера = 3 трещины
Полудлина трещины, м	525	300	225

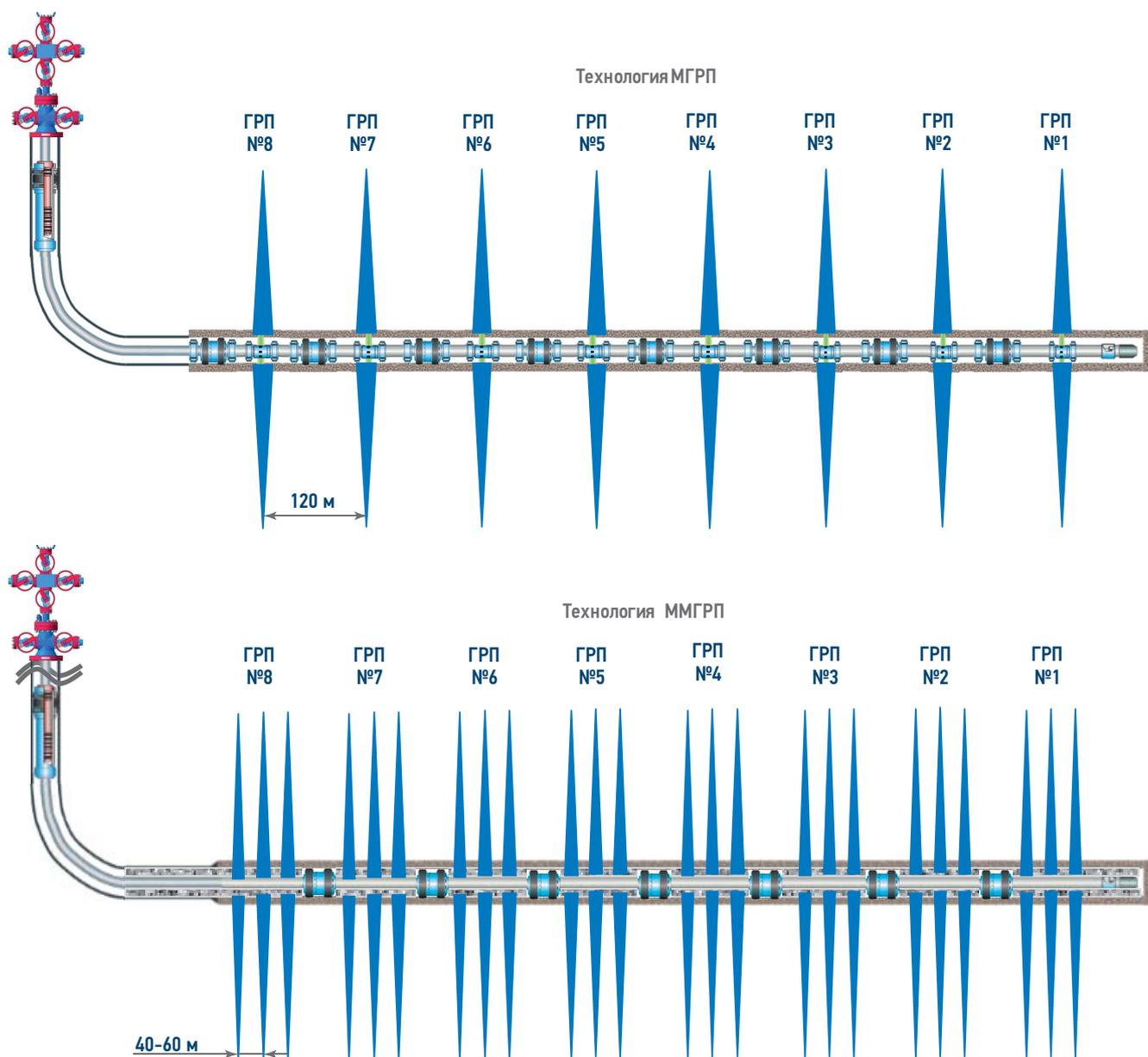


Рис. 2. Сравнение схем заканчивания при технологии МГРП и ММГРП. Составлено авторами  
 Fig. 2. Comparison of completion schemes with MGRP and MMGR technology. Prepared by authors

работам МГРП и интерпретация исследований SDT (Step Down Test) в скважинах с аналогичной конфигурацией забоя. На этапе реализации для финальной калибровки зависимостей и выбора количества перфорационных отверстий по кластерам в дизайн тестовых закачек внесены следующие изменения:

- *модифицированный нагнетательный тест со ступенчатым тестом* — инициация трещин в каждом из кластеров с последующей оценкой трений на двух типах жидкости;
- *мини-ГРП без проппанта со ступенчатым тестом* — быстрый выход на максимальный расход с последующим ступенчатым снижением для калибровки давления на незэродированных отверстиях;

- *мини-ГРП с проппантом и ступенчатым тестом* — калибровка давления трения на вязкой жидкости ГРП после эродирования перфораций прокачиваемым расклинивающим агентом.

Комбинация тестов на первом обрабатываемом интервале позволяет оптимизировать последующие изменения в параметрах перфорации и других аспектах дизайна. На рис. 3 приведен пример выполнения мини-ГРП с проппантом, а на рис. 4 — пример оценки потерь на трения.

Итоговый дизайн перфорации, удовлетворяющий расчетам, по которым достигается наибольший перепад давления для используемой конфигурации хвостовика и количества стадий имел плотность прострела 20 отв./м,

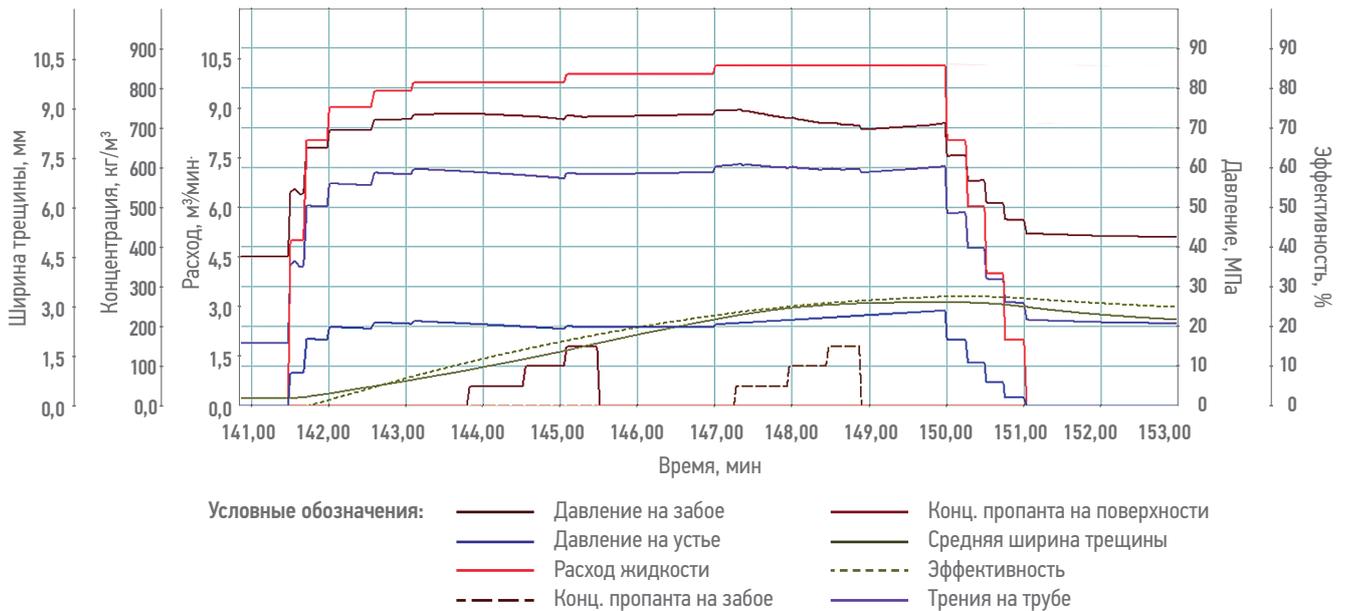


Рис. 3. Пример мини-ГРП с пропантом. Составлено ДеГольер энд МакНотон  
 Fig. 3. Example of a mini frac with a proppant pack. Prepared by DeGolyer and MacNaughton

диаметр отверстий 9,1 мм. При расходе закачки от 8 до 10 м<sup>3</sup>/мин расчетный расход на 1 перфорацию составил от 1,8 до 2,3 барреля на отверстие с перепадом давления до 800 фунт/дюйм<sup>2</sup>. В качестве примера приводится дизайн отверстий одной из стадий ГРП с суммарным вариантом в 27 отверстий на три зоны (т.е. одна стадия закачки 150 тонн пропанта на 3 зоны перфорации):

- кластер № 1 (L = 1 м) — 9 отверстий;
- кластер № 2 (L = 1 м) — 11 отверстий;
- кластер № 3 (L = 1 м) — 7 отверстий.

Полученная конфигурация удовлетворяет условиям потокоотклонения, снижает риск возможных осложнений и не приводит к преждевременной блокировке пропанта ГРП.

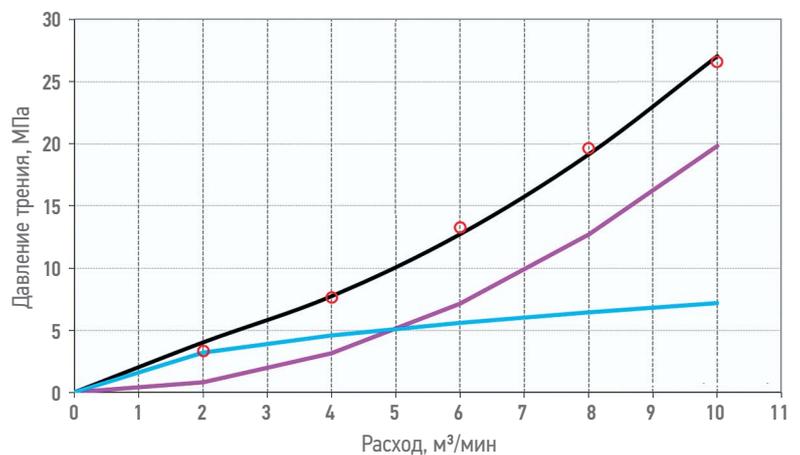
## РЕЗУЛЬТАТЫ

Основываясь на проведенных расчетах, конфигурация расписания основного ГРП включала в себя следующие основные условия:

- расход смеси ≈ 10 м<sup>3</sup>/мин — необходим для создания запланированных трещин, обусловленных дизайном перфорационных отверстий;
- удержание устьевого давления в пределах 450–550 атм — минимизация влияния эрозии каналов (на рис. 5 приведен пример повышения расхода смеси основного ГРП при падении устьевого давления ниже 450 атм);

- прокачка в буферной стадии пачек с расклинивающим агентом — прочистка созданных перфорационных отверстий и призабойной зоны хвостовика.

В качестве расклинивающего агента использовался пропгант фракций 20/40 и 16/20 с максимальной концентрацией ≈ 800 кг/м<sup>3</sup>.



Условные обозначения:

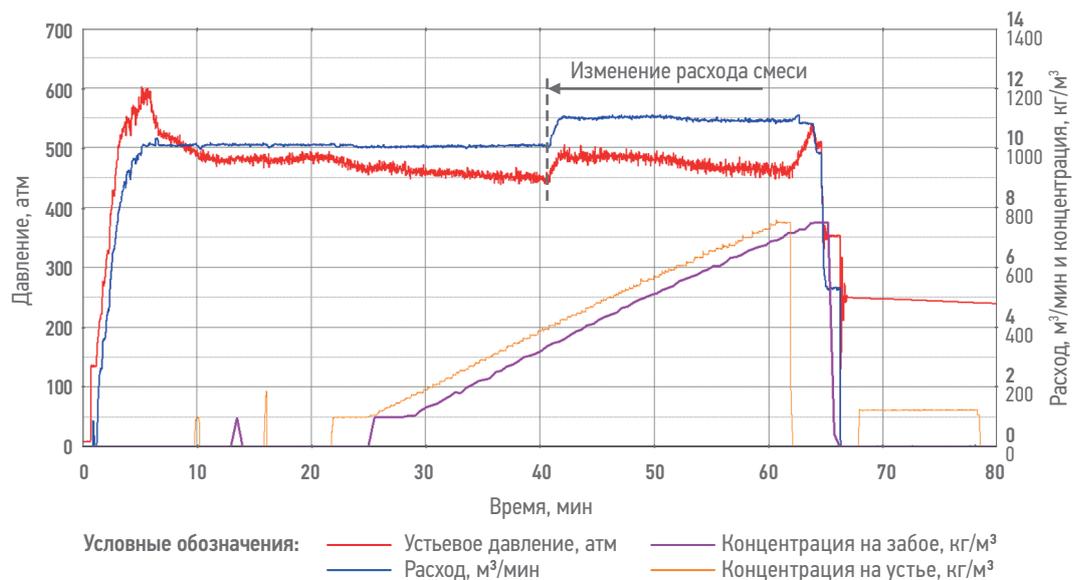
- |   |                        |   |                         |
|---|------------------------|---|-------------------------|
| ○ | Разность Р факт. (МПа) | — | Разность Р модель (МПа) |
| — | Р перф. (МПа)          | — | Р извилист. (МПа)       |

Уравнение: Р трения общее в перф. и ПЗП (МПа) = 131. Q<sup>0,5</sup> + 0,73 Q<sup>2</sup>  
 Коэффициент извилистости (a) = 131,9  
 Коэффициент перфорации (b) = 0,73

Р трения общее в перф. и ПЗП (МПа) при Q = 10 м<sup>3</sup>/мин = 26,61  
 Р трения извилистости в ПЗП (МПа) при Q = 10 м<sup>3</sup>/мин = 7,21  
 Р трения на перфорации (МПа) при Q = 10 м<sup>3</sup>/мин = 19,85

Рис. 4. Пример оценки потерь на трения на мини-ГРП с пропантом.  
 Составлено ДеГольер энд МакНотон

Fig. 4. Example of estimating friction losses at mini frac with a proppant pack.  
 Prepared by DeGolyer and MacNaughton



**Рис. 5.** Пример изменения расхода смеси для корректировки распределения потока при выполнении основного ГРП. Составлено авторами

**Fig. 5.** Example of changing the flow rate of the mixture to adjust the flow distribution during the main hydraulic fracturing. Prepared by the authors

При реализации проекта равномерное расположение кластеров в зонах, представленных относительно глинизацией песчаника, не показали блокирующего увеличения давления, влияющего на изменение конфигурации трещин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования и тщательная подготовка к выполнению ММГРП на стадии проекта позволили успешно реализовать технологическое решение на Южно-Приобском месторождении. Суммарно по двум объектам закачано  $\approx 2000$  тонн пропанта, при этом создано 44 трещины (по 22 на каждую скважину). При планировании работ по технологии ММГРП обязательным условием является построение геомеханического профиля, грамотное размещение

ствола скважин и дизайна трещин относительно окружения с учетом данных гидродинамического симулятора, а также детальный расчет потенциала. Важным пунктом является дизайн заканчивания и размещения интервалов перфорации относительно друг друга с учетом характеристик перфорсистем и свойств пласта. Технология позволяет получать эффект за счет формирования всего за одну операцию ГРП сразу нескольких трещин, тем самым исключая необходимость установки дополнительных муфт, дает возможность оптимизировать количество подходов таким образом, чтобы сокращать затраты на стимулирование пласта без снижения ожидаемого эффекта (все скважины вышли на запланированные запусковые параметры). Полученный опыт дает возможность положительно оценивать потенциал тиражирования технологии в терригенных коллекторах Западной Сибири.

## Список литературы / References

1. Manchanda R., Bryant E.C., Bhardwaj P., Cardiff P., Sharma M.M. Strategies for effective stimulation of multiple perforation clusters in horizontal wells. SPE Prod & Oper 33. 2018: 539–556. <https://doi.org/10.2118/179126-PA>
2. Willingham J.D., Tan H.C., Norman L.R. Perforation friction pressure of fracturing fluid slurries. Paper presented at the Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, April 1993. <https://doi.org/10.2118/25891-MS>

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

**Artem V. Churakov** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**М.Н. Пичугин** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Е.Г. Казаков** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Р.З. Зиязетдинов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

**Maksim N. Pichugin** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Evgeny G. Kazakov** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Rinat Z. Ziyazetdinov** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Ildar G. Fayzullin** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Артем Владимирович Чураков\*** — руководитель центра компетенций по развитию технологий ГРП, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Churakov.AV@gazpromneft-ntc.ru

**Максим Николаевич Пичугин** — руководитель направления центра компетенций по развитию технологий ГРП, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Pichugin.MN@gazpromneft-ntc.ru

**Евгений Геннадиевич Казаков** — руководитель направления центра компетенций по развитию технологий ГРП, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Kazakov.EG@gazpromneft-ntc.ru

**Ринат Зуфарович Зиязетдинов** — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Ziyazetdinov.RZ@gazpromneft-ntc.ru

**Ильдар Гаязович Файзуллин** — директор программ по развитию технологий гидроразрыва пласта, ПАО «Газпром нефть»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
ул. Почтамтская, д. 3–5.  
e-mail: Fayzulin.IG@gazprom-neft.ru

**Artem V. Churakov\*** — Head of the Competence Center for Development of Hydraulic Fracturing Technologies, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Churakov.AV@gazpromneft-ntc.ru

**Maksim N. Pichugin** — Specialist of the Competence Center for Development of Hydraulic Fracturing Technologies, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Pichugin.MN@gazpromneft-ntc.ru

**Evgeny G. Kazakov** — Specialist of the Competence Center for Development of Hydraulic Fracturing Technologies, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Kazakov.EG@gazpromneft-ntc.ru

**Rinat Z. Ziyazetdinov** — Manager of product development, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Ziyazetdinov.RZ@gazpromneft-ntc.ru

**Ildar G. Fayzullin** — Director of Programs for the Development of Hydraulic Fracturing Technologies, Gazpromneft PJSC  
3–5, Pochtamtorskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Fayzulin.IG@gazprom-neft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Р.А. Саблин, 2022



# ПРАКТИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ УЧЁТА ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНОГО ОБЪЕКТА МИШРИФ ЮЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ИРАК

**Р.А. Саблин**

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, Москва

**Электронный адрес:** [foi@mail.ru](mailto:foi@mail.ru)

**Цель.** Целью исследований, представленных в статье, является обоснование возможности реализации рекомендаций, сформированных в результате ранее проведённых исследований крупного высокопродуктивного трещиноватого карбонатного объекта, характеризующегося зависимостью проницаемости от давления.

**Материалы и методы.** Методами анализа параметров объекта и их влияния на фильтрационные характеристики геолого-промысловых данных с использованием модели непоршневого вытеснения нефти водой Бэнли и Леверетта, метода материального баланса, для условий данного объекта предложен способ определения соотношения сторон элементов сетки (очагов) с учётом трещиноватости, а также оценена возможность восстановления давления по варианту, учитывающему разработанные ранее рекомендации.

**Результаты и заключение.** Результаты оценки на аналитическом уровне показали актуальность ранее выданных рекомендаций по оптимизации разработки крупного регионального карбонатного объекта Республики Ирак, в том числе возможность формирования схемы разработки (конфигурации очагов) с учётом неоднородности проницаемости по площади, а также возможность восстановления значений пластового давления до 210 атм и выше, что позволит использовать трещинную продуктивность пласта.

**Ключевые слова:** оптимизация разработки, сетка скважин, восстановление пластового давления

**Конфликт интересов:** все названия месторождений, скважин изменены с целью конфиденциальности.

**Для цитирования:** Саблин Р.А. Практические вопросы применения методики учёта трещиноватости коллекторов на примере оптимизации разработки карбонатного объекта Мишриф южных месторождений Республики Ирак. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):70–78. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-70-78>

*Статья поступила в редакцию 01.05.2022*

*Принята к публикации 30.06.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

PRACTICAL APPLICATION CASES OF THE RESERVOIR FRACTURE HETEROGENEITY ACCOUNTING ON THE EXAMPLE OF MISHRIF CARBONATE RESERVOIR OIL RECOVER OPTIMIZATION IN THE SOUTHERN FIELDS OF THE REPUBLIC OF IRAQ

**Roman A. Sablin**

National University of Oil and Gas "Gubkin University", RF, Moscow

**E-mail:** [foi@mail.ru](mailto:foi@mail.ru)

**The purpose.** The purpose of the studies presented in the article is to approve the possibility of implementing the recommendations formed as a result of previous studies of a large highly productive fractured carbonate object with dual permeability, characterized by a change in permeability due to pressure.

**Materials and methods.** In the process of research, the method of analyzing the parameters of the object, and their influence on the filtration characteristics; analysis of geological and field data; evaluation of water displacement of oil by Bakley and Leverett; material balance method was used. For the conditions of the researched object, a method for oil recovery factor increasing in account with well pattern and fracturing is proposed

The possibility of reservoir pressure recovery according to the variant that takes into account the previously developed recommendations was also evaluated.

**Results and conclusion.** The results of the evaluation at the analytical level showed the relevance of the previously issued recommendations for optimizing the development of a large regional carbonate object in the Republic of Iraq, including the possibility of well pattern configuration, taking into account the heterogeneity of permeability over the area. In addition, the possibility of reservoir pressure recovery up to 210 atm and higher was confirmed, which will allow using fractured reservoir productivity.

**Keywords:** development optimization, well pattern, reservoir pressure recovering

**Conflict of interest:** all names of fields and wells have been changed for confidentiality.

**For citation:** Sablin R.A. Practical application cases of the reservoir fracture heterogeneity accounting on the example of Mishrif carbonate reservoir oil recover optimization in the southern fields of the Republic of Iraq. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):70–78. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-70-78>

*Manuscript received 01.05.2022*

*Accepted 30.06.2022*

*Published 30.09.2022*

## ВВЕДЕНИЕ. ЦЕЛЬ. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Традиционно приоритетной задачей разработки месторождений является увеличение коэффициента извлечения запасов углеводородов с меньшими затратами на реализацию проектов. Особо значимыми данные вопросы являются для уникальных месторождений с извлекаемыми запасами нефти более 300 млн тонн, которым принадлежит ведущая роль в мировом балансе запасов. Типичными представителями таких месторождений являются карбонатные месторождения Республики Ирак, разработку которых с недавнего времени ведут и российские компании. Актуальность вопросу придаёт то, что более 60 % добываемой в настоящее время нефти в мире приурочено к карбонатным коллекторам. Также основной задачей реализации проектов по освоению нефтяных месторождений является снижение капитальных затрат. Практика реализации проектов показывает возможность такого снижения с учётом разукрупнения сетки скважин на основе представлений об особенностях строения и продуктивности коллекторов. Таким образом, поиск путей увеличения КИН при снижении затрат на реализацию проектов разработки уникальных по запасам карбонатных коллекторов нефти и газа с учётом особенностей их строения является актуальной задачей мирового масштаба, позволяющей увеличить эффективность проектов, реализуемых российскими компаниями.

Учитывая значительные объёмы запасов углеводородов, приуроченных к крупным карбонатным объектам Республики Ирак, ранее проведены исследования [1], позволившие:

- подтвердить возможность использования методики построения модели объёмной сетки трещин (МОСТ) [2] для регионально-го объекта Мишриф;
- построить МОСТ для объекта Мишриф одного из месторождений;
- с учетом новых представлений о структуре пустотного пространства коллекторов выдать рекомендации:

- по осуществлению разработки более редкой сеткой скважин с сокращением проектного фонда скважин на 52 ед., размещением проектных скважин в местах сопряжения лениаментов трещин и наибольшей их плотности;
- по размещению фонда и ускорению развития системы поддержания давления (перевод 36 скважин под закачку для восстановления пластового давления до начальных значений в 287 атм);
- по перераспределению отбора жидкости в зоны с пластовым давлением более 210 атм (давление смыкания трещин) до восстановления пластового давления;
- по эксплуатации залежи с пластовыми и забойными давлениями выше давления смыкания трещин 210 атм;
- по применению циклической закачки с модификацией способа определения периода воздействия с учётом трещиноватости района [3].

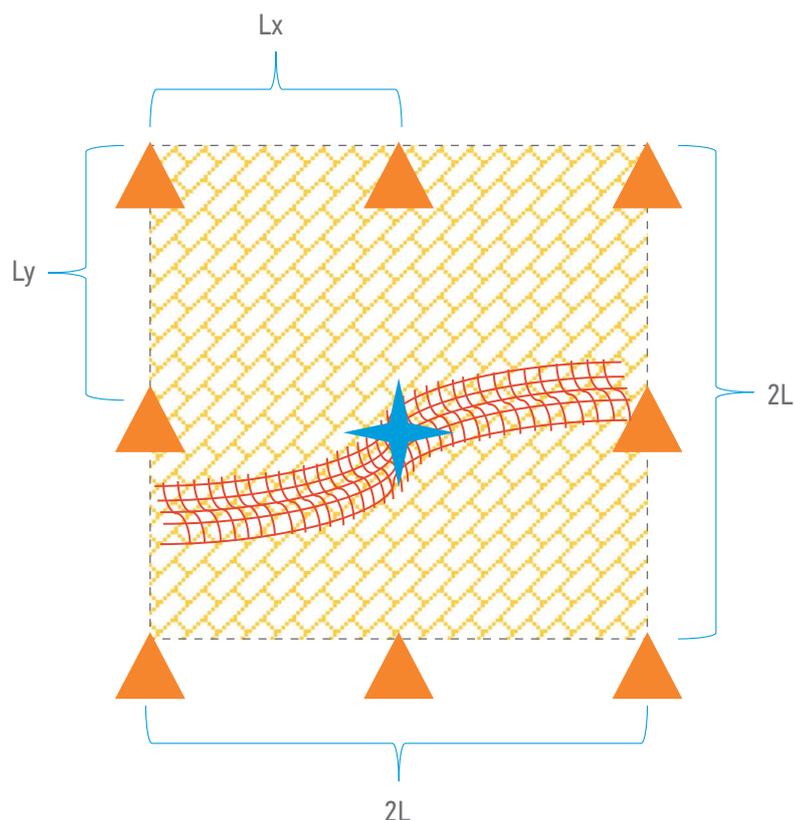
На следующем этапе исследований для подтверждения целесообразности применения рекомендаций предложен способ определения соотношения сторон элементов сетки (очагов) с учётом трещиноватости, а также оценена возможность восстановления давления по варианту, учитывающему рекомендации. Результаты представлены в данной статье.

## ОПИСАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

### ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ РАЗУКРУПНЕНИЯ СЕТКИ СКВАЖИН

Полученные ранее характеристики трещиноватого коллектора применимы для определения оптимальной конфигурации сетки скважин.

Проект разработки объекта исследования Мишриф предусматривает реализацию равномерной обращённой 9-точечной сетки с расстоянием между скважинами 900 м (рис. 1). С учётом ранее выявленного распространения трещиноватых зон очаг скважины



Условные обозначения:



Поровый коллектор со средней постоянной проницаемостью



Нагнетательная скважина



Трещинный коллектор с переменной проницаемостью  $k = f(P)$



Добывающая скважина

#### Проектные решения

$Lx = Ly = 900$  м

Время прорыва воды по  $Lx$ кратно меньше времени прорыва по  $Ly$

#### Задача исследования:

- выровнять время прорыва по  $Lx$  и  $Ly$  путём увеличения  $Lx$ ;
- определение зависимости коэффициента  $S = Lx/Ly$  от давления для использования при выработке стратегии выработки запасов

Рис. 1. Типовая схема очага объекта Мишриф исследуемого месторождения (очаг скважины № IR2-141).

Составлено автором

Fig. 1. Typical scheme of the Mishrif well pattern (well No. IR2-141). Compiled by the author

№ IR2-141 (номера скважин изменены) можно отнести к типовым очагам объекта Мишриф, требующих оптимизации размеров. Учитывая выявленную неоднородность коллекторов по проницаемости, связанную с наличием трещиноватых зон, равномерное размещение скважин не позволяет обеспечить равномерное вытеснение запасов углеводородов по всем направлениям. Время обводнения в трещиноватых зонахкратно превышает время обводнения пористой среды. Для оптимизации процесса вытеснения запасов рассматриваемого блока,

необходимо увеличить расстояние  $Lx$  для выравнивания времени прихода воды из нагнетательной скважины во взаимно перпендикулярных направлениях.

Для практического применения, исходя из стратегии недропользователя по поддержанию давлений, целесообразно определить зависимость коэффициента  $S = Lx/Ly$  от давления, с использованием которой можно подбирать необходимое соотношение сторон блока для равномерного обводнения. Подбор зависимости произведён по следующему алгоритму:

1. Сформирована расчётная аналитическая модель среднестатистического очага объекта разработки для расчётов времени прорыва воды в двух перпендикулярных направлениях. Направление  $L_x$  соответствует трещинному коллектору с переменной проницаемостью. Направление  $L_y$  соответствует пористому коллектору со средней проницаемостью.

Для решения поставленной задачи использована модель непоршневого вытеснения нефти водой Бэкли и Леверетта с использованием следующих выражений [4]:

– время начала обводнения продукции пласта  $t^*$ , сут:

$$t^* = \frac{m \cdot b \cdot h \cdot l}{q \cdot f'(S_b)}, \quad (1)$$

где:  $m$  — пористость, д. ед.;  $b$  — ширина галереи дренирования, м (для 9-точечной ячейки 450 м);  $h$  — эффективная мощность дренирования, м;  $l$  — длина галереи дренирования, равное расстоянию прохождения закачиваемой воды, м;  $q$  — расход воды при закачке/приёмистость по исследуемому объёму, м<sup>3</sup>/сут.,

– производная к функции водонасыщенности (Леверетта)  $f'(S_b)$ , д. ед.:

$$f'(S_b) = \frac{f(S_b)}{S_b - S_{cb}}, \quad (2)$$

$$f(S_b) = \frac{K_b(S)}{K_b(S) + \mu_b / \mu_n \cdot K_n(S)}, \quad (3)$$

где:  $S$  — насыщенность элемента/галереи водной фазой, д. ед.;  $f(S_b)$  — функция Леверетта, д. ед.;  $K_b(S)$  — относительная фазовая проницаемость по воде, д. ед.;  $K_n(S)$  — относительная фазовая проницаемость по нефти, д. ед.;  $\mu_b$  — динамическая вязкость воды, мПа\*с;  $\mu_n$  — динамическая вязкость нефти, мПа\*с;  $S_{cb}$  — начальная водонасыщенность элемента/галереи, д. ед.

2. По результатам ГИС и ГДИ принята средняя работающая толщина  $h$ , пористость модели  $m$ .

Исходя из результатов исследования скважины № IR2-141, работающая мощность на среднем режиме  $h$  составляет 55 м, средняя пористость  $m$  0,185 д. ед.

3. Исходя из технологического режима, определено среднее устьевое давление закачки (40 атм), что соответствует давлению 290 атм на глубине интервала перфорации. При этом с учётом замеренного пластового давления на момент оценки ( $P_{пл} = 210$  атм) репрессия на пласт составляет 80 атм.

4. В соответствии с проектным документом задаётся расчётными параметрами пласта: Вязкость в пластовых условиях  $\mu_n = 2,85$  мПа\*с.

Объёмный коэффициент  $B = 1,22$  д. ед.  
Радиус контура питания  $r_k = 450$  м.  
Приведённый радиус скважины  $r_c = 0,08$  м.  
Коэффициент сжимаемости системы  $c_t = 0,00020$  атм<sup>-1</sup>.  
Скин-фактор  $Skin = 3,0$ .

## НА ПРИМЕРЕ ОДНОЙ ИЗ СКВАЖИН ОБОСНОВАН ПРИНЦИП РАЗУКРУПНЕНИЯ СЕТКИ ПУТЁМ УВЕЛИЧЕНИЯ СТОРОНЫ БЛОКА ПО ПРОСТИРАНИЮ ТРЕЩИННОЙ ЧАСТИ ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ РАВНОМЕРНОГО ОБВОДНЕНИЯ.

5. Для различных значений проницаемости  $k$  с дискретностью 0,5 мкм<sup>2</sup> определена приёмистость системы при вытеснении флюида вязкостью  $\mu_n$  (рис. 2) по формуле притока (4):

$$q_{пр} = \frac{k \cdot h \cdot (P_{заб} - P_{пл})}{18,41 \cdot B \cdot \mu_n \cdot (\ln(r_k / r_c) - 3/4 + Skin)}. \quad (4)$$

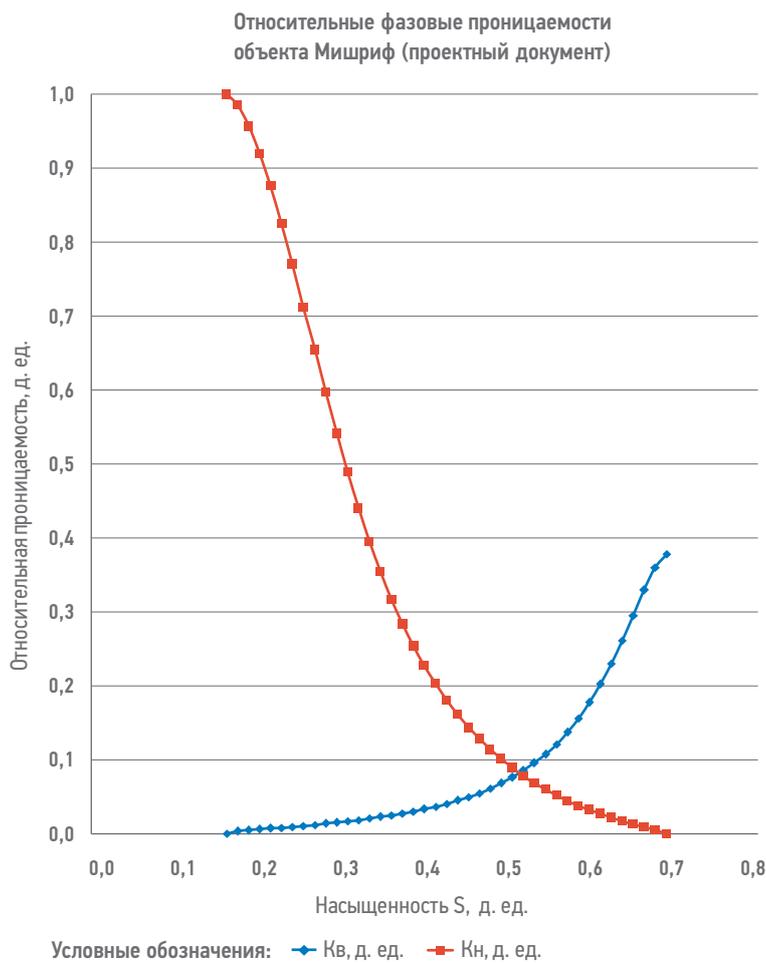
6. Определена продолжительность безводного периода для различных приёмистостей (проницаемостей) по формуле Бэкли — Леверетта. Согласно проектному документу начальная водонасыщенность элемента/галереи  $S_{cb}$  составляет 0,16 д. ед., предельная водонасыщенность  $S^*$  составляет 0,69 д. ед., вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu_n$  составляет 2,85 мПа\*с, закачиваемой воды — 1 мПа\*с.

Проектным документом установлены относительные фазовые проницаемости, с учётом которых определена функция обводнённости  $f(S)$  по формуле (3), построен график функции  $f(S)$  и соответствующая касательная к функции (рис. 3).

Координатами точки касания являются  $f(S_b) = 0,87$  и  $S_b = 0,56$ . С помощью данных значений определено значение производной функции обводнённости, соответствующей фронтальной водонасыщенности, по формуле (2)  $f'(S_b) = 2,191$ .



Рис. 2. Расчётная приёмистость скважины № IR2-141. Составлено автором  
Fig. 2. Calculated well injectivity № IR2-141. Compiled by the author



Водонасыщенность, д. ед.	Относительная проницаемость, д. ед.	
	по воде — Kv	по нефти — Kn
0,163	0,000	1,000
0,176	0,003	0,985
0,189	0,005	0,957
0,203	0,006	0,920
0,216	0,007	0,876
0,229	0,008	0,825
0,242	0,010	0,770
0,255	0,011	0,713
0,269	0,012	0,654
0,282	0,014	0,597
0,295	0,015	0,541
0,308	0,017	0,489
0,321	0,019	0,440
0,334	0,021	0,395
0,348	0,023	0,355
0,361	0,025	0,318
0,374	0,028	0,284
0,387	0,030	0,254
0,400	0,034	0,227
0,414	0,037	0,203
0,427	0,041	0,181
0,440	0,045	0,162
0,453	0,050	0,144
0,466	0,055	0,128
0,479	0,061	0,114
0,493	0,068	0,101
0,506	0,076	0,089
0,519	0,085	0,078
0,532	0,096	0,069
0,545	0,108	0,060
0,559	0,121	0,052
0,572	0,137	0,045
0,585	0,156	0,038
0,598	0,177	0,032
0,611	0,202	0,027
0,624	0,230	0,022
0,638	0,262	0,017
0,651	0,295	0,013
0,664	0,330	0,009
0,677	0,360	0,005
0,690	0,379	0,000

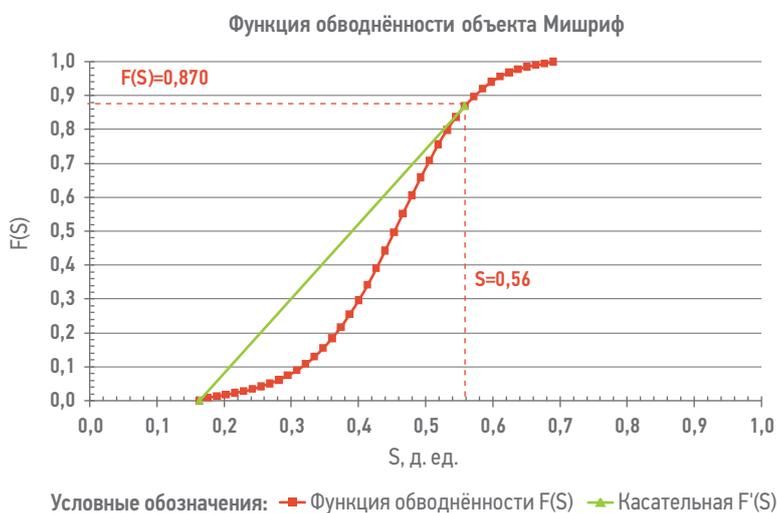
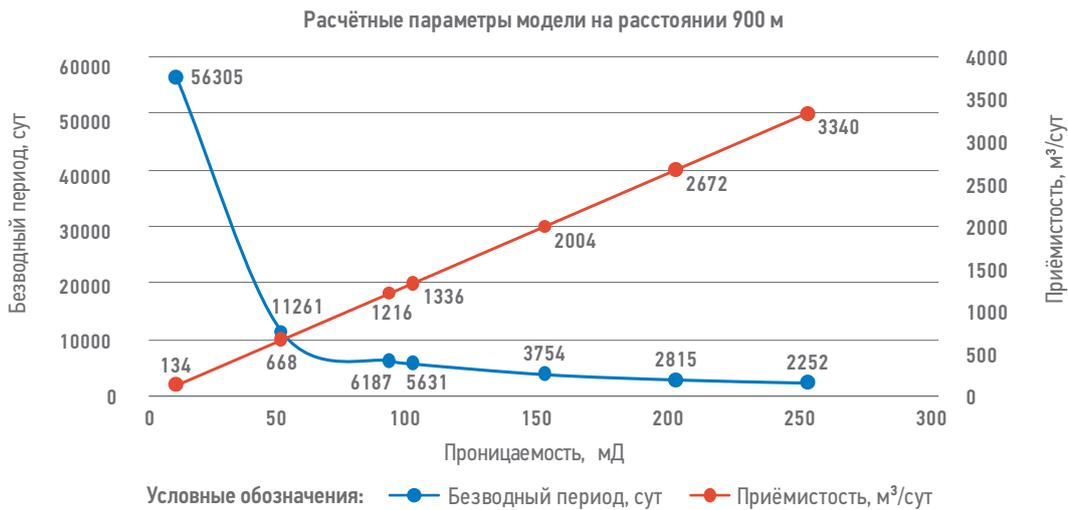


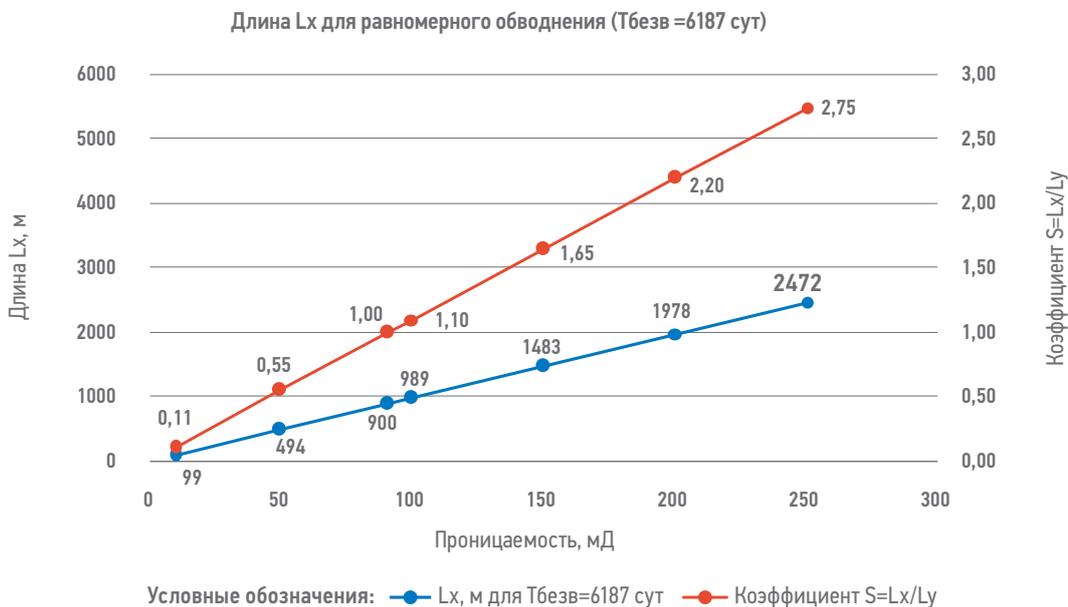
Рис. 3. Оцифровка относительных фазовых проницаемостей объекта Мишриф согласно проектному документу, расчётная функция обводнённости объекта Мишриф. Составлено автором  
 Fig. 3. Digitization of Mishrif relative phase permeability according to the design document. Calculated function of Mishrif water cut. Compiled by the author

По формуле (1) определили продолжительность безводного периода для дискретных значений проницаемости/приёмности (рис. 4). При этом для оценки принималась схема регулирования отборов, обеспечивающая распределение закачки равномерно

по четырём перпендикулярным направлениям (учитывалась четверть расчётной приёмности скважины).  
 7. Учитывая ранее определённую долю трещинной проницаемости разреза (65 %) и среднюю проницаемость



а



б

**Рис. 4.** Расчётные характеристики объекта Мишриф. Составлено автором.

а — продолжительность безводного периода для коллекторов различной проницаемости объекта Мишриф от проницаемости; б — зависимость отношения длин сторон очага объекта Мишриф от проницаемости

**Fig. 4.** Mishrif estimated characteristics. Compiled by the author.

а — the duration of the Mishrif anhydrous period for different permeability; б — Relationship of the lengths of the sides of the Mishrif well pattern on the permeability

объекта Мишриф по проектному документу (260 мД), принята проницаемость, соответствующая пористой части расчётной модели — 35 % от общей проницаемости 91 мД.

8. Из зависимости Бэкли — Леверетта (1) определяем безводный период для пористой составляющей — условного направления течения  $L_y$  (900 м) со средней по проектному документу пористой проницаемостью в направлении 91 мД. Расчётный период составил 6187 сут.
9. Изменяя проницаемости в модели, методом подбора определены значения длины

перпендикулярной трещиноватой галереи  $L_x$  для условия безводного периода 6187 сут и коэффициент увеличения длины стороны ячейки, вдоль трещиноватой части объекта (рис. 4).

Таким образом, на примере очага скважины № IR2-141 обоснован принцип разукрупнения сетки скважин путём увеличения стороны блока по простиранию трещинной части пласта с целью одновременного достижения закачиваемой воды всех добывающих скважин. Рассмотренная схема реализуема

в случае регулирования отборов добывающих скважин для выравнивания темпов продвижения фронта воды.

С использованием сформированной зависимости возможно на практике подбирать необходимое соотношение сторон новых очагов объекта Мишриф, обеспечивая равномерное обводнение блока. Детальные расчёты требуется проводить на ГГДМ.

### ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Как отмечено по результатам ранее выполненных исследований, трещинная составляющая объекта исследования Мишриф включается в схему притока при пластовом давлении, превышающем 210 атм. Согласно ранее сформулированным рекомендациям с целью восстановления пластового давления, проницаемости и продуктивности трещинной составляющей предлагается дополнительно перевести под закачку 36 скважин в течение двух лет.

Для предложенного варианта расчётным путём с использованием метода материального баланса [5] оценена возможность восстановления давления выше 210 атм. Ниже представлены результаты оценки. Расчёты проводились с использованием данных об объекте из проектного документа и планов недропользователя исходя из следующих формул [5]:

Из формулы материального баланса выведена расчётная формула изменения пластового давления:

$$N_p \cdot B_o = N \cdot B_o \cdot \Delta P \cdot c_e + (W_{inj} - W_p) \cdot B_w \quad (5)$$

$$\Delta P = \frac{N_o \cdot B_o - (W_{inj} - W_p) \cdot B_w}{N \cdot B_o \cdot c_e} \quad (6)$$

$$c_e = \frac{c_o \cdot S_o + c_w \cdot S_w + c_f}{1 - S_w} \quad (7)$$

где:  $N_p$  — накопленная добыча нефти, м<sup>3</sup> (табл. 1, 2);  $B_o$  — объёмный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (1,22 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>);  $N$  — начальные балансовые запасы нефти, м<sup>3</sup> (2,965 млрд м<sup>3</sup>);  $\Delta P$  — изменение пластового давления, атм (табл. 1, 2);  $c_e$  — эффективная сжимаемость системы, атм<sup>-1</sup>;  $W_{inj}$  — накопленная закачка воды, м<sup>3</sup> (табл. 1, 2);  $W_p$  — накопленная добыча попутной воды, м<sup>3</sup> (табл. 1, 2);  $B_w$  — объёмный коэффициент воды, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (1,02 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>);  $c_o$  — сжимаемость нефти, атм<sup>-1</sup> (0,0001260 атм<sup>-1</sup>);  $S_o$  — нефтенасыщенность, д. ед. (0,666);  $c_w$  — сжимаемость воды, атм<sup>-1</sup>; (0,0000370 атм<sup>-1</sup>);  $S_w$  — водонасыщенность, д. ед. (0,163);  $c_f$  — сжимаемость породы, атм<sup>-1</sup> (0,0000555 атм<sup>-1</sup>). При расчёте использовались значения плотности нефти 919 кг/м<sup>3</sup>, плотности воды 1,163 кг/м<sup>3</sup>.

Показатели добычи по рекомендуемому варианту (табл. 1) учитывали возможность увеличения дебитов жидкости при привлечении трещинной составляющей [1].

С использованием формул (5)–(7) качественно определено изменение давления по варианту недропользователя и рекомендуемому варианту на 4 прогнозных года (табл. 2, рис. 5).

Продолжительность прогнозного периода определена необходимостью актуализации рекомендаций после эксплуатации объекта и их реализации. Кроме того, анализ полученных результатов показывает необходимость определения степени активности законтурной области питания объекта, т.к. фактические значения пластового давления выше расчётных по методу материального баланса. Данная характеристика

Таблица 1. Исходные данные к оценке возможности восстановления давления  
Table 1. Initial data for assessing the possibility of pressure recovery

Год	Форма «Госплан недропользователя»				Рекомендации, в том числе перевод 36 скважин под закачку во 2-й и 3-й прогнозные годы		
	добыча нефти, тыс. тонн	добыча жидкости, тыс. тонн	закачка, тыс. м <sup>3</sup>	пластовое давление (карты изобар), атм	добыча нефти, тыс. тонн	добыча жидкости, тыс. тонн	закачка, тыс. м <sup>3</sup>
1-й — Факт	11030,0	11034,9	–	256	–	–	–
2-й — Факт	20418,5	20476,2	1789,7	233	–	–	–
3-й — Факт	21770,0	22605,5	6016,4	222	–	–	–
4-й — Факт	20793,1	22488,1	7604,2	210	–	–	–
5-й — Прогноз	20387,1	22686,5	14651,0	–	20387,1	22686,5	14651,0
6-й — Прогноз	20758,8	23520,2	21189,0	–	20924,0	23777,3	31525,1
7-й — Прогноз	22546,7	25659,6	25532,4	–	24968,9	29696,1	50616,9
8-й — Прогноз	22630,8	25797,7	34252,7	–	27500,0	33483,9	68023,0
9-й — Прогноз	24018,6	38316,9	35486,1	–	27500,0	45617,1	66422,7

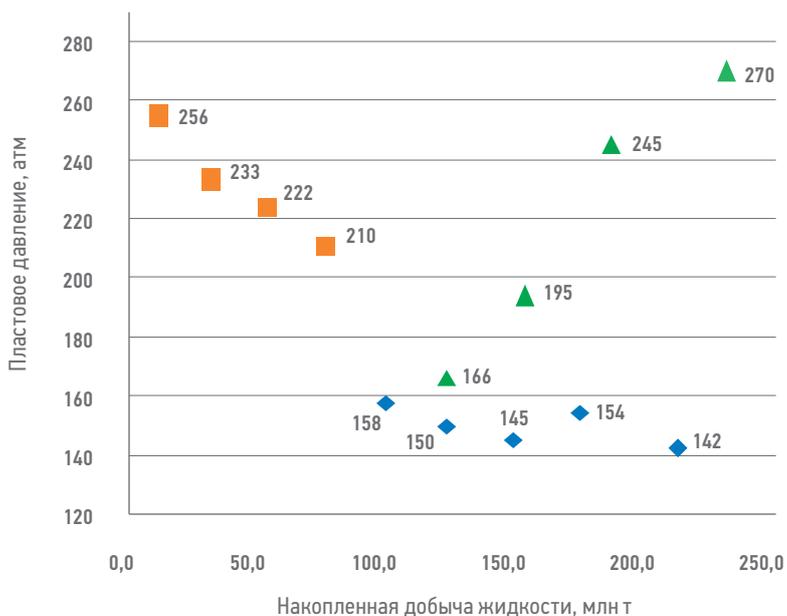
Таблица 2. Результаты оценки возможности восстановления давления  
Table 2. The results of assessing the possibility of pressure recovery

Год	Годовая добыча нефти в пластовых условиях, тыс. м <sup>3</sup>	Годовая добыча воды, тыс. м <sup>3</sup>	Разница закачки и добычи воды в пластовых условиях, тыс. м <sup>3</sup>	Накопленная добыча нефти в пластовых условиях, тыс. м <sup>3</sup>	Накопленная разница закачки и добычи воды в пластовых условиях, тыс. м <sup>3</sup>	Расчётное снижение давления, атм	Расчётное пластовое давление, атм
Вариант недропользователя							
1-й — Факт	12366,6	5,8	-5,9	12366,6	-5,9	20	—
2-й — Факт	22892,8	67,1	1757,0	35259,4	1751,1	53	—
3-й — Факт	24408,1	971,7	5145,6	59667,5	6896,7	84	—
4-й — Факт	23312,8	1971,3	5745,6	82980,3	12642,3	112	—
5-й — Прогноз	22857,6	2674,2	12216,3	105837,9	24858,7	129	158
6-й — Прогноз	23274,4	3211,5	18337,1	129112,2	43195,7	137	150
7-й — Прогноз	25278,9	3620,4	22350,3	154391,1	65546,0	142	145
8-й — Прогноз	25373,2	3683,1	31181,0	179764,3	96727,0	133	154
9-й — Прогноз	26929,2	16628,9	19234,3	206693,5	115961,3	145	142
Вариант рекомендаций, в том числе перевод под закачку 36 скважин во 2-й и 3-й прогнозные годы с приемистостью 2800 м <sup>3</sup> /сут							
5-й — Прогноз	22857,6	2674,2	12216,3	105837,9	24858,7	129	158
6-й — Прогноз	23459,6	3318,4	28770,9	129297,5	53629,5	121	166
7-й — Прогноз	27994,6	5497,7	46021,5	157292,1	99651,1	92	195
8-й — Прогноз	30832,5	6959,3	62284,9	188124,5	161936,0	42	245
9-й — Прогноз	30832,5	21070,1	46259,6	218957,0	208195,6	17	270

может свидетельствовать и о восстановлении давления по трещинным зонам (до смыкания трещин). По истечении 3-х лет эксплуатации объекта необходимо провести анализ результатов с учётом данных вопросов.

## ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты оценки на аналитическом уровне показали актуальность ранее выданных рекомендаций по оптимизации разработки крупного регионального карбонатного объекта Республики Ирак, в том числе возможность формирования схемы разработки (конфигурации очагов) с учётом неоднородности проницаемости по площади, а также возможность восстановления значений пластового давления до 210 атм и выше, что позволит использовать трещинную продуктивность пласта.



Условные обозначения:

- ◆ Расчётное пластовое давление вариант недропользователя, атм
- Фактическое пластовое давление, атм
- ▲ Расчётное пластовое давление рекомендуемый вариант перевода 36 скважин под закачку, атм

Рис. 5. Оценка динамики пластового давления объекта Мишриф.  
Составлено автором

Fig. 5. Mishrif reservoir pressure dynamics estimation. Compiled by the author

### Список литературы

1. Саблин Р.А. Повышение эффективности разработки месторождения с учётом трещиноватости коллекторов на примере высокопродуктивного объекта в Ираке // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 8. С. 52–57.
2. Викторин В.Д., Катошин А.Ф., Назаров А.Ю. Геолого-промысловая модель объемной сетки трещин (МОСТ) карбонатных и терригенных коллекторов трещинно-порового типа // Проблемы геологии и разработки сложнопостроенных коллекторов трещинно-порового типа: сборник научных трудов. — Пермь: ПГТУ, 2003. — С. 60–118.
3. Саблин Р.А. Способ оценки длительности полупериода нестационарного воздействия в трещиноватых коллекторах // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. — 2021. — № 2 (303). — С. 26–32.
4. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика — Самара: Самарский государственный технический университет, 2004. — 148 с.
5. Ахмедшин Т.Р., Камартидинов М.Р., Кулагина Т.Е., Куреленков С.Х. Разработка трудноизвлекаемых запасов: учеб. пособ. — Томск: Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2012. — 286 с.

### References

1. Sablin R.A. Improving the efficiency of the field development taking into account the fracturing of reservoirs on the example of a highly productive facility in Iraq. *Neftyanoe khozyaystvo. Oil industry*, 2019, no. 8, pp. 52–57 (in Russ.).
2. Viktorin V.D., Katoshin A.F., Nazarov A.Yu. Geologo-promyslovaya model' ob'emnoy setki treshchin (MOST) karbonatnykh i terrigennykh kolektorov treshchinno-porovogo tipa [Geological field model of a volumetric fracture network of carbonate and terrigenous reservoirs of fractured porous type]. *Problemy geologii i razrabotki slozhnopolstroennykh kolektorov treshchinno-porovogo tipa [Problems of geology and development of complex fractured-porous reservoirs]*. Sbornik nauchnykh trudov. Perm: PGU [Proc. Perm: PSTU], 2003, pp. 60–118.
3. Sablin R.A. Sposob otsenki dlitel'nosti poluperioda nestatsionarnogo vozdeystviya v treshchinovatykh kolektorakh [Method for estimating the duration of the half-period of non-stationary impact in fractured reservoirs]. *Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefi i gaza imeni I.M. Gubkina [Proc. of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas]*, 2021, no. 2(303), pp. 26–32.
4. Ol'khovskaya V.A. *Podzemnaya gidromekhanika [Underground hydromechanics]*. Samara: Samara State Technical University, 2004, 148 p.
5. Akhmedshin T.R., Kamartidinov M.R., Kulagina T.E., Kurelenkov S.Kh. *Razrabotka trudnoizvlekaemykh zapasov: ucheb. posob. [Development of hard-to-recover reserves]*. Tomsk: Center for training and retraining of the oil and gas specialists of TPU, 2012, 286 p.

### ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Р.А. Саблин** — все представленные исследования выполнены автором самостоятельно по рекомендациям научного руководителя Назаровой Л.Н. в рамках работы над диссертацией «Повышение эффективности разработки высокопродуктивных карбонатных неоднородных объектов с учетом трещиноватости пластов» на соискание ученой степени кандидата технических наук.

**Roman A. Sablin** — all the presented studies were carried out by the author independently on the recommendations of the supervisor Nazarova L.N. as part of the work on the thesis “Improving the efficiency of the development of highly productive carbonate heterogeneous objects, taking into account the fracturing of the layers” for the degree of candidate of technical sciences.

### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

**Роман Алексеевич Саблин** — соискатель ученой степени кандидата технических наук, кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений», Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
119991, Россия, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1.  
e-mail: foi@mail.ru  
AuthorID: 584890

**Roman A. Sablin** — applicant for the degree of Cand. Sci. (Tech.), Department of Development and Operation of Oil Fields, National University of Oil and Gas “Gubkin University”  
65, building 1, Leninsky Prospekt, 119991, Moscow, Russia.  
e-mail: foi@mail.ru  
AuthorID 584890



# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭФФЕКТА ДИСКОВАНИЯ КЕРНА В ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОМЕХАНИКЕ

© О.В. Салимов, 2022

**О.В. Салимов**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, Тюмень

**Электронный адрес:** ovsalimov@tnnc.rosneft.ru



Опыт разработки удароопасных рудных месторождений в СНГ и других странах показал, что склонность руды (породы) к накоплению упругой потенциальной энергии и к крупному разрушению, а также близость уровня действующих напряжений к пределу прочности пород, надежно определяются по эффекту деления керна породы, получаемого при бурении скважин кольцевыми коронками, на выпукло-вогнутые диски.

Информация, получаемая по дискованию керна, является комплексной характеристикой состояния массива. Она отражает и прочностные свойства породы, и степень ее хрупкости, и величину напряжений, действующих в массиве.

**Цель.** Проверка возможности определения действующих напряжений в массиве горной породы с применением метода дискования керна при подготовке геомеханической модели для проектирования гидравлического разрыва пласта (ГРП).

**Материалы и методы.** С целью проверки метода нами был привлечен кернавый материал, отобранный на некоторых месторождениях Западной Сибири. В качестве интервалов дискования выбирали участки керна, разрушенные на диски толщиной не более половины его диаметра. Величину действующих в массиве напряжений, нормальных к оси скважины  $\sigma_{max}$ , определяли в долях от предела прочности породы на одноосное сжатие  $\sigma_0$  по соотношению толщины дисков к диаметру керна  $t/d$ .

**Результаты.** Было доказано, что метод дискования позволяет определять боковое горное давление в вертикальных нефтяных скважинах и может использоваться при подготовке геомеханической модели для проектирования ГРП.

**Заключение.** Рассмотрена возможность использования эффекта дискования керна для определения горизонтальных напряжений при составлении геомеханической модели разреза с целью проектирования процесса гидравлического разрыва пласта. Рекомендуется для обеспечения лучшей сходимости и точности результатов метода исследовать прочностные свойства керна, отобранного непосредственно из интервалов дискования.

**Ключевые слова:** геомеханическая модель, дискование керна, гидравлический разрыв пластов, напряжение в условиях залегания

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

**Для цитирования:** Салимов О.В. Использование эффекта дискования керна в промышленной геомеханике. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):79–83. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-79-83>

Статья поступила в редакцию 18.04.2022

Принята к публикации 27.05.2022

Опубликована 30.09.2022

## USING THE EFFECT OF CORE DISKING IN FIELD GEOMECHANICS

**Oleg V. Salimov**

Limited Liability Company Tyumen Petroleum Research Center (TPRC LLC), RF, Tyumen

**E-mail:** ovsalimov@tnnc.rosneft.ru

**Background.** Experience in the development of shock-hazardous ore deposits in the CIS and other countries has shown that the tendency of an ore (rock) to accumulate elastic potential energy and to brittle fracture, as well as the proximity of the level of acting stresses to the ultimate strength of rocks, are reliably determined by the effect of fission of the rock core obtained during drilling wells with ring crowns, on convex-concave discs.

The information obtained by core disking is a complex characteristic of the massif state. It reflects both the strength properties of the rock, and the degree of its fragility, and the magnitude of the stresses acting in the massif.

**Aim.** Checking the possibility of determining the acting stresses in a rock mass using the core disking method in preparing a geomechanical model for hydraulic fracturing design.

**Materials and methods.** In order to test the method, we used core material taken from some deposits in Western Siberia. As disking intervals, core sections were selected that were broken into disks with a thickness of not more than half of its diameter. The magnitude of the stresses acting in the rock mass, normal to the borehole axis  $\sigma_{max}$ , was determined in fractions of the ultimate strength of the rock in uniaxial compression  $\sigma_0$  by the ratio of the thickness of the disks to the core diameter  $t/d$ .

**Results.** It has been proven that the disking method allows to determine the lateral rock pressure in vertical oil wells, and can be used in the preparation of a geomechanical model for hydraulic fracturing design.

**Conclusion.** The possibility of using the effect of core disking to determine horizontal stresses when compiling a geomechanical model of a section for the purpose of designing a hydraulic fracturing process is considered. It is

recommended to study the strength properties of the core taken directly from diskings intervals to ensure better convergence and accuracy of the results of the method.

**Keywords:** geomechanical model, core diskings, hydraulic fracturing, stress under conditions of occurrence

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

**For citation:** Salimov O.V. Using the effect of core diskings in field geomechanics. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):79–83. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-79-83>

Manuscript received 18.04.2022

Accepted 27.05.2022

Published 30.09.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Опыт разработки удароопасных рудных месторождений в СНГ и других странах показал, что склонность руды (породы) к накоплению упругой потенциальной энергии и к хрупкому разрушению, а также близость уровня действующих напряжений к пределу прочности пород надежно определяются по эффекту деления зерна породы, получаемого при бурении скважин кольцевыми коронками, на выпукло-вогнутые диски. При этом выпуклость дисков направлена от выработки вглубь массива [1].

## ЦЕЛЬ

Целью исследований явилась проверка возможности определения действующих напряжений в массиве горной породы с применением метода дискования зерна при подготовке геомеханической модели для проектирования гидравлического разрыва пласта (ГРП).

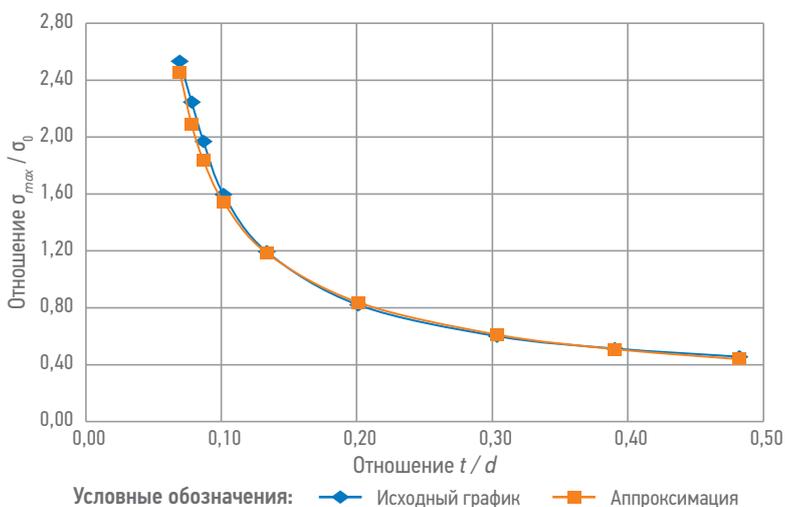
Информация, получаемая по дискованию зерна, является комплексной характеристикой состояния массива. Она отражает и прочностные свойства руды (породы), и степень ее хрупкости, и величину напряжений, действующих в массиве. Свойство разрушения зерна на диски определяет склонность пород к хрупкому разрушению, а толщина дисков — уровень напряженности массива. Толщина дисков  $t$ , на которые разрушается зерно диаметром  $d$ , зависит от величины напряжений  $\sigma$ , действующих в массиве по нормали к оси скважины, и от диаметра зерна. Чем больше действующие напряжения, тем интенсивнее процесс образования дисков, тем меньше толщина дисков зерна. При равных напряжениях толщина дисков больше у зерна большего диаметра.

Величину действующих в массиве напряжений, нормальных к оси скважины  $\sigma_{max}$ , определяют в долях от предела прочности породы на одноосное сжатие  $\sigma_0$  по соотношению толщины дисков к диаметру зерна  $t/d$  по графику, представленному на **рис. 1**. График является универсальным для всех типов пород, склонных к горным ударам.

Чтобы по дискованию определить величины действующих напряжений, необходимо знать предел прочности породы на одноосное сжатие.

Метод дискования зерна в рудной геомеханике является базовым. Другие существующие и вновь вводимые методы, методики и критерии определения удароопасности сверяются на сходимость с результатами базового метода. Толщина образуемых при выбуривании зерна из скважины дисков  $t$  зависит от величины максимальных радиальных напряжений  $\delta_{r1}$ . Чем больше максимальные радиальные напряжения  $\delta_{r1}$ , тем интенсивнее процесс дискообразования. Вторая составляющая радиальных напряжений  $\delta_{r2}$  практически не оказывает влияния на процесс дискообразования.

Интервалами дискования считают участки зерна, разрушенные на диски толщиной не более половины его диаметра.



**Рис. 1.** График для определения напряжений, действующих в массиве, по дискованию зерна. Составлено автором

**Fig. 1.** Graph for determining the stresses acting in the array by core diskings. Compiled by the author

На интервалах дискования от границ к середине толщина дисков уменьшается до минимальной.

Диски имеют выпукло-вогнутую форму с выпуклостью в направлении массива. Куче-ту принимаются диски, толщина которых не превышает половины их диаметра. Это связано с тем, что при значениях  $t/d$  больших, чем 0,5, график практически не дифференцирует напряжения. При значениях  $t/d$  меньших, чем 0,1, напряжения, определенные по графику, начинают значительно превосходить предел прочности породы на сжатие, чего не может быть в действительности.

В нефтепромысловой геомеханике указанный метод не использовался. Например, при гидравлическом разрыве пласта определение бокового напряжения производится расчетным методом с использованием формулы Итона [2]. Фактические измерения

указанного напряжения проводятся путем выполнения мини-франа, однако они сравнительно редки и не образуют представительную совокупность. В этих условиях представляет интерес возможность использования дискования керна для определения действующих напряжений в пластах.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

С целью проверки метода нами был привлечен керновый материал, отобранный на некоторых месторождениях Западной Сибири. Данные керна представлены в табл. 1. В качестве интервалов дискования выбрали участки керна, разрушенные на диски толщиной не более половины его диаметра. Величину действующих в массиве напряжений, нормальных к оси скважины  $\sigma_{\text{max}}$

Таблица 1. Параметры дискования керна  
Table 1. Core disk parameters

Интервал глубин, м		Параметры в интервалах дискования						
От	До	толщина диска, t, мм	предел прочности породы на одноосное сжатие, $\sigma_0$ , МПа	горное давление, $P_{\text{гор}}$ , МПа	поровое давление, $P_{\text{пор}}$ , МПа	отношение t/d	боковое напряжение, $\sigma$ по графику, МПа	боковое напряжение, $\sigma$ по формуле Итона, МПа
Скважина 2ПО, диаметр керна d = 100 мм								
1857,48	1857,58	30	42,60	41,90	18,75	0,3	26,27	26,47
2102,00	2102,12	25	43,71	47,41	21,22	0,25	30,91	29,95
2157,68	2158,10	30	48,61	48,67	21,78	0,3	29,98	30,75
2650,60	2650,74	30	63,12	59,79	26,76	0,3	38,93	37,77
2656,18	2656,56	25		59,91	26,82	0,25		37,85
2656,56	2656,62	10		59,92	26,82	0,1		37,86
2657,04	2657,20	15		59,93	26,83	0,15		37,86
2668,60	2668,90	30	65,18	60,19	26,94	0,3	40,20	38,03
2681,20	2681,62	25		60,48	27,07	0,25		38,21
2682,72	2683,00	20		60,51	27,09	0,2		38,23
Скважина 117, диаметр керна d = 100 мм								
3263,48	3264,00	30	60,85	73,61	32,95	0,3	37,53	41,88
3264,48	3265,48	35		73,63	32,96	0,35		41,89
3265,48	3265,80	35	76,90	73,65	32,97	0,35	42,37	41,90
3274,00	3275,00	36	61,72	73,85	33,06	0,36	33,32	42,01
3276,00	3277,00	40	61,67	73,89	33,08	0,4	30,87	42,04
3422,00	3422,20	30	66,75	77,18	34,55	0,3	41,16	43,91
3424,00	3424,60	30	66,75	77,23	34,57	0,3	41,16	43,94
3447,10	3447,60	25	51,70	77,75	34,81	0,25	36,56	44,23
3451,00	3451,30	30	73,45	77,84	34,85	0,3	45,30	44,28
3452,00	3452,70	30	69,52	77,86	34,86	0,3	42,87	44,30
Скважина 2068, диаметр керна d = 80 мм								
3051,14	3051,20	22	63	68,82	30,81	0,275	41,45	39,15
3052,00	3052,20	35	63	68,84	30,82	0,4375	29,60	39,16
3057,00	3057,36	25	63	68,95	30,87	0,3125	37,70	39,23
3104,04	3104,18	30	63	70,01	31,34	0,375	33,03	39,83
3152,40	3152,60	30	63	71,10	31,83	0,375	33,03	40,45
3152,80	3153,10	30	63	71,11	31,84	0,375	33,03	40,46
3158,70	3158,90	30	63	71,25	31,89	0,375	33,03	40,53
3159,30	3159,60	25	63	71,26	31,90	0,3125	37,70	40,54
3162,30	3162,60	25	63	71,33	31,93	0,3125	37,70	40,58

определяли в долях от предела прочности породы на одноосное сжатие  $\sigma_0$  по соотношению толщины дисков к диаметру керна  $t/d$ .

## СВОЙСТВО РАЗРУШЕНИЯ КЕРНА НА ДИСКИ ОПРЕДЕЛЯЕТ СКЛОННОСТЬ ПОРОД К ХРУПКОМУ РАЗРУШЕНИЮ, А ТОЛЩИНА ДИСКОВ ОТРАЖАЕТ УРОВЕНЬ НАПРЯЖЕННОСТИ МАССИВА.

Горное давление было вычислено по формуле:

$$P_{\text{гор}} = \rho g H \cdot 10^{-6} \text{ МПа}, \quad (1)$$

где  $\rho$  — средняя плотность горных пород, принята равной  $2300 \text{ кг/м}^3$ ;

$g$  — ускорение свободного падения,  $9,80665 \text{ м/с}^2$ ;

$H$  — глубина до кровли интервала, м.

Поровое давление вычислено путем линейной аппроксимации графика, приведенного в методических рекомендациях [3]:

$$P_{\text{пор}} = 0,0101 (H - 100) + 1,0019 \text{ МПа}, \quad (2)$$

где число 100 представляет среднюю альтитуду скважин; коэффициент детерминации уравнения равен  $R^2 = 0,999$ .

На глубине  $H = 100 \text{ м}$  пластовое давление  $P_{\text{пл}} = 1,0019 \text{ МПа} \approx 10 \text{ атм}$ . При таком выборе средней альтитуды получается правильная привязка давлений к глубинам залегания пластов. Уравнение справедливо, начиная с глубины  $H = 0,802 \text{ м}$ , при которой  $P_{\text{пл}} = 0,00 \text{ МПа}$ . Это означает, что уровень грунтовых вод находится близко к поверхности земли,

что подтверждается заболоченностью территории Западной Сибири.

Линейная аппроксимация предпочтительна, когда приходится выполнять экстраполяцию. В данном случае график представляет интервал глубин до 2700 м, между тем как керн отобран с глубин до 3500 м.

Для выполнения расчетов график на **рис. 1** был оцифрован и аппроксимирован гиперболической зависимостью вида:

$$Y = a / (X + c)^b, \quad (3)$$

где  $X$  — отношение  $t/d$ , безразмерная величина;  $Y$  — отношение напряжения к пределу прочности породы на одноосное сжатие, МПа.

Коэффициенты в формуле равны:  $a = 0,26 \text{ МПа}$ ;  $b = 0,643$ ;  $c = -0,039$ . Качество аппроксимации иллюстрируется **рис. 1**.

При условии, что коэффициент Био  $a = 1$  и тектонические силы отсутствуют, формула Итона выглядит так:

$$\sigma_{\text{бок}} = \frac{\nu}{1 - \nu} (P_{\text{гор}} - P_{\text{пор}}) + P_{\text{пор}}, \quad (4)$$

где  $\nu$  — коэффициент Пуассона породы, безразмерный;

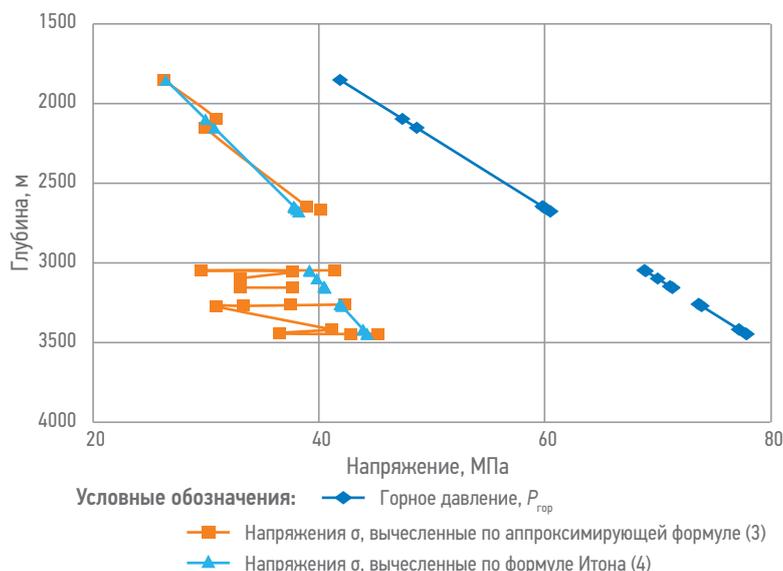
$P_{\text{гор}}$  — горное давление;

$P_{\text{пор}}$  — поровое (пластовое) давление.

Напряжения, вычисленные по аппроксимирующей формуле и по формуле Итона, были нанесены на график в зависимости от глубины залегания (**рис. 2**). При расчете были приняты значения коэффициента Пуассона: для скважины 2ПО (верхний интервал глубин) равный 0,25; для скважин 117 и 2068 (два нижних интервала глубин) равные 0,18.

Напряжение, вычисленное исходя из размеров дисков, хорошо совпадает с напряжением, вычисленным по формуле Итона (скважина 2ПО). Это свидетельствует о том, что минимальное и максимальное боковые (горизонтальные) напряжения в платформенных условиях примерно равны между собой, что подтверждает ранее сделанные нами выводы [4].

По скважине 117 наблюдается некоторое расхождение напряжений по дискованию от вычисленных по формуле Итона, в сторону уменьшения. Это можно объяснить отклонением ствола скважины от вертикали, вследствие чего распределение напряжений становится более сложным. Вторая причина и, возможно, главная — положение исследованного образца керна не совпадает с положением интервала дискования, соответственно, значения прочности характеризуют свойства пород в интервале дискования лишь приближенно. Тем не менее кривая Итона лежит в интервале колебаний



**Рис. 2.** Зависимости напряжений от глубины залегания. Составлено автором  
**Fig. 2.** Dependences of stresses on the depth of occurrence. Compiled by the author

напряжения по дискованию, вблизи ее верхней границы.

По скважине 2068 отсутствовали результаты лабораторных замеров прочностных свойств в интервалах отбора керна, поэтому было принято примерное значение  $UCS = 63$  МПа, при котором напряжения по графику и по формуле Итона ведут себя подобно аналогичным параметрам для скважины 117. Использование одного для всех пропластков значения прочности подтверждает сделанный выше вывод о влиянии положения образца керна в интервале его отбора. Можно полагать, что при отборе образца из интервала дискования теснота связи будет заметно выше.

- Формула Итона (без учета тектонических сил) дает верхнюю границу действующих в платформенных условиях горизонтальных напряжений.
- Метод дискования позволяет либо определить прочность пород, зная размеры дисков керна, либо скорректировать коэффициент Пуассона, приняв за основу напряжение, вычисленное по формуле Итона.
- Рекомендуется для обеспечения лучшей сходимости и точности результатов метода исследовать прочностные свойства керна, отобранного непосредственно из интервалов дискования.

## ВЫВОДЫ

- Метод дискования позволяет определять боковое горное давление в вертикальных нефтяных скважинах и может использоваться при подготовке геомеханической модели для проектирования ГРП.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Было доказано, что метод дискования позволяет определять боковое горное давление в вертикальных нефтяных скважинах и может использоваться при подготовке геомеханической модели для проектирования ГРП.

### Список литературы

1. Макаров А.Б. Практическая геомеханика. Пособие для горных инженеров. — М.: Издательство «Горная книга», 2006. — 391 с.
2. Основы технологии гидравлического разрыва пластов: Учебное пособие / В.Г. Салимов, Ш.Ф. Тахавудинов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. — Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2021. — 386 с.
3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. — Москва—Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. — 260 с.
4. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов. Монография. Казань: Издательство «ФЭН» Академии наук РТ, 2018. — 380 с.

### References

1. Makarov A.B. *Practical geomechanics. Handbook for mining engineers*. M.: Publishing house "Gornaya kniga", 2006. 391 p.
2. *Fundamentals of hydraulic fracturing technology: Textbook* / V.G. Salimov, Sh.F. Takhautdinov, A.V. Nasybullin, O.V. Salimov. Kazan: Publishing house "FEN" of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2021. 386 p.
3. *Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method*. Edited by V.I. Petersilie, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko. Moscow—Tver: VNIGNI, SPC "Tvergeofizika", 2003. 260 p.
4. Salimov V.G., Nasybullin A.V., Salimov O.V. *Applied problems of hydraulic fracturing technology*. Monograph. Kazan: Publishing house "FEN" of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2018. 380 p.

## ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**О.В. Салимов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Oleg V. Salimov** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

**Олег Вячеславович Салимов** — менеджер отдела типизаций решений в ГИР, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42.  
e-mail: ovsalimov@tnnc.rosneft.ru

**Oleg V. Salimov** — Manager of Solution Typification Department at G&D, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
42, str. Maxim Gorky, 625000, Tyumen, Russia.  
e-mail: ovsalimov@tnnc.rosneft.ru



# ОБЩИЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

© Коллектив авторов,  
2022



**К.М. Федоров<sup>1</sup>, И.В. Выдыш<sup>2,\*</sup>, Н.А. Морозовский<sup>3</sup>, К.В. Торопов<sup>3</sup>, Д.А. Анурьев<sup>2</sup>, А.Н. Емельянов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Тюменский государственный университет, РФ, Тюмень

<sup>2</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, Тюмень

<sup>3</sup>ПАО «НК» Роснефть», РФ, Москва

**Электронный адрес:** [vydysh3d@gmail.com](mailto:vydysh3d@gmail.com)

**Введение.** Рассматриваются процессы выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и потокоотклоняющие технологии. Предлагается общий подход к математическому моделированию, в котором выделяются два принципиальных компонента, вступающие в пласте в химические реакции.

**Цель.** Целью исследований является разработка инструмента прогнозирования и оценки результатов обработки нагнетательных скважин.

**Материалы и методы.** Предлагается рассматривать процесс в рамках задачи с малым параметром, в котором обработка скважины моделируется одномерным потоком для каждого пропластка.

**Результаты.** Получены аналитические решения задачи, которые позволяют определить константу реакции по лабораторным тестам и прогнозировать перераспределение потока вблизи скважины. Эти решения могут использоваться в гидродинамической или прокси-модели в качестве коэффициентов связи скважины с пластом. Проанализированы технологии закачки реагентов с последующим проталкиванием их в пласт водой и остановки скважины на реагирование после закачки.

**Заключение.** Сочетание анализа промыслового применения технологий выравнивания профиля приемистости и потокоотклоняющих технологий с прогнозом применения технологий на новых активах на базе общего подхода к моделированию и оценкой их эффективности дает возможность поиска научно обоснованных решений по контролю обводненности продукции.

**Ключевые слова:** выравнивание профиля приемистости, потокоотклоняющие технологии, сшитые полимерные системы, математическое моделирование, константа скорости реакции, две технологии закачки реагентов, снижение приемистости, корпоративное программное обеспечение

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

**Для цитирования:** Федоров К.М., Выдыш И.В., Морозовский Н.А., Торопов К.В., Анурьев Д.А., Емельянов А.Н. Общий подход к моделированию технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):84–95. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-84-95>

*Статья поступила в редакцию 26.04.2022*

*Принята к публикации 27.05.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

A GENERAL APPROACH TO MODELING TECHNOLOGIES OF CONFORMANCE CONTROL FROM INJECTION SIDE

**Konstantin M. Fedorov<sup>1</sup>, Ivan V. Vydysh<sup>2,\*</sup>, Nikita A. Morozovskiy<sup>3</sup>, Konstantin V. Toropov<sup>3</sup>, Denis A. Anuriev<sup>2</sup>, Andrey N. Emelaynov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Tyumen State University, RF, Tumen

<sup>2</sup>Tyumen Petroleum Research Center LLC, RF, Tumen

<sup>3</sup>PJSC Rosneft Oil Company, RF, Moscow

**E-mail:** [vydysh3d@gmail.com](mailto:vydysh3d@gmail.com)

**Introduction.** The processes of conformance profile control in injection wells and flow-diverting technologies are considered. A general approach to processes simulation is proposed, in which two principal components reacting in the reservoir.

**Aim.** The purpose of the research is to create a tool for prediction and assessment of the results of injection well treatments.

**Materials and methods.** It is proposed to consider the process within the framework of a problem with a small parameter, in which the well treatment is modeled by a one-dimensional flow for each interlayer.

**Results.** Analytical solutions of the problem have been obtained, which make it possible to determine the reaction constant from laboratory tests and predict the redistribution of the flow near the well. These solutions can be used in a commercial software or proxy model as well-reservoir coupling coefficients. The technologies of reagents injection with subsequent displacement them into the reservoir with water injection and shut down the well for reaction after injection are analyzed.

**Conclusions.** The combination of the analytical analysis of the conformance improvement with simulation of waterflood by commercial software increases the scientific basis and effectiveness of the decisions of oil reservoir water management.

**Keywords:** conformance control, deep diverting gel, crosslink polymers, simulation, reaction rate factor, two reactant injection technologies, injectivity drop, corporate software

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

**For citation:** Fedorov K.M., Vydish I.V., Morozovskiy N.A., Toropov K.V., Anuriev D.A., Emelaynov A.N. A general approach to modeling technologies of conformance control from injection side. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):84–95. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-84-95>

*Manuscript received 26.04.2022*

*Accepted 27.05.2022*

*Published 30.09.2022*

## ВВЕДЕНИЕ

Заводнение нефтяных пластов является традиционной технологией вторичного метода добычи нефти. Оно решает две главные проблемы: поддержание пластового давления, а следовательно, и дебитов добывающих скважин, и вытеснение нефти из пористой среды пласта [30]. Однако вследствие неоднородности пласта по разрезу и латерали продвижение фронта вытеснения нефти водой происходит сложным образом и приводит к раннему прорыву закачиваемой воды в добывающие скважины. Добыча нефти при высокой обводненности продукции характеризуется низкой эффективностью вытеснения нефти и неполным охватом пласта заводнением.

Термин «контроль/управление заводнением» (water control) включает в себя выделение участков месторождения с минимальными перетоками жидкости между ними, мероприятия по регулированию закачки воды в различные нагнетательные скважины и регулирование компенсации отбора продукции закачкой воды на выделенных участках [12]. В последнее время активно используется новый термин «управление обводнением», или «управление охватом пласта вытеснением» (conformance control). Этот термин подразумевает комплексные мероприятия по перераспределению потоков в пласте по вертикали и латерали и снижение обводненности продукции в результате этих геолого-технических мероприятий [26].

При управлении обводнением выделяют два направления. Первое заключается в воздействии на призабойную зону нагнетательных скважин и выравнивании профилей притока (ВПП) между пропластками с различной проницаемостью [6]. Реакция ближайших добывающих скважин обусловлена изменением латеральной пьезопроводности при формировании низкопроницаемых барьеров в высокопроницаемых пропластках.

Однако наличие вертикальных перетоков между пропластками приводит к обтеканию этих барьеров и возвращению потоков к предыдущему состоянию. Различие скорости вертикального выравнивания потоков и латеральной передачи возмущения давлений приводит к кратковременному (несколько месяцев) положительному эффекту в добывающих скважинах (снижение обводненности продукции, увеличение дебита нефти) [9, 27]. Примерами технологий ВПП или воздействия на ближайшую к скважинам зону являются закачка сшитых полимерных систем (СПС) [29], технологии на основе осадкообразующих систем (ООС) [3], применение термогелей [2, 20], гелеобразующих систем (ГОС) [7, 21, 23], воздействие суспензиями или полимер-дисперсными системами (ПДС) [5] и др.

Второе направление применимо для пластов с локальными высокопроницаемыми каналами между нагнетательными и добывающими скважинами. Примерами таких нарушений являются «суперколлекторы» с проницаемостью, отличающейся от средней по залежи в десятки и сотни раз, региональная или техногенная трещиноватость пластов. В качестве примеров можно привести локальную распространенность суперколлектора на Талинском месторождении [4] или развитие трещин авто-ГРП на Приобском месторождении, где прорыв воды в добывающие скважины с ГРП происходит за счет сближения двух видов трещин [14].

Воздействие на эти причины снижения охвата пласта заводнением называют потокоотклоняющими технологиями (ПОТ), хотя репертуарная база технологий воздействия ВПП и ПОТ очень близка и, как правило, различаются лишь объемы закачки.

Примером ПОТ является применение систем, позволяющих протолкнуть их достаточно глубоко в пласт или эффективно заблокировать трещины без заметного воздействия на матрицу пласта. Для этого применяются те же суспензионные системы,

глубоко отклоняющие гелевые системы (Deep Diverting Gel) [29], такие как коллоидно-гелевые отклонители (Colloidal Gel Diverters) [25], сформированные гелевые частицы (Performed Gel Particles) [16, 18].

## В КОМПАНИИ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» РЕАЛИЗУЕТСЯ ПРОЕКТ ПО СОЗДАНИЮ КОМПЛЕКСНОГО ПО ДЛЯ СОПРОВОЖДЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, В ТОМ ЧИСЛЕ В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВПП И ПОТ.

### ЦЕЛЬ

В данной статье рассматриваются только технологии ВПП. Для прогнозирования и оптимизации технологий с целью максимизации эффекта перераспределения потоков необходимы модели, позволяющие дать ответы на вопросы, какие характеристики позволяют оценить и сопоставить эффективность воздействия в тех или иных геолого-физических условиях, как прогнозировать эффективность данных геолого-технических мероприятий. Целью исследований является разработка инструмента прогнозирования и оценки результатов обработки нагнетательных скважин.

### МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

#### ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

При всем многообразии рекомендованных для ВПП реагентов можно выделить три основные группы по механизму осадко-гелеобразования. К наиболее широко используемой группе относится закачка полимера и сшивателя (СПС). Это частично гидролизованные полиакриламиды (ПАА), сшиваемые поливалентными анионами, меняющие валентность в пластовых условиях, или органическими сшивателями, имеющими низкое значение кинетической константы [15]. Для некоторых случаев рекомендуются биополимеры [1] или другие виды полимеров. Вторая группа — это гели, образующиеся при повышенной пластовой температуре [2, 3], или сформированные гели, разбухающие при повышенной температуре [18, 29]. Иногда температура «запускает» первичную реакцию, продукты которой создают условия формирования геля [2].

Третья группа включает реагенты, образующие нерастворимый осадок при реакции

в пластовых условиях. Большинство таких реагентов содержит в качестве основного реагента жидкое стекло или силикат натрия, реагирующий с хлористым кальцием [6]. Несколько особняком в этой группе стоит применение суспензий или ПДС, главное отличие которых состоит в том, что захват частиц в пористой среде происходит значительно быстрее химических реакций, а срыв частиц в поток может происходить за счет изменения скорости течения жидкости [17]. Таким образом, главной особенностью указанных процессов является наличие двух принципиальных компонентов, растворенных в воде. Для случая ПДС принципиальным компонентом в смеси являются частицы, которые захватываются в пористой среде с образованием осадка. Полимер или гель в ПДС несут вспомогательную функцию стабилизации системы и препятствуют ее гравитационной сегрегации.

Технология ВПП заключается в закачке в нагнетательную скважину оторочки реагентов, образующих гель или осадок в пористой среде и формирующих слабопроницаемый барьер. Таким образом, уравнения, описывающие этот процесс, состоят из двух уравнений неразрывности принципиальных подвижных компонентов с источниками, определяющими кинетику реакций, а также уравнения неразрывности для выпадающего неподвижного геля или осадка. В качестве уравнения сохранения импульса для медленных фильтрационных потоков используется обобщенный закон Дарси. Замыкающими условиями являются законы кинетики химических реакций.

Рассмотрим эти уравнения на примере фильтрации двух компонентов с образованием геля. Уравнения сохранения многокомпонентной смеси записываются для массовых концентраций рассматриваемых компонентов:

$$\frac{\partial(\varnothing - \sigma)(1 - S_{or})c_i \rho_w}{\partial t} + \text{div}(\vec{U}c_i \rho_w) = -K_i \rho_w j, \quad (1)$$

где  $c_i$  — массовая концентрация  $i$ -го компонента в несущей фазе ( $i = 1, 2$ );  $\sigma$  — объемная доля осадка или геля в единичном объеме насыщенной пористой среды;  $\varnothing$  — пористость;  $S_{or}$  — остаточная нефтенасыщенность пористой среды;  $\rho_w$  — плотность водной фазы;  $U$  — скорость фильтрации;  $K_i$  — массовая доля  $i$ -го компонента, необходимого для образования 1 кг осадка или геля;  $j$  — скорость образования осадка.

Динамика изменения массы геля в единице объема всей насыщенной пористой среды записывается в виде:

$$\frac{\partial(\sigma \rho_g)}{\partial t} = \rho_g j, \quad (2)$$

где  $\rho_g$  — плотность осадка или геля. Обобщенный закон фильтрации учитывает изменение фильтрационного сопротивления за счет выпавшего геля:

$$\vec{U} = - \frac{k k_r(S_{or})}{\mu R(\sigma)} \text{grad } P, \quad (3)$$

где  $k$  — абсолютная проницаемость;  $k_r(S_{or})$  — фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности;  $\mu$  — вязкость закачиваемого раствора;  $R(\sigma)$  — фактор сопротивления в области формирования малопроницаемого барьера;  $P$  — поровое давление. Замыкающие соотношения для скорости выпадения геля или осадка в приближении элементарной гомогенной односторонней химической реакции в закрытой системе, протекающей при постоянных объеме и температуре, запишем в виде закона действующих масс Гультберга — Вааге, а константу реакции — через закон Аррениуса [11]:

$$j = Z \prod_i c_i^{n_i}, \quad Z = Z_0 \exp(-E / (RT)), \quad (4)$$

где функция  $c_i^{n_i}$  определяет вероятность нахождения в заданной точке пространства необходимого для реакции количества молекул  $i$ -го компонента;  $n_i$  — стехиометрический коэффициент реакции (количество молекул, участвующих в реакции);  $Z$  — константа реакции;  $Z_0$  — кинетический коэффициент;  $E$  — энергия активации реакции;  $RT$  — энергия теплового движения молекул. Аналогичный подход для описания реакции поликонденсации представлен, например, в [16]. Функциональная зависимость фактора сопротивления от осадка или геля в пористой среде описывается разными функциями. Это связано с тем, что специальных исследований в этом направлении не проводилось. Вот лишь несколько примеров зависимости фактора сопротивления от объемного содержания осадка в породе [9]:

$$R = (1 + \beta\sigma), \quad R = (1 + \beta\sigma)^n. \quad (5)$$

В рамках предлагаемого подхода укладывается и фильтрация суспензий, или полимер-дисперсная обработка скважин. Полимер-дисперсная смесь представляет собой микронные частицы глины, мела или древесной муки в воде, стабилизированные от гравитационной сегрегации добавками полимера или слабого геля. Миграция частиц в пористой среде описывается в рамках гомогенной многофазной среды, в которой скорости движения несущей и дисперсной фаз совпадают. Доля частиц в потоке записывается через массовую концентрацию суспензии, а частиц, захваченных в пористой среде, — через объемную долю в единичном объеме всей пористой среды. Такая модель

называется моделью «глубокого» проникновения частиц (deep bed suspension migration). Основными условиями ее применения являются малый размер частиц (меньше размеров пор), и малые концентрации суспензии (меньше значения пористости).

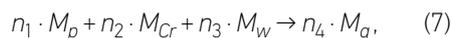
Механизм захвата частиц может быть различным, но природа его не химическая, поэтому кинетика захвата обычно считается пропорциональной модулю потока частиц:

$$\partial\sigma / \partial t = j = \lambda U c. \quad (6)$$

Эта модель фильтрации суспензии достаточно широко применяется для описания процессов распространения суспензий в пористой среде [17].

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ КОНСТАНТ РЕАКЦИИ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ

Рассмотрим схематично реакцию гелеобразования частично гидролизованного ПАА и, например, сшивателя на основе ацетата хрома:



где  $n_i$  — обобщенный аналог стехиометрических коэффициентов реакции;  $M_p$ ,  $M_{Cr}$ ,  $M_w$  и  $M_g$  — усредненные аналоги молекул полимера, ацетата хрома, воды и геля.

Здесь принимается, что реакция полимеризации или образования сетчатой структуры геля происходит при взаимодействии с анионами поливалентных металлов с поглощением воды в сетчатую структуру. Соотношение масс компонентов, вступающих в реакцию, из этого уравнения вычислить или определить не представляется возможным. Но применение классической теории гомогенных реакций позволяет моделировать процесс при некоторых допущениях, упрощающих дальнейшие выкладки.

В физической химии определяют точку гелирования (gel point) как время начала реологических изменений системы. Это время связывают с переходом от образования линейных или ветвистых олигомеров или золя к поликонденсации олигомеров в двух или трехмерные сетки [28].

Для анализа кинетики процесса гелеобразования более важным временем является характерное время гелеобразования, которое определяет полноту реакции гелеобразования [13].

Характерное время гелеобразования определяется в лабораторных условиях, его величина обычно оценивается: а) по фиксации проволоки в вертикальном состоянии в пробирке с исходными реагентами; б) по образованию 15 % неподвижного геля на стенках стакана при выливании смеси из него [15];

в) по образованию 5 см столбика геля при погружении и поднятии химической лопаточки над уровнем смеси [10]. Все методики позволяют лишь оценить характерное время. Будем условно называть эти методы «тестами в пробирках» (bottle test).

Можно рассмотреть уравнения неразрывности (1)–(2) в условиях химических экспериментов (в химическом стакане, пробирке и пр.). Движение компонентов в сосуде отсутствует, а пористость равна единице. Тогда определяющая система уравнений на примере реакции гелеобразования примет вид:

$$\partial c_j / \partial t = -K_j j, \quad \partial \sigma / \partial t = j, \quad j = Z c_1^{n_1} c_2^{n_2} c_3^{n_3}, \quad (8)$$

где принято, что плотность водной фазы близка к плотности геля:  $\rho_g \approx \rho_w$ . Примером сшивателя частично гидролизованного ПАА, как указывалось ранее, может быть ацетат хрома, смена его валентности в пластовых условиях и является запусковым механизмом реакции. Иногда применяются органические сшиватели для образования более устойчивых к пластовым условиям гелей [15]. Оценим массовые доли компонентов в реакции (7). Средний молекулярный вес полимерных молекул составляет тысячи грамм молекул, доля воды в образовании геля является высокой (более 90 % геля состоит из воды), поэтому массовые доли этих реагентов в реакции значительно превышают долю сшивателя. Таким образом, можно положить, что рассматриваемая реакция течет при избытке воды ( $c_3 \approx 1$ ,  $c_1$  и  $c_2 \approx 0,001$ ), а потребление сшивателя незначительно ( $K_2 \rightarrow 0$ ,  $c_2 \approx c_{20}$ ). Будем также считать реакцию первого порядка по полимеру. Таким образом, скорость рассматриваемой химической реакции будет аппроксимирована выражением:  $j = Z c_1 c_{20}$ , где  $c_{20}$  — исходная концентрация сшивателя. Анализ баланса масс химической реакции показывает, что данный подход может быть применен и для ГОС [22]. Эти приближения позволяют получить аналитические решения для оценки кинетической константы.

Рассмотрим результаты тестов в пробирке для рассматриваемой системы, представленных в работе [15]. Исходные реагенты представляли собой частично гидролизованный ПАА (степень гидролиза 25 %) с молекулярным весом 20 ММД и массовой концентрацией 0,003, в качестве сшивателя использовался полиэтиленмин — органический сшиватель, позволяющий повысить температуру деструкции геля с концентрацией 0,0005 в воде. В цитируемой работе были сопоставлены результаты, полученные по различным методикам, была выделена наиболее точная

методика с вытеканием продуктов реакции из химического стакана и отложением 15 % геля на стенках сосуда. Решение системы (8) с упрощенным заданием скорости химической реакции приводится к виду:

$$\begin{aligned} c_1 &= c_{10} \exp(-(K_1 Z c_{20}) t), \\ \sigma &= c_{10} / K_1 (1 - \exp(-(K_1 Z c_{20}) t)). \end{aligned} \quad (9)$$

Здесь использованы начальные условия, когда концентрация полимера равна  $c_1 = c_{10}$ , а геля  $\sigma = 0$ . Согласно решению при достаточно большом времени объемная доля геля равна единице при условии полноты реакции. В этом случае условием полноты реакции является равенство  $K_1 = c_{10}$ . Обычно исходный состав раствора и подбирается из условия полноты реакции, поэтому в дальнейшем будем считать, что массовая доля полимера в реакции определяется его исходной концентрацией.

Решения (9) называются кинетическими кривыми, они приведены для ПАА и геля на **рис. 1** для условий тестов в пробирке [15]. При объемной доле геля, равной 0,15, определяется характерное время реакции  $\tau$  или константа реакции  $Z = (c_{10} c_{20} \tau)^{-1}$ . Согласно построениям на **рис. 1** получены следующие значения  $\tau = 52$  ч, а  $Z = 0,579 \text{ c}^{-1}$ .

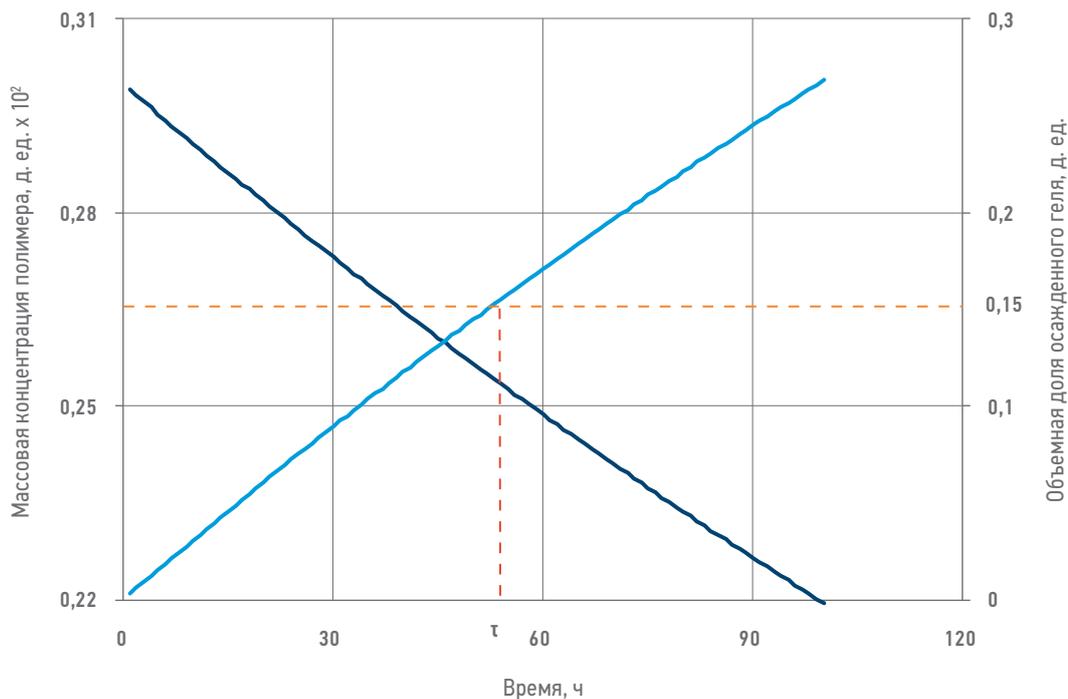
## РЕЗУЛЬТАТЫ

### ПРИМЕР МОДЕЛИРОВАНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ОБРАЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ГЕЛЯ (СШИТЫЕ ПОЛИМЕРНЫЕ СИСТЕМЫ)

Рассмотрим поток реагентов и образования геля вблизи трещины ГРП в недеформируемой матрице при условии несжимаемости жидкостей. Система уравнений (1)–(3) при упрощенном задании кинетики химической реакции имеет вид:

$$\begin{aligned} \partial (1 - S_{or}) \partial c_1 / \partial t + U \partial c_1 / \partial x &= -K_1 j, \\ \partial \sigma / \partial t &= j = Z c_{20} c_1, \\ U &= - \frac{k}{\mu R(\sigma)} \frac{\partial P}{\partial x}. \end{aligned} \quad (10)$$

В этой модели принимается, что поток вблизи трещины является линейным, а объемная доля осажденного геля значительно меньше пористости пласта. Для вертикальных и наклонных скважин аналогично рассматривается та же система уравнений, но в случае осесимметричного радиального течения. Решение этой задачи можно получить по той же схеме, что представлена в статье. Введем следующие безразмерные переменные: отношение объема закачиваемых реагентов к поровому объему, приходящемуся



**Рис. 1.** Кинетические кривые для упрощенного задания кинетики поликонденсации ПАА и полиэтиленimina и графическое определение характерного времени и константы реакции. Голубая кривая — массовая концентрация полимера; синяя кривая — объемная доля осажденного геля. Составлено авторами  
**Fig. 1.** Kinetic curves for a simplified objective of kinetics of polycondensation of PAA and polyethyleneimine and graphical determination of the characteristic reaction time and reactivity constant. The blue curve — polymer mass concentration; orange curve — volume fraction of precipitated gel. Prepared by authors

на данную нагнетательную скважину, характеризующую безразмерное время

$$T = \frac{Ut}{\varnothing(1 - S_{or})L},$$

и относительное расстояние от трещины до контура питания

$$X = x / L,$$

где  $L$  — половина расстояния между нагнетательной и окружающими добывающими скважинами.

Решение системы уравнений (10) в безразмерном виде получено методом характеристик и приводится к виду:

$$\begin{aligned} c_1 &= c_{10} \exp(-(K_1 Z c_{20} L / U) X), X < T, \\ \sigma &= \varnothing(1 - S_{or})(T - X) c_{10} (K_1 Z c_{20} L / U) \cdot \\ &\cdot \exp(-(K_1 Z c_{20} L / U) X), T - T_0 < X < T. \end{aligned} \quad (11)$$

Выражения для обеих неизвестных зависят от соотношения характерных времен закачки реагента и химической реакции, а также исходных концентраций реагентов.

Рассмотрим решение задачи о формировании геля в призабойной зоне для двух случаев, или двух разновидностей технологий. В первом случае закачивается оторочка реагентов с безразмерным объемом  $T_0$ , которая затем проталкивается водой вглубь пласта. Такая постановка соответствует следующим крайним условиям:

$$\begin{aligned} T = 0, X > 0: c = 0, \sigma = 0, \\ 0 < T < T_0, X = 0: c = c_0, U = U_0, \\ T_0 < T < \infty, X = 0: c = 0, U = U_0. \end{aligned} \quad (12)$$

Решения для объемного содержания геля для этих крайних условий имеют вид:

$$\begin{aligned} \sigma &= \varnothing(1 - S_{or}) T_0 c_{10} (K_1 Z c_{20} L / U) \cdot \\ &\cdot \exp(-(K_1 Z c_{20} L / U) X), X > 0. \end{aligned} \quad (13)$$

Во втором случае после закачки оторочки реагентов скважина останавливается на формирование геля в призабойной зоне. Этому случаю соответствуют крайние условия вида:

$$\begin{aligned} T = 0, X > 0: c = 0, \sigma = 0, \\ 0 < T < T_0, X = 0: c = c_0, U = U_0, \\ T_0 < T < \infty, X = 0: c = 0, U = U_0. \end{aligned} \quad (14)$$

В этом случае решение для доли осажденного геля приводится к виду:

$$\begin{aligned} \sigma &= \varnothing(1 - S_{or}) \exp(-(K_1 Z c_{20} L / U) X) \cdot \\ &\cdot [T_0 c_{10} (K_1 Z c_{20} L / U) + \\ &+ (1 - \exp(-(K_1 Z c_{20} L / U) t'))], X > 0, \end{aligned} \quad (15)$$

где  $t'$  — время, на которое останавливается работа скважины.

Для полученных распределений объемного содержания геля в призабойной зоне можно рассчитать дополнительное гидравлическое сопротивление по формуле:

$$g = \int_0^1 (1 + \beta\sigma) dX, \quad (16)$$

где выражение для  $\sigma$  подставляется из формул (13) или (15).

Таким образом, в приведенных решениях особенности процесса определяются исходными концентрациями полимера и сшивателя, безразмерным объемом оторочки реагентов  $T_0$ , а также безразмерным комплексом  $D = \bar{Z}L / U$ , физический смысл которого заключается в соотношении характерных времен реакции и времени закачки реагентов в скважину.

Рассмотренный подход к моделированию можно обобщить на случай слоисто-неоднородного пласта в пренебрежении вертикальными перетоками, как это сделано, например, в работе [19]. Расчеты дополнительного гидравлического сопротивления в отдельных пропластках позволяют рассчитать изменение среднеквадратичного отклонения скорости в пропластках от среднего значения. Этот параметр является характеристикой эффективности перераспределения потоков.

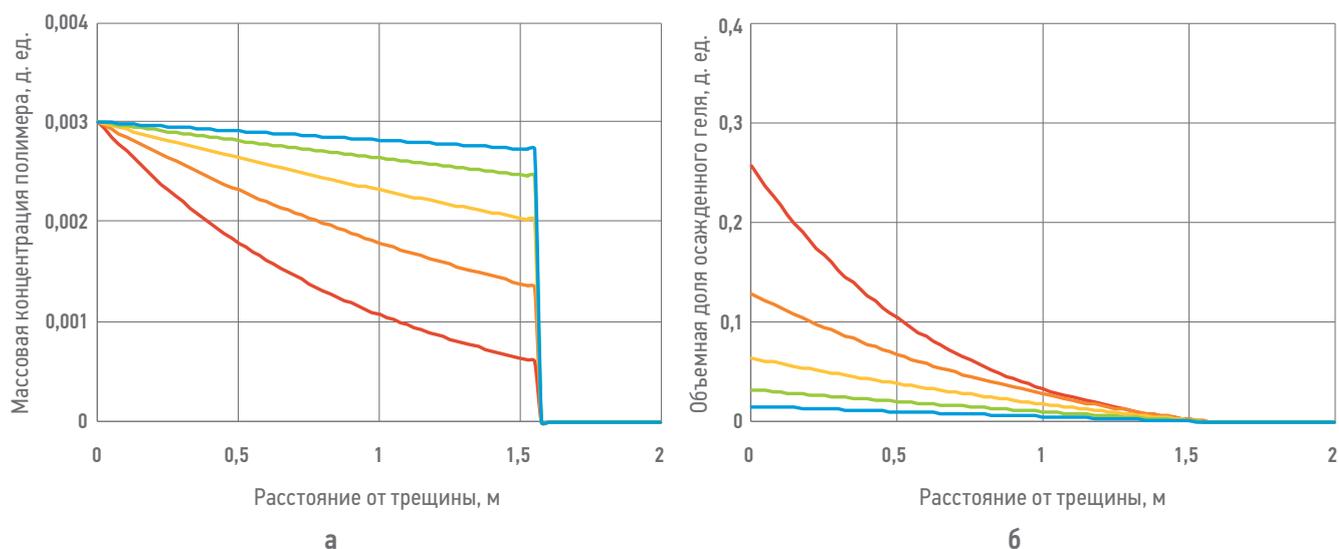
### ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ГЕЛЯ ПРИ ЛИНЕЙНОМ РЕЖИМЕ ТЕЧЕНИЯ ВБЛИЗИ ТРЕЩИНЫ

Рассмотрим модельный пласт эффективной толщиной  $H = 10$  м с расстоянием до контура питания нагнетательной скважины  $L = 500$  м и трещиной ГРП длиной  $l = 100$  м. Пусть проницаемость пласта равна  $833$  мД или  $833 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ , а пористость составляет  $\varnothing = 0,2$  д. ед., остаточная нефтенасыщенность также равна  $S_{or} = 0,2$  д. ед., а фазовая проницаемость воды при этом значении нефтенасыщенности равно  $k_r(S_{or}) = 0,2$  д. ед.

Начальные величины концентраций основных реагентов соответствуют значениям из раздела определения кинетических констант, опорное значение кинетической константы также соответствует величине, определенной в том же разделе. Вязкость раствора в расчетах принималась равной  $\mu = 1$  сП. Скорость закачки оторочки реагентов была равной величине  $584 \text{ м}^3/\text{сут}$ , что соответствует линейной скорости  $U = 0,29 \text{ м/сут}$ . Соотношения скоростей закачки и химической реакции варьировались около опорного значения, чтобы проанализировать влияние скорости закачки реагентов или использование других реагентов с другими значениями кинетических констант.

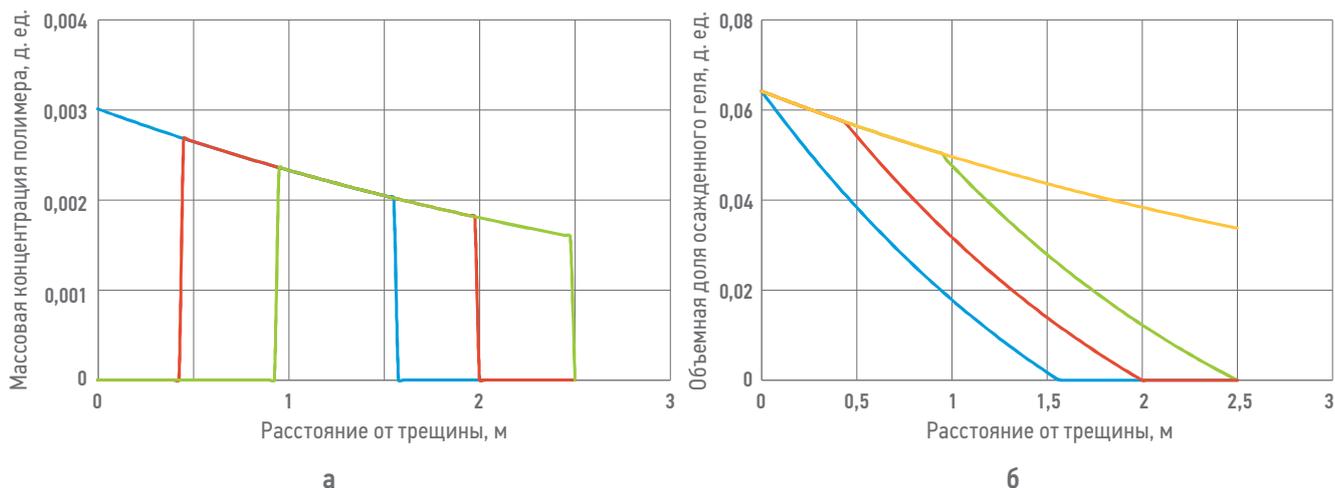
Рассмотрим распределение полимера в потоке и объемного содержания выпавшего геля на момент закачки  $500 \text{ м}^3$  раствора или безразмерного времени равного  $T_0 = 0,0031$ . Для заданных значений  $c_0$  и  $T_0$  решение определяется только значением безразмерного комплекса  $D$ . Зависимость решения от значения этого комплекса приведена на рис. 2.

Очевидно, что для больших значений кинетических констант (или меньшей скорости закачки) количество прореагировавшего полимера, а следовательно, и выпавшего геля меньше, чем для малых значений. При этом, так как объем закачки реагентов одинаков для всех вариантов, глубины проникновения реагентов и формирования геля (фронта концентрации полимера и объемной доли геля) совпадают. Из рисунка следует, что при значениях кинетических констант



**Рис. 2.** Распределение концентрации полимера (а) и объемной доли геля (б) при закачке  $500 \text{ м}^3$  СПС ( $T_0 = 0,0031$ ) при значениях безразмерного параметра  $D \cdot 10^9 = 3,43$  (красные кривые);  $1,72$  (оранжевые кривые);  $0,86$  (желтые кривые);  $0,43$  (зеленые кривые);  $0,21$  (голубые кривые). Составлено авторами

**Fig. 2.** Polymer concentration (a) and gel volume fraction (b) distributions after injection of  $500 \text{ м}^3$  of cross-linked polymer ( $T_0 = 0,0031$ ). Dimensionless parameter  $D \cdot 10^9 = 3,43$  (red curves);  $1,72$  (orange curves);  $0,86$  (yellow curves);  $0,43$  (green curves);  $0,21$  (blue curves). Prepared by authors



**Рис. 3.** Распределение концентрации непрореагировавшего полимера (а) и геля (б) в пористой среде после начала закачки воды. Начало закачки воды после оторочки реагентов — голубые кривые; прокачено 640 м<sup>3</sup> после закачки оторочки — красные кривые; 800 м<sup>3</sup> — зеленые кривые; прокачка большого объема воды — желтая кривая. Составлено авторами

**Fig. 3.** Concentration of mobile polymer (а) and bulk volume of gel (б) in a porous medium after treatment and water injection. Immediately after injected slug — blue curves; 640 m<sup>3</sup> of water injection after treatment — red curves; 800 m<sup>3</sup> — green curves; sufficient water injection — yellow curve. Prepared by authors

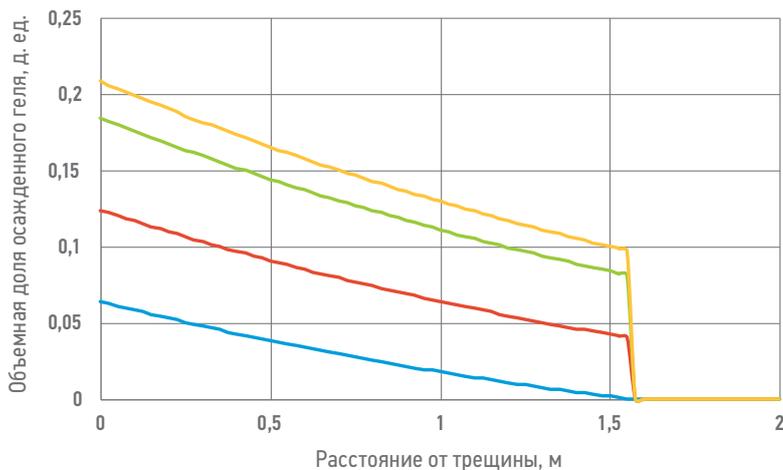
более 1,5 с<sup>-1</sup> формирование геля в области закачанного состава чрезвычайно мало, и можно принять, что для полного формирования гелевого барьера необходимо остановить закачку и оставить раствор в призабойной зоне для окончания реакции. В этом случае необходимо определить время, необходимое для полной полимеризации ПАА. Желтая кривая на рис. 2 соответствует значению кинетической константы, определенной ранее из пробирочного теста. Рассмотрим решение задачи с проталкиванием оторочки реагентов водой (13). Объем закачанной оторочки в расчетах также составлял 500 м<sup>3</sup>. Расчеты для нескольких моментов времени представлены на рис. 3. Из расчетов следует, что такая технология приводит к более глубокому проникновению полимера и, соответственно, геля в призабойную зону пласта.

Рассмотрим решение, соответствующее технологии остановки скважины после закачки оторочки реагентов (15). Для того же объема оторочки распределение геля в призабойной зоне в различные моменты времени приведено на рис. 4. При остановке скважины продвижение полимера и соответственно осаждение геля не распространяется вглубь призабойной зоны, а практически равномерно увеличивается в области, занятой оторочкой реагентов.

Сопоставление решений, приведенных на рис. 3 и 4, показывает, что первая технология позволяет протолкнуть гель гораздо дальше вглубь пласта, чем при остановке скважины после закачки оторочки реагента. Соответственно объемное содержание геля

на входе в пласт значительно ниже для первой технологии. Это позволяет закачать оторочку полимера большего объема. Во второй технологии размещения гелевого барьера его содержание на входе растет значительно быстрее, достигая критических значений  $\sigma > \sigma_c$ , при которых на стенке скважины может образовываться гелевая корка, перекрывающая поток в пласт.

Вместе с тем дополнительное гидравлическое сопротивление пласта, рассчитываемое по формуле (16), для первой технологии ниже, чем для второй. Это обусловлено тем, что при радиальной геометрии снижение



**Рис. 4.** Выпадение геля после остановки закачки оторочки реагентов. Голубая кривая — непосредственно после остановки скважины; красная — 24 ч после остановки; зеленая — после 72 ч; желтая — после полного выпадения геля. Составлено авторами

**Fig. 4.** Gel precipitation after injection of reagents slug and well shut down. The blue curve immediately after the well shut down; red — after 24 hours; green — after 72 hours; yellow — after complete gel precipitation. Prepared by authors

**Таблица 1.** Сопоставление дополнительного гидравлического сопротивления пласта для различных технологий  
**Table 1.** Comparison of additional flow resistance of the reservoir for various technologies of gel placement

Объем закачки реагентов, м <sup>3</sup>	Дополнительное гидравлическое сопротивление пласта <i>g</i> , д. ед.	
	при проталкивании оторочки реагентов водой сразу после закачки оторочки реагентов	при остановке скважины после закачки оторочки реагентов на 24 часа
500	1,35	1,68
1000	1,70	2,03
1500	2,05	2,38

сопротивления зависит не только от размеров гелевого барьера, но и места его расположения относительно скважины (табл. 1).

### РЕАЛИЗАЦИЯ ОБЩЕГО ПОДХОДА В ЛИНЕЙКЕ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»

На сегодня существуют программные решения для моделирования химического заводнения, разработанные крупными нефтесервисными компаниями. Данная функция реализована в нескольких гидродинамических симуляторах (ГДМ): Stars CMG (Computer Modeling Group), Eclipse (Schlumberger), TempestMORE (Roxar), VIP (Landmark) и др. Наиболее близкие по постановке задачи уравнения химических реакций реализованы в программном комплексе Stars CMG [24]. Программа позволяет моделировать композиционный режим потока в гидродинамических моделях с учетом химических реакций, записанных в виде уравнений (4).

Однако, как показывают полученные решения, определяющую роль в распределении гелевых барьеров и изменении приемистости скважины играют малые расстояния от скважины (единицы и десятки сантиметров). Рассмотрение этих процессов в рамках ГДМ симуляторов затруднено, так как сочетание масштабных фильтрационных моделей, описывающих потоки в межскважинном пространстве, с «тонкими» эффектами ВПП фактически является задачей с малым параметром. Такие подходы требуют расщепление задачи на малый и большой масштабы и специальные подходы к сшиванию разномасштабных решений. Именно этот подход и предлагается авторами для анализа проблемы [19].

Сегодня в компании ПАО «НК «Роснефть» реализуется проект по созданию комплексного программного обеспечения (ПО) для сопровождения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в том числе в области применения ВПП и ПОТ. Данное ПО предоставит возможности для сбора статистики по проведенным физико-химическим

МУН, анализа данных, поиска скважин-кандидатов для проведения МУН, подбора оптимальных технологий воздействия и параметров закачки (с реализацией предлагаемого аналитического подхода), а также оценки эффективности проведенных мероприятий. Сочетание анализа промышленного применения ВПП и ПОТ с прогнозом применения технологий на новых активах на базе общего подхода к моделированию и оценкой их эффективности дает возможность поиска научно обоснованных решений по контролю обводненности продукции. Разработка ПО ведется в виде модуля для корпоративного программного комплекса РН-КИН [8]. Данный модуль расширит линейку корпоративных программных продуктов, позволит интегрировать существующие наработки внутри Компании и создать комплексное решение для сопровождения и анализа МУН.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Сформулирован общий подход к моделированию технологий выравнивания профилей приемистости, различающихся механизмами осадко-гелеобразования. Разработана методика расчета кинетических констант химических реакций на основе «пробирочных» тестов определения характерного времени гелеобразования.
2. В рамках этого подхода получены решения для формирования геля при закачке сшитых полимерных систем в нагнетательную скважину с трещиной ГРП, позволяющие рассчитать распределение объемного содержания осадка или геля в прискважинной зоне и дополнительное гидравлическое сопротивление, обусловленное формированием низкопроницаемого барьера.
3. Формирование гелевого барьера при закачке в пласт СПС определяется значениями концентраций полимера и сшивателя, размером оторочки и соотношением скорости закачки реагентов в пласт и скорости реакции осадко-гелеобразования.
4. Рассмотрено две технологии формирования низкопроницаемого барьера и получены соответствующие аналитические решения для случаев: закачки оторочки химических реагентов и остановки скважины на осадко-гелеобразование; закачки оторочки и проталкивание ее вглубь пласта водой.
5. Показано, что проталкивание оторочки реагентов вглубь пласта водой позволяет сформировать низкопроницаемый барьер глубже в призабойной зоне и закачать больший объем оторочки

без образования корки из геля или осадка на стенке скважины.

6. Более глубокое формирование низкопроницаемой оторочки в пласте позволяет

использовать реагенты с меньшим градиентом сдвига геля без его разрушения в области высоких градиентов вблизи скважины.

#### Список литературы

1. Агзамов Ф.А., Морозов Д.В. Применение биополимеров для водоизоляции пластов. — Уфа, 2002. — 8 с.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Санкт-Петербургского университета, 2013. — № 4 (2). — С. 46–76.
3. Бриллиант Л.С., Антипов В.С., Старкова Н.Р., Гордеев А.О., Чернавских С.Ф., Чернышов А.В., Негомедзянов В.Р. Справочник технолога. — Тюмень: ОАО «СИБИНКОР», 1998. — 91 с.
4. Волков В.П., Бриллиант Л.С. Геологические особенности коллекторов шеркалинской свиты Талинской площади // Нефтяное хозяйство. — 2013. — С. 18–22.
5. Газизов А.Ш., Низамов Р.Х. Оценка эффективности технологии применения полимер-дисперсной системы по результатам промысловых исследований // Нефтяное хозяйство. — 1990. — № 7. — С. 49–52.
6. Земцов Ю.В., Мазаев В.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор). — Екатеринбург: ООО «Издательские решения», 2021. — 240 с.
7. Кан В.А., Поддубный Ю.А., Сидорова И.А. Гидрогели из растворов силиката натрия // Нефтяное хозяйство. — 1984. — № 10. — С. 44–46.
8. Костригин И.В., Зауренко Т.Г., Хатмуллин И.Ф. Программный комплекс «РН-КИН»: история создания, развития и внедрения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2014. — № 2 (35). — С. 4–7.
9. Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении // Тюмень, 2004. — 129 с.
10. Сафаров Ф.Э., Гусарова Е.И., Каразеев Д.В., Арсланов И.Р., Телин А.Г., Доничев В.А. Получение гидрогелей полиакриламида для ограничения водопритоков при разработке нефтегазовых месторождений // ЖПХ. — 2018. — Т. 91. — № 5. — С. 755–759.
11. Стромберг А.Г. Физическая химия М.: Высш. шк., 1999. — 527 с.
12. Уолкот Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. — М.: Шлюмберге Инк., 2001. — 143 с.
13. Фролов Ю.Г., Шабанова Н.А., Савочкина Т.В. Кинетика гелеобразования и самопроизвольного диспергирования геля кремниевой кислоты // Коллоидный журнал. — 1980. — Т. 42. — № 5. — С. 1015–1018.
14. Шель Е.В., Кабанова П.К., Ткаченко Д.Р., Базыров И.Ш., Логвинюк А.В. Моделирование инициации и распространения трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для не трещиноватых терригенных пород на примере приобского месторождения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2020. — № 2 (16). — С. 36–42.
15. Al-Anazi A., Al-Kaidar Z., Wang J., Aramco S. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications // Society of Petroleum Engineers. 2019. — Conference paper SPE 196775. — С. 16. <https://doi.org/10.2118/196775-MS>
16. Bai B., Liu Y., Coste J.-P., Li L. // SPE Reservoir Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media. Evaluation & Engineering. — 2007. — Vol. 10. — С. 176–184. <https://doi.org/10.2118/89468-PA>
17. Bedrikovetsky P., Siqueira F.D., Furtado C.A. Modified particle detachment for colloidal transport in porous media // Transport in porous media. — 2011. — № 86. — С. 353–383. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9626-4>
18. Caili D., Qing Y., Fulin Z. In-depth profile control technologies in China — A review of the state of the art // Petroleum Science and Technology. — 2010. — С. 1307–1315. <https://doi.org/10.1080/10916460903419164>
19. Fedorov K.M., Gilmanov A.Y., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection // Mathematics. — 2021. — № 9. — С. 17–27. <https://doi.org/10.3390/math9151727>
20. Ghaddab F., Kaddour K., Tesconi M., Brancolini A., Carniani C., Galli G. Bright Water®: A tertiary method for enhanced oil recovery for a Mature field // Paper presented at the SPE Production and Operations Conference and Exhibition. June 8–10. — 2010. Paper Number: SPE-136140-MS. <https://doi.org/10.2118/136140-MS>
21. Hatzignatiou D., Askarinezhad R., Giske N.H., Stavland A. Laboratory testing of environmentally friendly sodium silicate systems for water management through conformance control // Conference paper SPE 173853. 2015. <https://doi.org/10.2118/173853-PA>
22. Khamees T.K., Flori R.E., Fakher S.M. Numerical modeling of water-soluble sodium silicate gel system for fluid diversion and flow-zone isolation in highly heterogeneous reservoirs // Paper Number: SPE-191200- MS. 2018. <https://doi.org/10.2118/191200-MS>
23. Krumrine P.H., Boyce S.D. Profile modification and water control with silica gels // Conference paper SPE 13578. 1985. <https://doi.org/10.2118/13578-MS>
24. Mabkhat S., Dashbag B., Enamul M. Hossain simulation of ionic liquid flooding for chemical enhance oil recovery using CMG STARS software // Paper presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, April 25–28, 2016. Paper Number: SPE-182836-MS. 14 pp. <https://doi.org/10.2118/182836-MS>
25. Manrique E., Reyes S., Romero J., Aye N., Kiani M., North W., Thomas C., Kazempour M., Izadi M., Roostapour A., Muniz G., Cabrera F., Lantz M., Norman C. Colloidal dispersion gels (CDG): Field projects review // Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. March 31–April 2. 2014. Paper Number: SPE-169705-MS. <https://doi.org/10.2118/169705-MS>
26. Robert D.S., Laura R.-Z. Reservoir conformance improvement // Society of Petroleum Engineers. 2011. — С. 138.
27. Seright R., Liang J. A comparison of different types of blocking agents // R. Seright, J. Liang // Paper SPE 30120 presented at the 1995 SPE European Formation Damage Control Conference. The Hague. May 15–16. 1995. <https://doi.org/10.2118/30120-MS>
28. Tcharkhtchi A., Nony F., Khelladi S., Fitoussi J., Farzaneh S. Epoxy/amine reactive systems for composites materials and their thermomechanical properties // Advances in composites manufacturing and process design, Elsevier, 2015. — С. 269–296. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-307-2.00013-0>
29. Tobenna O., Robert L. Simulation and economic screening of improved oil recovery methods with emphasis on injection profile control including waterflooding. Polymer flooding and a thermally activated deep diverting gel // Paper presented at the SPE Western Regional Meeting. March 21–23. 2012. Paper Number: SPE-153740-MS. <https://doi.org/10.2118/153740-MS>
30. Willhite G.P. Waterflooding. Society of Petroleum Engineers. USA. 1986. — С. 326.

#### References

1. Agzamov F.A., Morozov D.V. *Primenenie biopolimerov dlya vodoizolyatsii plastov [Application of biopolymers for water insulation of reservoirs]*. Ufa. 2002. 8 pp.
2. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. *Fiziko-khimicheskie metody povysheniya nefteotdachi plastov [Physical and chemical methods of enhanced oil recovery]*. *Vestnik of Saint-Petersburg University*, 2013, no 4(2), pp. 46–76.

3. Brilliant L.S., Antipov V.S., Starkova N.R., Gordeev A.O., Chernavskikh S.F., Chernyshov A.V., Negomedzyanov V.R. *Spravochnik tekhnologa [Technologist's Handbook]*. Tyumen: OAO SIBINKOR, 1998. 91 pp.
4. Volkov V.P., Brilliant L.S. Geologicheskie osobennosti kollektorov sherkalinskoy svity Talinskoy ploshchadi [Geological features of the reservoirs of the Sherkala Formation of the Talin Area]. *Petroleum*, 2013. pp. 18–22.
5. Gazizov A.Sh., Nizamov R.Kh. Otsenka effektivnosti tekhnologii primeneniya polimer-dispersnoy sistemy po rezul'tatam promyslovykh issledovaniy [Evaluation of the effectiveness of the technology for the use of a polymer-dispersed system based on the results of field research.] *Petroleum*, 1990. № 7, pp. 49–52.
6. Zemtsov Yu.V., Mazaev V.V. *Sovremennoe sostoyanie fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi (literaturno-patentnyy obzor) [The current state of physico-chemical methods of increasing oil recovery (literary and patent review)]*. Yekaterinburg: Publishing Solutions LLC. 2021. 240 pp.
7. Kan V.A., Poddubnyy Yu.A., Sidorova I.A. Gidrogeli iz rastvorov silikata natriya [Hydrogels from sodium silicate solutions]. *Petroleum*, 1984. № 10, pp. 44–46.
8. Kostigrin I.V., Zagurenko T.G., Khatmullin I.F. Programmnyy kompleks «RN-KIN»: istoriya sozdaniya, razvitiya i vnedreniya [RN-KIN Software Package: History of Creation, Development and Implementation]. *Scientific and Technical Bulletin of Jsc "NK "Rosneft"*. 2014. № 2 (35). C. 4–7.
9. Ruchkin A.A., Yagafarov A.K. *Optimizatsiya primeneniya potokootklonyayushchikh tekhnologiy na Samotlorskom mestorozhdenii [Optimizing the use of flow-rejecting technologies at the Samotlor field]*. Tyumen. 2004. 129 pp.
10. Safarov F.E., Gusarova E.I., Karazeev D.V., Arslanov I.R., Telin A.G., Dokichev V.A. Poluchenie gidrogeley poliakrilamida dlya ogranicheniya vodopritokov pri razrabotke neftegazovykh mestorozhdeniy [Production of hydrogels of polyacrylamide to limit water inflows during the development of oil and gas fields]. *ZhPKh*, 2018. T. 91, № 5, pp. 755–759.
11. Stromberg A.G. *Fizicheskaya khimiya [Physical chemistry]*. M.: High school, 1999. 527 pp.
12. Uolkot D. *Razrabotka i upravlenie mestorozhdeniyami pri zavodnenii [Development and management of deposits during flooding]*. M.: Schlumberger. 2001. 143 pp.
13. Frolov Yu.G., Shabanova N.A., Savochkina T.V. Kinetika geleobrazovaniya i samoproizvol'nogo dispergirovaniya gelya kremnievoy kisloty [Kinetics of gelation and spontaneous dispersion of silicic acid gel]. *Colloidal Journal*, 1980. T. 42, № 5, pp. 1015–1018.
14. Shel' E.V., Kabanova P.K., Tkachenko D.R., Bazyrov I.Sh., Logvinyuk A.V. Modelirovanie initsiatsii i rasprostraneniya treshchiny gidrorazryva plasta na nagnetatel'noy skvazhine dlya ne treshchinovatykh terrigenykh porod na primere priobskogo mestorozhdeniya [Modeling of initiation and propagation of hydraulic fracturing cracks at a discharge well for non-fractured terrigenous rocks on the example of the Priobskoye field]. *PRONEFT. Professional about oil*, 2020. № 2 (16), pp. 36–42.
15. Al-Anazi A., Al-Kaidar Z., Wang J., Aramco S. *Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications*. Society of Petroleum Engineers, Conference paper SPE 196775, 2019. 16 pp. <https://doi.org/10.2118/196775-MS>
16. Bai B., Liu Y., Coste J.-P., Li L. Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007. vol. 10, pp. 176–184. <https://doi.org/10.2118/89468-PA>
17. Bedrikovetsky P., Siqueira F.D., Furtado C.A. *Modified particle detachment for colloidal transport in porous media*. *Transport in Porous Media*, 2011. no. 86, pp. 353–383. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9626-4>
18. Caili D., Qing Y., Fulin Z. In-depth profile control technologies in China — A review of the state of the art. *Petroleum Science and Technology*, 2010. pp. 1307–1315. <https://doi.org/10.1080/10916460903419164>
19. Fedorov K.M., Gilmanov A.Y., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection. *Mathematics*, 2021. no. 9, pp. 17–27. <https://doi.org/10.3390/math9151727>
20. Ghaddab F., Kaddour K., Tesconi M., Brancolini A., Carniani C., Galli G. Bright Water®: A tertiary method for enhanced oil recovery for a mature field. *Paper presented at the SPE Production and Operations Conference and Exhibition*, 2010. June 8–10, Paper Number: SPE-136140-MS. DOI: 10.2118/136140-MS
21. Hatzignatiou D., Askarinezhad R., Giske N.H., Stavland A. Laboratory testing of environmentally friendly sodium silicate systems for water management through conformance control. *Conference paper SPE 173853*, 2015. <https://doi.org/10.2118/173853-PA>
22. Khamees T.K., Flori R.E., Fakher S.M. Numerical modeling of water-soluble sodium silicate gel system for fluid diversion and flow-zone isolation in highly heterogeneous reservoirs. Paper Number: SPE-191200, M. 2018. <https://doi.org/10.2118/191200-MS>
23. Krumrine P.H., Boyce S.D. Profile modification and water control with silica gels. Conference paper SPE 13578. 1985. <https://doi.org/10.2118/13578-MS>
24. Mabhkhot S., Dashbag B., Enamul M.. Hossain simulation of ionic liquid flooding for chemical enhance oil recovery using CMG STARS software. *Paper presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, Dammam, Saudi Arabia, 2016. April 25–28. Paper Number: SPE-182836-MS. 14 pp. <https://doi.org/10.2118/182836-MS>
25. Manrique E., Reyes S., Romero J., Aye N., Kiani M., North W., Thomas C., Kazempour M., Izadi M., Roostapour A., Muniz G., Cabrera F., Lantz M., Norman C. Colloidal dispersion gels (CDG): Field projects review. *Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 2014. March 31–April 2, Paper Number: SPE-169705-MS. <https://doi.org/10.2118/169705-MS>
26. Robert D.S., Laura R.-Z. Reservoir conformance improvement. Society of Petroleum Engineers, 2011. 138 pp.
27. Seright R., Liang J. A comparison of different types of blocking agents. *Paper SPE 30120 presented at the 1995 SPE European Formation Damage Control Conference*, The Hague, 1995. May 15–16. <https://doi.org/10.2118/30120-MS>
28. Tcharkhtchi A., Nony F., Khelladi S., Fitoussi J., Farzaneh S. Epoxy/amine reactive systems for composites materials and their thermomechanical properties. *Advances in composites manufacturing and process design*, Elsevier, 2015. pp. 269–296. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-307-2.00013-0>
29. Tobenna O., Robert L. Simulation and economic screening of improved oil recovery methods with emphasis on injection profile control including waterflooding. Polymer flooding and a thermally activated deep diverting gel. *Paper presented at the SPE Western Regional Meeting*, March 21–23, 2012. Paper Number: SPE-153740-MS. <https://doi.org/10.2118/153740-MS>
30. Willhite G.P. Waterflooding. Society of Petroleum Engineers, USA, 1986. 326 pp.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**К.М. Федоров** — сформулировал общую постановку задачи, предложил методы ее решения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Konstantin M. Fedorov** — formulated a general statement of the problem, proposed the solution methods approved the final version of the article.

**И.В. Выдыш** — решил систему уравнений, описывающую процесс гелеобразования в призабойной зоне пласта, а также провел анализ полученных результатов, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.А. Морозовский** — подобрал и обработал промышленные материалы, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**К.В. Торопов** — провел статистический анализ промышленных данных, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Д.А. Анурьев** — решил обратную задачу по определению кинетических параметров реакции гелеобразования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**А.Н. Емельянов** — разработал и написал компьютерную программу для расчетов процесса гелеобразования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Ivan V. Vydys** — solved a system of equations describing the process of gelation in the bottom-hole zone of the formation, and also analyzed the results obtained, and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Nikita A. Morozovskiy** — selected and processed the filed data, approved the final version of the article.

**Konstantin V. Toropov** — fulfilled the statistical analysis of the filed data, approved the final version of the article.

**Denis A. Anuriev** — solves the reverse objective on the determination of the kinetic gelling parameters, approved the final version of the article.

**Andrey N. Emelaynov** — developed and provided the computer code on gel treatment, approved the final version of the article.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Константин Михайлович Федоров** — доктор физико-математических наук, профессор, научный руководитель Физико-технического института, ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»  
625003, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.  
e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru  
Scopus ID: 7006284104

**Konstantin M. Fedorov** — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Scientific advisor of the Institute of Physics and Technology, Tyumen State University  
6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Tyumen area, Russia.  
e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru  
Scopus ID: 7006284104

**Иван Владимирович Выдыш\*** — специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.  
e-mail: ivvydysh@tnnc.rosneft.ru

**Ivan V. Vydys\*** — Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Tyumen area, Russia.  
e-mail: ivvydysh@tnnc.rosneft.ru

**Никита Александрович Морозовский** — главный специалист, ПАО «НК» Роснефть»  
117997, Россия, г. Москва, ул. Софийская набережная, д. 26/1.  
e-mail: N\_morozovskiy@rosneft.ru

**Nikita A. Morozovskiy** — Head specialist, PJSC Rosneft Oil Company  
26/1, Sofiyskaya naberejnaya str., 117997, Moscow, Russia.  
e-mail: N\_morozovskiy@rosneft.ru

**Константин Витальевич Торопов** — главный специалист, ПАО «НК» Роснефть»  
117997, Россия, г. Москва, ул. Софийская набережная, д. 26/1.  
e-mail: K\_toropov@rosneft.ru

**Konstantin V. Toropov** — Head specialist, PJSC Rosneft Oil Company  
26/1 Sofiyskaya naberejnaya str., 117997, Moscow, Russia.  
e-mail: K\_toropov@rosneft.ru

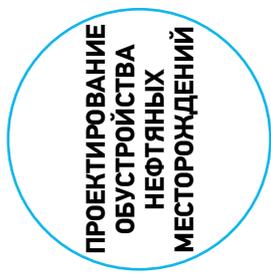
**Денис Алексеевич Анурьев** — начальник экспертно-аналитического управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
625002, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.  
e-mail: DAAnuriev@tnnc.rosneft.ru

**Denis A. Anuriev** — Head of the Expert and Analytical Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Tyumen area, Russia.  
e-mail: DAAnuriev@tnnc.rosneft.ru

**Андрей Николаевич Емельянов** — ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
625002, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.  
e-mail: anemelyanov2@tnnc.rosneft.ru

**Andrey N. Emelaynov** — Leading specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Tyumen area, Russia.  
e-mail: anemelyanov2@tnnc.rosneft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ОПТИМИЗАЦИЯ АРХИТЕКТУРЫ СИСТЕМЫ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОДВОДНЫХ ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ. ЧАСТНЫЙ СЛУЧАЙ

© Коллектив авторов,  
2022



**Ю.В. Бесхижко<sup>1,\*</sup>, В.В. Бесхижко<sup>1</sup>, А.И. Ермаков<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Морнефтегазпроект», РФ, Москва

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, Москва

**Электронный адрес:** [yulia-beshkizhko@yandex.ru](mailto:yulia-beshkizhko@yandex.ru)

**Введение.** Широко известно применение подводных добычных комплексов (ПДКУ) на шельфе, однако их использование в арктических условиях сопряжено с рядом трудностей и носит крайне ограниченный характер.

**Цель.** Анализ существующих методов оптимизации линейно протяженных объектов и разработка методов, позволяющих реализовать оптимизационные подходы при разработке морских месторождений углеводородов. Разработка новых методов, позволяющих оптимизировать архитектуру системы объектов добычи углеводородов.

**Материалы и методы.** Опыт РФ по оптимальному проектированию линейно протяженных объектов и анализ арктических условий. Существующие методы оптимизации магистральных трубопроводов.

**Результаты.** Разработаны модель и метод для решения задач оптимизации архитектуры при освоении морских месторождений углеводородов с использованием ПДК. Разработанный метод, в отличие от применявшихся ранее двухмерных моделей, дает возможность решения задачи в трехмерной постановке. Предлагаемая впервые модель оптимизации использует алгоритм Беллмана–Форда применительно к трехмерным сетям. Разработанный алгоритм и сформированная блок-схема для частного случая оптимизации ПДКУ между одним начальным пунктом (забой скважины) и одним конечным пунктом (платформа / плавучая система добычи, хранения и отгрузки (FPSO) / берег) позволяет перейти к реализации предложенного подхода в виде программного комплекса, но не ограничивается этим. Для иллюстрации приведен упрощенный числовой пример.

**Заключение.** Представленный метод оптимального проектирования архитектуры ПДКУ позволяет решать задачу в частном случае, также может быть весьма эффективен применительно к арктическим условиям при освоении морских месторождений углеводородов. Авторы предполагают, что этот метод носит универсальный характер, но требуется дополнительное исследование.

**Ключевые слова:** системы подводной добычи, оптимизация, обустройство, Арктика

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

**Для цитирования:** Бесхижко Ю.В., Бесхижко В.В., Ермаков А.И. Оптимизация архитектуры системы объектов добычи углеводородов с использованием подводных добычных комплексов. Частный случай. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):96–105. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-96-105>

*Статья поступила в редакцию 14.03.2022*

*Принята к публикации 27.05.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

THE ARCHITECTURE'S OPTIMIZATION OF HYDROCARBON PRODUCTION FACILITIES TO DESIGN SUBSEA SYSTEMS. PARTICULAR CASE

**Yulia V. Beshkizhko<sup>1,\*</sup>, Vladislav V. Beshkizhko<sup>1</sup>, Alexander I. Ermakov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Morneftegazproject LLC, RF, Moscow

<sup>2</sup>National University of Oil and Gas "Gubkin University", RF, Moscow

**E-mail:** [yulia-beshkizhko@yandex.ru](mailto:yulia-beshkizhko@yandex.ru)

**Background.** The use of subsea production systems on the shelf is widely known. However, their use in Arctic conditions is associated with a number of difficulties and is extremely limited.

**Aim.** Analysis of existing optimization methods for linearly extended objects. Design of methods to implement optimization approaches in the development of offshore hydrocarbon fields. Development of new methods to analyze the architecture of hydrocarbon objects.

**Materials and methods.** The experience of the Russian Federation in the optimal design of linearly extended objects and the analysis of arctic conditions. Existing methods of optimization of trunk pipelines.

**Results.** An efficient model and method have been used to develop for Arctic field development design using the subsea production system (SPS). Compared to 2D models used in the past, the new design technique offers an opportunity to make 3D models and can be used for optimization of offshore field development projects.

The proposed optimization model is based on the Bellman–Ford algorithm developed for 3D networks. This approach has been used for the first time to capture key features and specific subsea production system design processes. The algorithm and block diagrams developed for the proposed SPS design method is universal. This method can be used to address tasks of a more general nature. Optimization of the particular case between a single start point (well location) and single end point (SPS facility) is implemented as a separate software package, but the scope of applications is not limited by such cases and may be extended even further.

**Conclusion.** The presented method of optimal design of SPS architecture allows solving the problem in a particular case. It can also be very efficient for Arctic subsea field development. The authors suggest that this method is universal, however further research is required.

**Keywords:** subsea production systems, optimization, development, Arctic

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

**For citation:** Beskhizhko Y.V., Beskhizhko V.V., Ermakov A.I. The architecture's optimization of hydrocarbon production facilities to design subsea systems. Particular case. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):96–105. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-96-105>

*Manuscript received 14.03.2022*

*Accepted 27.05.2022*

*Published 30.09.2022*

## ВВЕДЕНИЕ

Подводные добычные комплексы нашли весьма широкое распространение в мировой практике морской добычи углеводородов. Начиная с 1961 года (месторождение West Cameron в Мексиканском заливе), сотни морских месторождений обустроены и находятся в эксплуатации с использованием как элементов систем подводной добычи [1], так и полностью автоматизированных подводных добычных комплексов по извлечению углеводородов (ПДКУ). В настоящее время насчитывается более 130 морских месторождений [2], где применяются технологические процессы по добыче углеводородов на морском дне.

Помимо прочего ПДКУ по сравнению с «сухим» заканчиванием скважин морских месторождений характеризуются относительно невысокими затратами на их сооружение, повышенной безопасностью в связи со значительной степенью автоматизации и более стабильными окружающими условиями. Вместе с тем затраты и сложность изготовления и строительства ПДКУ значительны и составляют сотни миллионов долларов за усреднённый комплекс. Например, в 2012 году общемировые капитальные и эксплуатационные расходы на подводную добычу составили более 250 млрд долларов [3]. В РФ работы по применению ПДКУ находятся на начальном этапе развития. По состоянию на дату публикации зарегистрировано 78 лицензионных участков на шельфе РФ [4], из которых с использованием ПДКУ освоено Киринское газоконденсатное месторождение, рассматриваются возможности их применения на некоторых других месторождениях. Потребность российских нефтегазовых компаний в элементах подводных добычных

комплексов оценивается в 400 единиц до 2035 года, а серийное производство такого оборудования в России может быть начато в ближайшее время [5].

Учитывая особенности расположения морских месторождений углеводородов РФ (большая часть находится в арктических регионах), а также отсутствие производственных мощностей и инфраструктуры, можно констатировать значительное увеличение затрат на освоение таких месторождений.

Арктические регионы характеризуются крайне суровыми природными условиями, в т.ч. наличием льдов, торосов, айсбергов в акватории, низкими температурами, вечной мерзлотой, сильными ветрами, волнами, течениями, коротким навигационным сезоном. Другим крайне важным аспектом является практически полное отсутствие инфраструктуры.

Все это ведет к необходимости минимизации нахождения людей на объектах данного региона, разработке специального оборудования и методов проведения работ, соответствующих нормативной документации. Кроме того, необходимо выполнять специальные требования, предъявляемые к материалам, используемым при низких температурах [6].

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

При рассмотрении морских месторождений существующие методы освоения сухопутных месторождений не всегда могут быть применимы. Для их реализации требуется учёт большего количества разнообразных факторов в сочетании со значительно увеличенными затратами, что ведет к необходимости принятия оптимальных решений.

Предлагаемый метод позволяет получить такие решения уже на ранних этапах проектирования.

## ЗАДАЧА ОСВОЕНИЯ МОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОДВОДНЫХ ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ СХОДНА С ОПТИМИЗАЦИЕЙ ТРАСС ТРУБОПРОВОДОВ, ОДНАКО РЕШАЕТСЯ НЕ ТОЛЬКО В ПЛОСКОСТИ ДНА, НО И В ТРЕХМЕРНОМ ПРОСТРАНСТВЕ, УЧИТЫВАЯ РАСПОЛОЖЕНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ.

По результатам проведённого анализа следует отметить, что вопросам оптимизации уделяется значительное внимание, в частности в следующих областях: математика, дорожное строительство, нефтегазовая отрасль. Так, предпринимались попытки оптимизации трасс автомобильных дорог на основе алгоритма вероятностной дорожной карты (ВДК) с учетом рельефа земной поверхности и препятствий [7]. То есть рассматривается поиск оптимальной трассы автомобильной дороги с минимальным значением целевой функции стоимости строительства из начальной точки в конечную точку на заданной поверхности, минуя препятствия. Для дискретного описания исходных данных формируется граф. Общее количество вершин графа определяется заданным количеством рассматриваемых точек ВДК в пространстве конфигураций (на заданной поверхности), свободном от препятствий. Каждой вершине графа соответствует определённое пространственное положение точки трассы в свободном пространстве дорожной карты. Далее осуществляется поиск из начальной вершины в конечную вершину, представляющую собой последовательность из нескольких вершин графа дорожной карты. После того как сформирована матрица весов графа, осуществляется поиск кратчайшего пути между двумя вершинами графа при помощи традиционных алгоритмов поиска на графе. Далее выполняется интерполяция и локальная оптимизация найденной первичной трассы. После локальной оптимизации найденная трасса описывается как последовательность из смежных вершин, заданных на равномерной сетке вдоль оси X в плане. В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина выполнен большой комплекс научных исследований по оптимизации трасс магистральных трубопроводов под общим руководством профессора П.П. Бородавкина [8–14]. В этих научных исследованиях для выбора оптимальных трасс магистральных трубопроводов использовались методы оптимизации, построенные на принципе оптимальности Беллмана (принцип

динамического программирования), алгоритме Ли. Практическая реализация моделей выполнялась на двумерных сетевых моделях (2D-модель). На область поиска наносились различные сетки: прямоугольные, с диагоналями, произвольные и другие. Наиболее эффективными показали себя сетки с диагоналями и произвольные сетки.

Учитывая, что значительная часть ПДКУ представлена линейно протяженными объектами (трубопроводами разного назначения, шлангокабелями и др.), можно предположить, что задача освоения морского месторождения углеводородов с использованием ПДК весьма сходна с оптимизацией трасс трубопроводов, расположенных в горизонтальной плоскости. Однако является значительно более сложной задачей, учитывая то, что на параметры выбора схемы размещения элементов ПДК в большой степени влияет структура природного резервуара углеводородов и способы его достижения. Соответственно задача оптимизации решается не только в плоскости дна, но и в пространстве, учитывая расположение резервуаров.

В России известны работы в части оптимизации ПДКУ [15–16]. Так, в работе Корниенко О.А. рассмотрены методики выбора рациональной схемы размещения и типы подводных добычных комплексов; методики определения оптимальной производительности морских технологических объектов обустройства; методики выбора рациональных схем комплексного обустройства морских месторождений. Но предлагаемые модели ограничиваются частными, локальными решениями задач оптимизации ПДКУ [10].

Можно рассматривать 2D-модель, если ограничиться точками выхода скважин на поверхность, но подобный подход оставляет нерешенным вопрос взаимозависимости трубопроводов и скважин, т.е. может быть вертикальная скважина с продолжением от неё трубопровода на место назначения. С другой стороны, в настоящее время существует достаточно широкая практика бурения горизонтально-направленных скважин. При таком подходе может быть сокращена протяженность линейной части ПДКУ на дне либо протяженность скважины и, соответственно, общая стоимость освоения месторождения.

Для дальнейшей реализации предполагается рассматривать цифровую 3D-модель. Учитывая опыт реализации процессов оптимизации при выборе морских трубопроводов, предложено осуществлять поиск оптимальной конфигурации системы на 3D-модели с диагоналями типа параллелепипеда

с числом узлов по осям:  $M$  — узлов по оси  $x$ ;  $N$  — узлов по оси  $y$ ;  $L$  — узлов по оси  $z$ .

В частном случае при рассмотрении освоения месторождения от одной начальной до одной конечной точки в качестве начальной принимается забой скважины. Положение этой точки фиксировано и определяется геологами. Обозначим её как точка  $H$  с координатами  $x_H, y_H, z_H$ . Начальная точка совпадает с ближайшим из узлов сети.

Верхняя поверхность 3D-модели будет рассматриваться как поверхность дна и конечная точка должна совпадать с одним из узлов.

Конечной точкой  $K$  с координатами  $x_K, y_K, z_K$  может являться горизонтальная проекция на дно моря, платформа, FPSO или точка выхода на берег.

Отрезки между смежными узлами определяют значение для выбранного критерия оптимальности (далее условно будем называть их стоимостями  $C$  как наиболее часто используемый критерий).

При оптимизации пути могут учитываться следующие наиболее важные критерии: затраты в рамках жизненного цикла проекта; временной показатель; риски, включая безопасность; другие критерии. Принятый критерий при необходимости рассматривается с учетом ограничений по другим критериям. Таким образом, для каждого отрезка нам нужно установить числовую величину критерия. В частности, для капитальных вложений:

- распределённые затраты (например, стоимость 1 км скважины / трубопровода / шлангокабеля);
- сосредоточенные затраты (например, подводное заканчивание скважины, манифольд, подводное хранилище и т.д.).

Для оптимизации ПДКУ, располагаемого в арктической области или области, близкой к ней по характеристикам, затраты вычисляются с учетом факторов, их определяющих. Таким образом, задача состоит в отыскании на предложенной 3D-модели кратчайшего стоимостного пути между начальной (-ыми) и конечной точками. То есть необходимо найти множество точек  $W_{опт}$ , принадлежащее множеству точек  $W_{3D}$  модели, удовлетворяющее условию:

$$C_{W_{опт}} = \min C_{W_{HK}}$$

где:

$$C_{W_{HK}} = \sum_1^y C_{W_{j+1, w_j}}, \quad (1)$$

$j$  — количество узлов по пробному пути между начальной и конечной точками;

$$C_{W_{опт}} = \sum_1^x C_{W_{i+1, w_i}}, \quad (2)$$

$i$  — количество узлов по оптимальному пути.

Стоимость оптимального пути не является простым суммированием, а зависит от условий его прохождения и может изменяться скачкообразно, более того, путь может переходить от 3D-сети к 2D-сети. Кроме того, оптимальный путь может характеризоваться и другими параметрами.

Некоторые общие принципы подхода показаны ниже на примере частного случая оптимизации. При этом поиск производится от начальной точки. Начальные и конечные точки совмещаются с узлами 3D-сети, производится поиск оптимального варианта освоения в соответствии с принятым критерием.

Следует отметить, что критерий оптимальности не является линейным (аддитивным), поэтому обычные методы оптимизации применены здесь быть не могут. Например, скважина на поверхности имеет резкий скачок критерия оптимальности, обусловленный подводным заканчиванием скважины. При этом также меняются характеристики пробного пути: он продолжается по двумерной сети с другими значениями критерия.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Фрагменты блок-схемы процесса поиска для случая «Один начальный — один конечный пункты» представлены на **рис. 1** и **2**. Для иллюстрации приведем пример поиска на 3D-сети небольшого размера (**рис. 3**). Возьмём 3D-сеть  $5 \times 5 \times 3$  узла. Пусть начальная точка принадлежит узлу  $H$  с координатами  $(1; 1; 0)$ , конечная точка  $K$  с координатами узлов  $(4; 3; 3)$ . Поверхность дна ( $D$ ) определяется узлами сети с координатами  $z = 3$ . Примем условие, что поверхность дна плоская, проходит через точку  $K$ .

Некоторые допущения представлены ниже:

- для выполнения расчета (для простоты ручного счета) стоимость отрезков сети, в зависимости от соединяемых узлов, примем пропорционально их фактической длине. Наиболее короткий отрезок (параллельный оси) примем за единицу длины;
- примем стоимость критерия для наиболее коротких отрезков, не принадлежащих поверхности дна,  $C_p$  равным 1 млн условных единиц. Физически это является стоимостью сооружения 1 длины скважины;
- для наиболее коротких отрезков, принадлежащих дну,  $C_d$ , за единицу длины примем 0,5 млн условных единиц. Физически

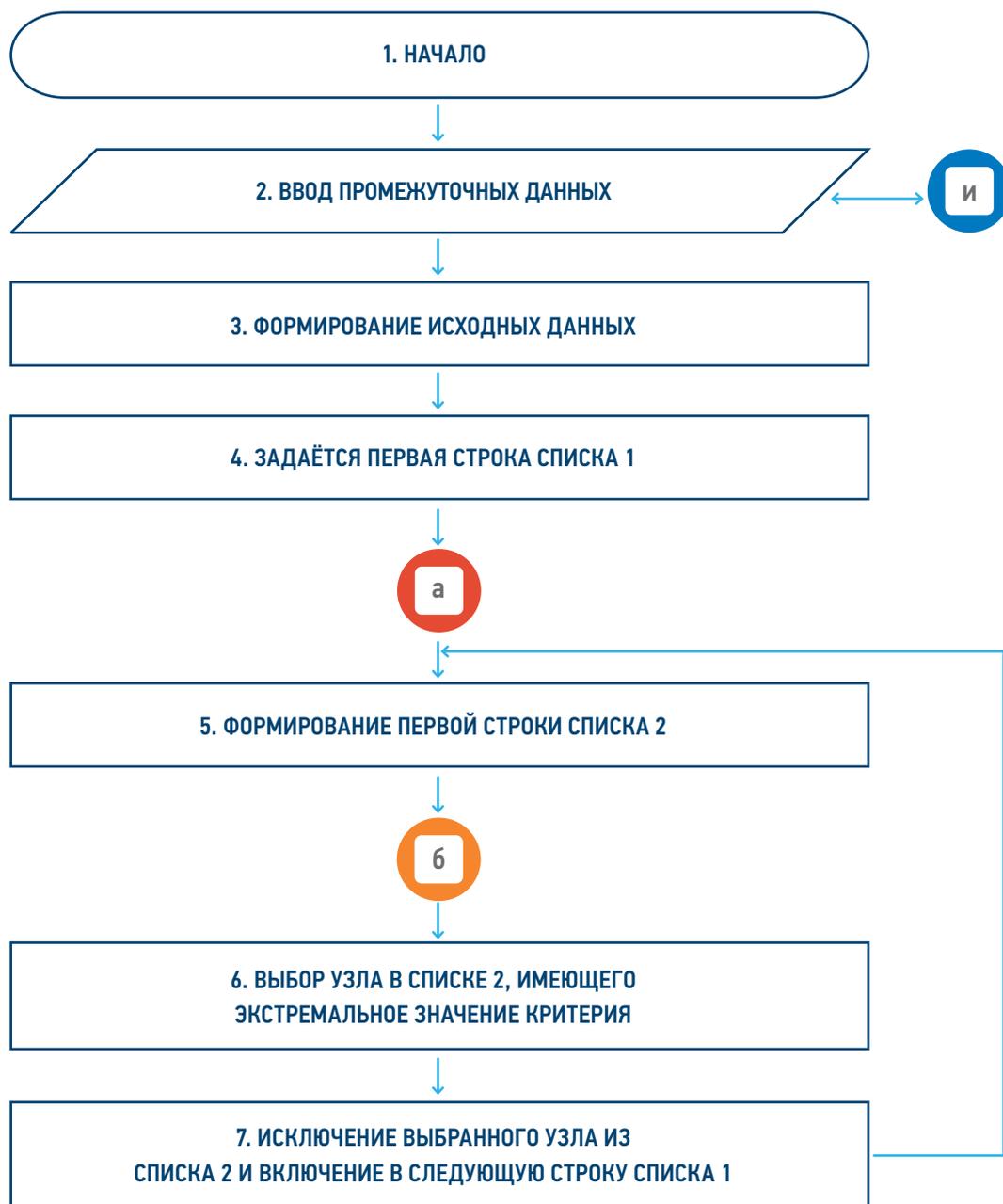


Рис. 1. Блок-схема процесса поиска при оптимизации схемы освоения месторождения с использованием ПДКУ. (частный случай). Часть 1. Составлено авторами

Fig. 1. Block diagram of the selection process during optimization of the field development pattern using a subsea production system. Particular case. Part 1. Prepared by authors

это будет означать стоимость прокладки шлангокабеля и трубопровода;

- при достижении пробным путём поверхности дна имеет место скачок стоимости, обозначим его  $C_c$ . Он определяется затратами на оборудование в этой точке (донная плита, фонтанная арматура, защитное устройство и т.д.).

$$C_p = f(C_e, C_s, C_{con}, C_d), \quad (3)$$

$$C_d = f(C_e, C_s, C_{con}, C_d), \quad (4)$$

$$C_c = f(C_e, C_s, C_{con}, C_d), \quad (5)$$

где:  $C_e$  — стоимость оборудования;  $C_s$  — стоимость доставки;  $C_{con}$  — стоимость монтажа;  $C_d$  — другие затраты.

Примем стоимость  $C_c$  в виде постоянной величины, равной 5 млн условных единиц. Далее переходим к непосредственной реализации примера, который приведён в табл. 1. Поиск осуществляется в виде двух списков «Список 1» и «Список 2».

Стоимость пути составляет 5,51 млн условных единиц. Стоимость сухого заканчивания 2,5 млн условных единиц. Общая стоимость 8,01 млн условных единиц.

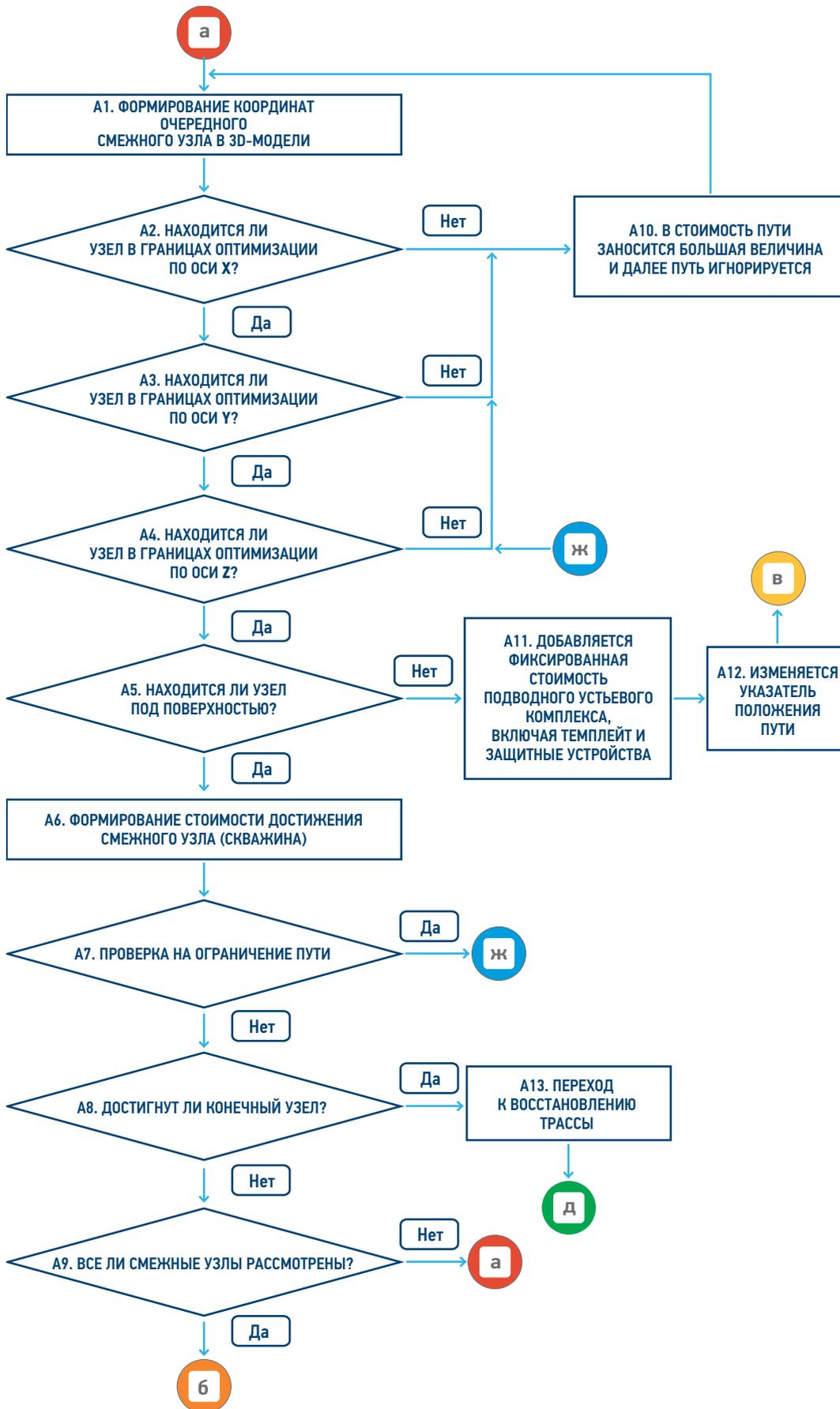


Рис. 2. Блок-схема процесса поиска при оптимизации схемы освоения месторождения с использованием ПДКУ. Часть 2 (частный случай). Составлено авторами

Fig. 2. Block diagram of the selection process during optimization of the field development pattern using a subsea production system. Particular case. Part 2. Prepared by authors

Таблица 1. Пример реализации поиска оптимального пути для случая «Один начальный — один конечный пункты»  
Table 1. Example implementation of an optimal path for the case “One start point — one end point”

№ шага	Список 1				Список 2			Примечания
	Координаты (x; y; z)	Номер шага из списка 2	Стоимость достижения точки, ед.	Характер пробного пути*	Координаты (x; y; z)	Стоимость достижения точки, ед.	Стоимость + предыдущий шаг (накопительно)	
1	(1; 1; 0)	-	0,00	0	(1; 1; 1)	1,00	1,00	Теоретически нужно надстраивать пути по всем допускаемым сетью направлениям, однако, исходя из объёма вычислений, расчет будет выполняться для путей, имеющих физический смысл в соответствии с заданными ниже ограничениями. Допущения: стоимость изменяется по дугам сети (между узлами) равномерно.  Комментарии: - для шага 1 сформированы все возможные пробные пути на один шаг; - далее выбирается путь с минимальной стоимостью (при наличии нескольких путей берется один из них). Ограничения: не будут рассматриваться пути, ведущие назад, в том числе идущие по диагонали.
				0	(1; 0; 0)	1,00	1,00	
				0	(0; 1; 0)	1,00	1,00	
				0	(1; 2; 0)	1,00	1,00	
				0	(2; 1; 0)	1,00	1,00	
2	(1; 1; 1)	Из шага 1 списка 2	1,00	0	(1; 1; 2)	1,00	2,00	
				0	(0; 1; 2)	1,41	2,41	
				0	(1; 0; 2)	1,41	2,41	
				0	(2; 1; 2)	1,41	2,41	
				0	(1; 2; 2)	1,41	2,41	
3	(1; 0; 0)	Из шага 1 списка 2	1,00	0	(1; 0; 1)	1,00	2,00	Координаты и стоимости вычисляются аналогично шагу 2
				0	...	...	...	
4	(0; 1; 0)	Из шага 1 списка 2	1,00	0	(0; 1; 1)	1,00	2,00	
				0	...	...	...	
5-52 ...								
...53	(2; 0; -1)	Из шага 27 списка 2	2,73	0	(2; 0; 0)	1,00	3,73	Координаты и стоимости вычисляются аналогично шагу 2
				0	...	...	...	
54	...далее процесс продолжается аналогично, т.е. каждый раз мы выбираем из оставшихся путей списка 2 путь с минимальной стоимостью.							
На определённом шаге рассматриваемый пробный путь достигает дна. В такой ситуации к стоимости пробного пути, упоминавшегося ранее, добавляется постоянная величина $C_c$ и рассматриваются смежные точки, находящиеся только в плоскости дна $D$ . Далее надстройка осуществляется для путей, проходящих только на поверхности дна, стоимость их определена как $F(C_d)$ . Остальные пути продолжают надстраиваться обычным образом.								
...	(4; 3; 3)	Процесс продолжается до тех пор, пока в списке 1 не окажется конечная точка. После чего производится восстановление выбранного пути (для этого используется столбец «Номер шага из списка 2» таблицы). По шагу списка 2 определяется смежная точка, расположенная в той же строке списка 1. И так далее, пока не будет достигнута начальная точка.						
* 0 — путь идет под поверхностью (скважина), 1 — путь идет по дну (поверхностно-линейные объекты).								
Зачеркнутые координаты и цифры: информация о пробном пути с минимальной стоимостью вычеркивается из списка 2 и заносится в следующий шаг списка 1.								

Для наглядности далее приведён пример с подводным заканчиванием скважины (рис. 4).

Стоимость достижения при условии использования вертикальной скважины и линейных объектов, соединяющих скважину с платформой, составляет 9,91 млн условных единиц.

Таким образом, представленный частный случай (один начальный — один конечный пункты) является постановкой задачи для её последующей реализации. Вместе с тем этот подход открывает пути решения общей задачи, в которой будут рассмотрены в качестве начальных точек несколько скважин с последующей передачей флюида в одну конечную точку (стационарная платформа / FPSO / непосредственно на берег), или, иначе говоря, от залежей — до места подготовки продукта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Проведены исследования и рассмотрены оптимизационные подходы, применяемые при проектировании линейно-протяженных объектов.
- На основе выполненного анализа и накопленного значительного опыта в РФ в области оптимизации трасс магистральных трубопроводов предпринята попытка развить и применить эти методы для оптимизации освоения морских месторождений углеводородов с использованием систем подводной добычи.
- Сформулирован подход к оптимизации систем подводной добычи, основанный на использовании алгоритма Беллмана–Форда применительно к 3D-сетям, т.к. использование двухмерных сетевых моделей является недостаточным.

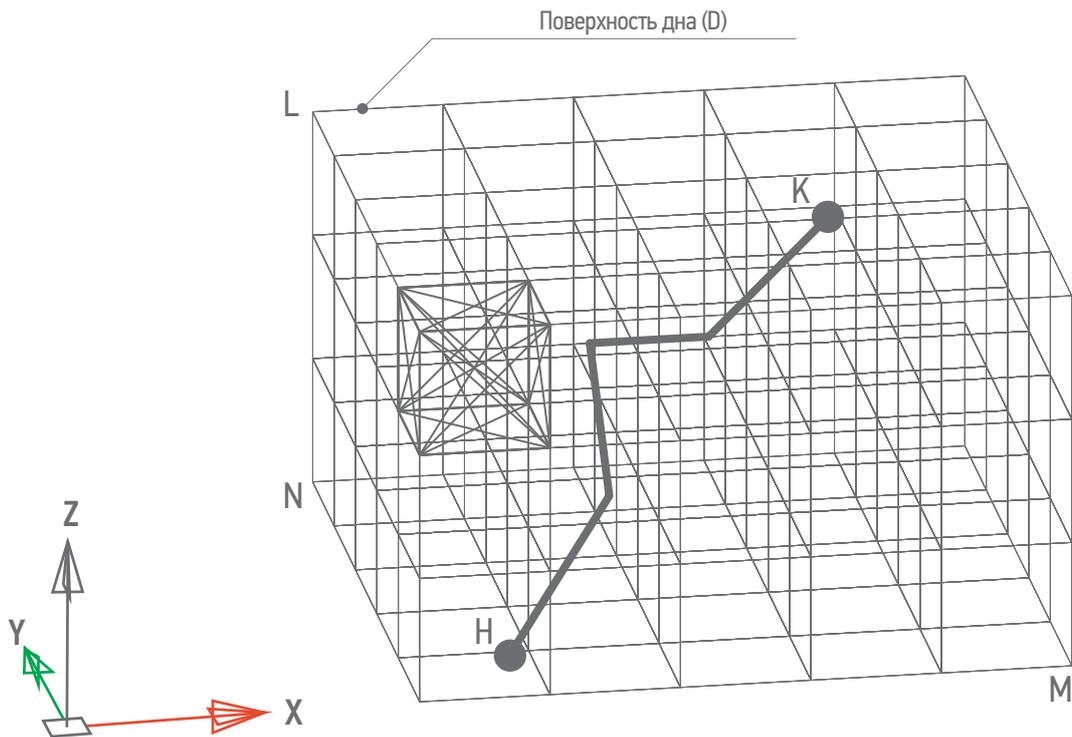


Рис. 3. Графическая иллюстрация расчета для поиска оптимальной схемы освоения месторождения в 3D-модели с диагоналями (диагонали показаны только в одной ячейке для простоты восприятия. Приведенный пример не является фактической реализацией, а носит иллюстративный характер). Составлено авторами  
 Fig. 3. Graphic illustration of calculation for selection of the most efficient SPS design for future field development using 3D model with diagonals (diagonals are shown in one cell only for illustrative purposes. The example is illustrative and does not represent an actual implementation). Prepared by authors

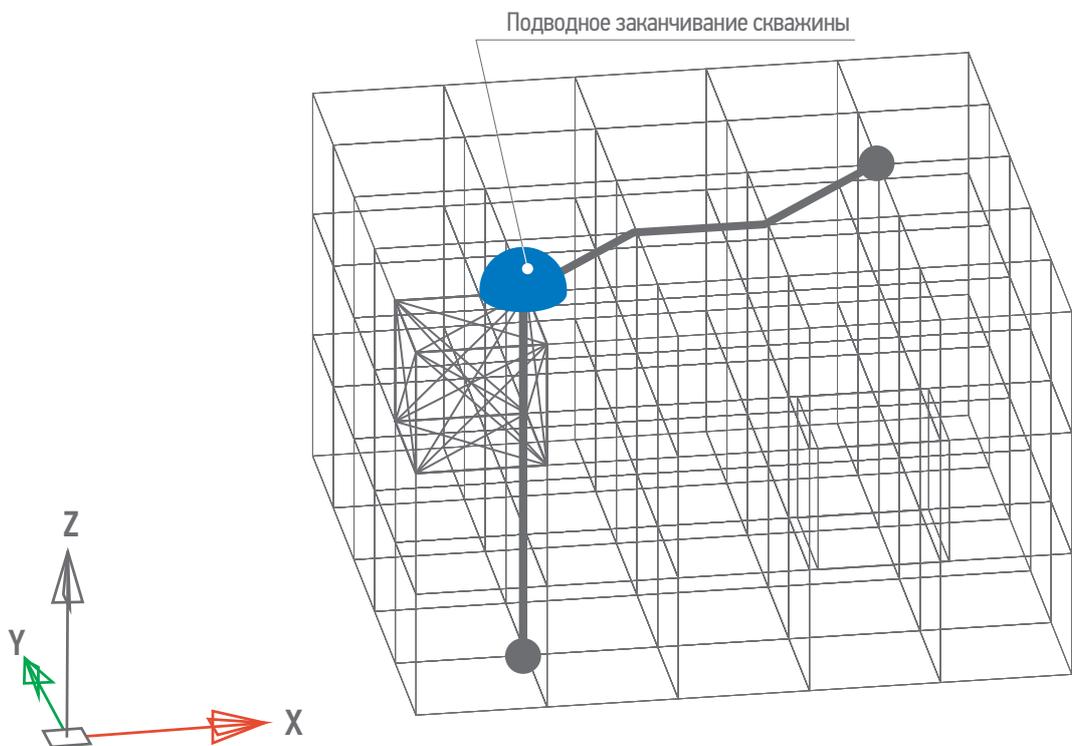


Рис. 4. Графическая иллюстрация использования скважины с подводным заканчиванием (приведенный пример не является фактической реализацией, а носит иллюстративный характер). Составлено авторами  
 Fig. 4. Graphic illustration of the use of subsea well (the example is illustrative and does not represent an actual implementation). Prepared by authors

- Предложенный подход позволяет учесть особенности создания ПДКУ в арктических условиях.
- Разработан алгоритм и сформирована блок-схема для частного случая между одним начальным и одним конечным пунктами. Для иллюстрации рассмотрен числовой пример процесса реализации.
- Реализация подхода осуществляется в виде программного комплекса.
- Предложенный метод носит универсальный характер, его применение возможно для более общих задач, он может быть весьма эффективным при реализации для обычных месторождений углеводородов, но еще более эффективен для морских месторождений углеводородов в арктических условиях.

#### Список литературы

1. Offshore and subsea facilities [Petrowiki .spe.org]. 2022 [обновлено 2 июня 2015]. URL: [https://petrowiki.spe.org/Offshore\\_and\\_subsea\\_facilities](https://petrowiki.spe.org/Offshore_and_subsea_facilities)
2. Люгай Д.В. Мансуров М.Н. Эволюции в подводной добыче нефти и газа. URL: <https://www.neftegas.info/gasindustry/-06-2018/evolyutsii-v-podvodnoy-dobyche-nefti-i-gaza/>
3. Bai Yong, Bai Qiang. Subsea Structural Engineering Handbook, Oxford: Elsevier, 2010. — С. 919.
4. Список месторождений нефти, газа, конденсата России. ООО «НАЦ ГеоНедра». URL: <https://geonedra.ru/knowledge-base/oil-gas-fields-all-2021/>
5. Серийное производство элементов системы подводной добычи в России начнется в 2021 году. URL: <http://geoinform.ru/serijnoe-proizvodstvo-elementov-sistemy-podvodnoj-dobychi-v-rossii-nachnetsya-v-2021-godu/>
6. Гудместад О.Т. Аспекты освоения арктических шельфовых месторождений нефти и газа. Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. — М., 2008. — 57 с.
7. Щербakov В.С., Кoryтов М.С. Оптимизация трассы автомобильной дороги на рельефе с препятствиями методом вероятностной дорожной карты. Вестник СибАДИ. — 2012. — Выпуск 6(28) — 5 с.
8. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов: [Учеб. для вузов по спец. «Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз»] — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1987. — 471 с.
9. Брагилевский О.В., Вяткин В.Н. Организационное обеспечение трубопроводного строительства. — М.: Недра, 1985. — 102 с.
10. Бородавкин П.П., Сощенко Е.М., Ким Б.И., Брагилевский О.В. Выбор оптимальных трасс магистральных трубопроводов большой протяженности / [П.П. Бородавкин, Е.М. Сощенко, Б.И. Ким, О.В. Брагилевский]; Всесоюз. науч. исслед. ин-т организации, управления и экономики нефтегазовой пром-сти. — М.: ВНИИОЭНГ, 1977. — 57 с.
11. Ким Б.И. Выбор оптимальных трасс магистральных нефтепродуктопроводов с учетом расстановки насосных станций: дис. ... канд. тех. наук : 05.15.07. Ким Б.И. — М., 1974. — 163 с.
12. Самойлов Б.В. Исследование секционирования линейной части магистральных нефте- и продуктопроводов: дис. ... канд. тех. наук : 05.00.00. Самойлов Б.В. Уфа, 1971. — 154 с.
13. Кувьчко И.Ю. Автоматизация выбора решений при проектировании трубопроводов: дис. ... канд. тех. наук : 05.15.13. Кувьчко И.Ю. Москва, 1991. — 182 с.
14. Безноровайный В.П. Разработка методов оптимизации трасс магистральных газопроводов и их разветвлений для сетей произвольной конфигурации: дис. ... канд. тех. наук : 05.15.07. Безноровайный В.П. Москва, 1978. — 197 с.
15. Корниенко О.А. Разработка рациональных методов обустройства углеводородных месторождений арктического шельфа: дис. ... канд. тех. наук : 25.00.18. Корниенко О.А. Москва, 2007. — 99 с.
16. Zubkov S.K., Dryakhlov V.S., Kamensky G.A. Подводная станция ППД. Оптимизация схемы обустройства морского нефтяного месторождения с применением ПДК. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/707789-podvodnaya-stantsiya-ppd-optimizatsiya-skhemy-obustroystva-morskogo-neftyanogo-mestorozhdeniya-s-pri/>

#### References

1. Offshore and subsea facilities [Petrowiki .spe.org]. 2022 [updated June 2, 2015]. URL: [https://petrowiki.spe.org/Offshore\\_and\\_subsea\\_facilities](https://petrowiki.spe.org/Offshore_and_subsea_facilities)
2. Lyugai D.V., Mansurov M.N. 2018 Evolutions in subsea oil and gas production, *Gazovaya promyshlennost'*, №6 2018.
3. Bai Yong, Bai Qiang *Subsea Structural Engineering Handbook*, Oxford: Elsevier, 2010. P. 919.
4. List of oil and gas, deposits in Russia. LLC NAC GeoNedra. URL: <https://geonedra.ru/knowledge-base/oil-gas-fields-all-2021/>
5. Serial production of subsea production system components in Russia will start in 2021. URL: <http://geoinform.ru/serijnoe-proizvodstvo-elementov-sistemy-podvodnoj-dobychi-v-rossii-nachnetsya-v-2021-godu/>
6. Gudmestad O.T. *Engineering aspects related to Arctic offshore developments*. Gubkin University Publishing Center, 2007. 57 p.
7. Shcherbakov V.S., Korytov M.S. Optimization of a highway route on a relief with obstacles using the probabilistic roadmap method, *Vestnik SibADI*, 2012. p 5.
8. Borodavkin P.P., Berezin V.L. *Construction of trunk pipelines: [Textbook for universities on special "Construction of oil and gas pipelines, gas storage facilities and tank farms"]*. — 2nd ed., revised. and additional. M.: Nedra, 1987., 471 p.
9. Bragilevsky O.V., Vyatkin V.N. *Organizational support of pipeline construction*. Moscow: Nedra, 1985. 102 p.
10. Borodavkin P.P., Soshchenko E.M., Kim B.I., Bragilevsky O.V. *Selection of optimal routes for long-distance export pipelines*, VNIIOENG, 1977. 57 p.
11. Kim B.I. *Selection of the optimal routes of main oil product pipelines taking into account the arrangement of pumping stations: dissertation at Gubkin University* (specialty code: 05.15.07), 1974. 163 p.
12. Samoilov B.V. Investigation of sectioning of the linear part of the main oil and product pipelines: dissertation at Ufa State Petroleum Technological University (specialty code: 05.00.00), 1971. 154 p.
13. Kuvychko I.Yu. *Automation of choice of decisions in the design of pipelines: dissertation at Gubkin University* (specialty code: 05.15.13), 1991. 182 p.
14. Bezkorovainy V.P. *Development of methods for optimizing the routes of main gas pipelines and their branches for networks of arbitrary configuration: dissertation at Gubkin University* (specialty code: 05.15.07), 1978. 197 p.
15. Kornienko O. A. *Development of rational methods for the arrangement of hydrocarbons of the Arctic shelf fields: dissertation at Gazprom VNIIGAZ LLC* (specialty code: 25.00.18), 2007. 99 p.
16. Zubkov S.K., Dryakhlov V.S., Kamensky G.A. *Underwater station of maintain formation pressure. Optimization of the offshore oil field development scheme using SPS*. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/707789-podvodnaya-stantsiya-ppd-optimizatsiya-skhemy-obustroystva-morskogo-neftyanogo-mestorozhdeniya-s-pri/>

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Ю.В. Бесхижко** — сбор и анализ данных, разработка концепции, выполнение расчетов, написание статьи.

**В.В. Бесхижко** — сбор данных и анализ данных, корректировка расчетов, редактирование статьи.

**А.И. Ермаков** — теоретический анализ, анализ результатов расчета, редактирование статьи.

**Yulia Beskhizhko** — data collection and analysis of materials, developed the article concept, performing calculations, writing the article.

**Vladislav Beskhizhko** — data collection and analysis of materials, adjustment of calculations, redacted the article.

**Alexander Ermakov** — theoretical analysis, analysis of calculation results, redacted the article.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Юлия Владиславовна Бесхижко\*** — руководитель направления, ООО «Морнефтегазпроект» 117246, Россия, г. Москва, ул. Херсонская, д. 43 к. 3  
E-mail: yulia-beskhizhko@yandex.ru

**Владислав Валерьевич Бесхижко** — кандидат технических наук, главный эксперт, ООО «Морнефтегазпроект» 117246, Россия, г. Москва, ул. Херсонская, д. 43 к. 3.  
E-mail: beskhizhko@yandex.ru

**Александр Иванович Ермаков** — доктор технических наук, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 119991, Россия, г. Москва, проспект Ленинский, д. 65, к. 1.  
E-mail: alexanderie@yandex.ru

**Yulia V. Beskhizhko\*** — Technical manager, "Morneftegazproject" LLC 43, bld. 3, Khersonskaya str., 117246, Moscow, Russia.  
E-mail: yulia-beskhizhko@yandex.ru

**Vladislav V. Beskhizhko**  
Cand. Sci. (Techn.), Associate Professor, "Morneftegazproject" LLC. 43, bld. 3, Khersonskaya str., 117246, Moscow, Russia.  
E-mail: beskhizhko@yandex.ru

**Alexander I. Ermakov**  
Dr. Sci. (Techn.), Professor of National University of Oil and Gas "Gubkin University" 65, Leninsky Prospekt, 119991, Moscow, Russia.  
E-mail: alexanderie@yandex.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# МАСШТАБИРОВАНИЕ ЦЕННОСТИ ЗНАНИЙ НА ОСНОВЕ МЕТОДИКИ VoK

**Э.Я. Гринберг<sup>1</sup>, В.В. Можаров<sup>2,\*</sup>, Б.В. Белозеров<sup>2</sup>, Е.А. Верзин<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский политехнический университет имени Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

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

<sup>3</sup>Научно-образовательный центр «Газпромнефть-Политех», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Mozharov.VV@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В ситуации непрерывных организационных изменений крайне важно внедрять методы, позволяющие снизить неопределенность и оценить перспективность тиражирования проекта. Проекты по управлению знаниями обладают рядом отличительных черт, затрудняющих анализ результатов их внедрения и их планирование.

**Цель.** Разработка метода оценки эффективности знаний как для проекта/продукта в целом, так и для отдельных активов; проверка этого метода на имеющихся данных; разработка подхода к принятию управленческих решений о развитии того или иного продукта по управлению знаниями.

**Материалы и методы.** Исходными материалами для исследования послужили аналитические данные системы распространения знаний. Для решения поставленной задачи применены методы анализа и синтеза. В частности, проведен анализ существующих методов оценки эффективности знаний и барьеров их применения в нефтегазовой отрасли и его синтез с подходами масштабируемости программных решений с учетом особенностей управления знаниями. Исходные материалы применены для моделирования экономических эффектов.

**Результаты.** Выявлены наиболее перспективные направления развития системы управления знаниями, оценен потенциал масштабирования ценности знаний, определены возможности развития модели и сценарного анализа.

**Заключение.** В данной статье приведен обзор ключевых подходов, которые могут быть актуальны для широкого круга читателей, вовлеченных в процессы цифровой трансформации бизнеса и интересующихся вариантами оценки тиражируемости ИТ-решений и продуктов управления знаниями.

**Ключевые слова:** Value of Knowledge, юнит-экономика, эффективность знаний, система управления знаниями

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

**Благодарности:** Кирьянову Е.Л., Викторову Е.Г., которые начали разработку идеи VoK.

**Для цитирования:** Гринберг Э.Я., Можаров В.В., Белозеров Б.В., Верзин Е.А. Масштабирование ценности знаний на основе методики VoK. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):106–114. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-106-114>

*Статья поступила в редакцию 13.05.2022*

*Принята к публикации 24.06.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

## PROLIFERATION OF KNOWLEDGE VALUE BASED ON VoK METHODOLOGY

**Elvira Y. Grinberg<sup>1</sup>, Vasily V. Mozharov<sup>2,\*</sup>, Boris V. Belozеров<sup>2</sup>, Evgeny A. Verzin<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Saint Petersburg Polytechnic University named after Peter the Great, RF, Saint Petersburg

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

<sup>3</sup>Gazpromneft-Polytech REC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Mozharov.VV@gazpromneft-ntc.ru

**Introduction.** In a situation of continuous organizational change, it is extremely important to implement methods that reduce uncertainty and assess the prospects for scaling the project. Knowledge management projects have a number of distinctive features that make it difficult to analyze the results of their implementation and to plan them.

**Aim.** Develop a method for knowledge efficiency evaluation both for the project/product as a whole and for individual assets; test this method on the available data; design an approach to make managerial decisions about knowledge management product development.

**Materials and methods.** The initial material for the study is analytical data of the knowledge dissemination system. To reach the aim methods of analysis and synthesis are applied. There was conducted an analysis of existing methods for knowledge efficiency evaluation, barriers to its application in the oil and gas industry were considered. They were integrated with approaches to the scalability of software solutions regarding the specifics of knowledge management domain. Initial materials were used to model economic effects.

**Results.** Promising directions for the knowledge management system development were identified. The potential for scaling the value of knowledge was assessed, and the possibilities for developing the model and scenario analysis were presented.

**Conclusion.** This article provides an overview of the key approaches, which may be relevant for a wide range of readers involved in the processes of digital business transformation and interested in options for assessing the replication of IT solutions and knowledge management products.

© Коллектив авторов,  
2022



**Keywords:** Value of Knowledge, unit economics, knowledge efficiency, knowledge management system

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

**Acknowledgments:** Kiryanov E.L., Viktorov E.G., who started the idea of VoK development.

**For citation:** Grinberg E.Y., Mozharov V.V., Belozerov B.V., Verzin E.A. Proliferation of knowledge value based on VoK methodology. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):106–114. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-106-114>

Manuscript received 13.05.2022

Accepted 24.06.2022

Published 30.09.2022

## ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЗНАНИЯМИ

Управление знаниями (УЗ) — это неотъемлемая часть процессов бизнес-трансформации [1] и цифровизации [2], позволяющая раскрывать операционный и стратегический потенциал компаний. При разовых затратах на создание знаний, их ценность со временем растёт за счёт тиражирования, переиспользования и обогащения. Непрерывное преобразование знаний из опыта сотрудников в различные формализованные формы и обратно, а также неотделимость базы знаний от её пользователей стали серьезными вызовами для оценки эффективности знаний. Эксперты Центра по управлению знаниями Научно-Технического Центра «Газпром нефти» разработали и внедрили методику, которая объединяет несколько подходов к определению того, что формирует ценность знаний. При этом учитывается как ценность зафиксированных знаний, так и значимость каждого пользователя системы и его действий.

УЗ приносит наибольшую прибыль при следующих условиях: кросс-дисциплинарность области деятельности компании, географическая и функциональная распределенность деятельности, работа с высокой степенью неопределенности, ключевые знания — неявные и/или неизвлекаемые. Зачастую один из этих аспектов является триггером для увеличения инвестиций в УЗ. Для Научно-Технического Центра «Газпром нефти» актуальны все три перечисленных пункта, в связи с чем на данный момент в этом дочернем обществе существуют следующие продукты и сервисы по УЗ:

1. рабочие зоны;
2. система работы с извлеченными уроками;
3. картирование знаний;
4. библиотека знаний (книги и внешние публикации);
5. технологии;
6. экспертизы;
7. вопрос эксперту;
8. публикации (внутренние статьи);

9. успешные практики;
10. материалы обучающих курсов и программ;
11. материалы семинаров и конференций;
12. результаты интеллектуальной деятельности;
13. протоколы (по анализу месторождений);
14. отчеты;
15. перечень интернет-ресурсов.

Какие из них необходимо в первую очередь перенести на санкционно-независимую цифровую платформу и тиражировать на все функции — вопрос нетривиальный. При коммерциализации знаний продаваемость и эффективность становятся критериями определения того, что представляет собой стоящее знание [3]. Это значит, что наиболее используемые знания со временем увеличивают свою ценность в глазах сотрудников и становятся системообразующими практиками. Для запуска этого процесса необходимо обеспечить управление качеством знаний и видимость его применения. Поскольку эти аспекты требуют значимых инвестиций, важно понимать, какие продукты и активы потенциально принесут наибольшую выгоду.

Проблема оценки эффективности знаний остро стоит во многих инновационных организациях. Классическое решение этой задачи — отслеживание организационных показателей, на которые положительно влияет УЗ. В частности, Навигатор Скандия (Scandia) основан на понимании того, что УЗ улучшает:

- *Финансовые показатели:* доход от одного сотрудника (\$), прибыль от новых бизнес-операций (\$), отношение дохода от новых клиентов к общему доходу (%).
- *Отношение с клиентами:* отношение заключенных контрактов к продажам (%), отношение новых клиентов к ушедшим (%).
- *Процессные показатели:* время на осуществление операций (#).
- *Показатели обновления и развития:* отношение затрат на обучение к административным издержкам (%), индекс удовлетворенности сотрудников.
- *Сотрудники:* индекс лидерства, эксперты высокого ранга (%).

В перечне выше приведены лишь некоторые примеры. Всего Навигатор Скандия включает 112 метрик, которые вычисляются и соотносятся с инвестициями в УЗ по итогам фискального года [4].

## ПОДХОДЫ ЮНИТ-ЭКОНОМИКИ В ПРОЦЕССЕ УПРАВЛЕНИЯ ЗНАНИЯМИ ПОКАЗАЛИ СВОЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЯВЛЯЮТСЯ ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ.

В работе [5] автор измеряет влияние УЗ на один ключевой показатель:

- *Улучшение рыночной позиции компании* [5, с. 46]

Авторы предлагают варианты разработки одного комплексного индекса, изменение которого следует отслеживать компании год от года. В этот индекс входят показатели, связанные с созданием ценности для компании (например, *стратегическое выравнивание*), и непосредственно *финансовые показатели*. Большое внимание уделяется тому, что индекс должен разрабатываться индивидуально для каждой компании с учетом её стратегии развития, особенностей рынка и специфики технологических операций. Анни Брукинг [6] развивает концепцию технологического брокерства, которая сфокусирована на том, как УЗ способствует развитию 4 типов активов компании:

- *Рыночные активы*: бренд, клиенты, воспроизведение бизнеса, бэклог, контракты, каналы дистрибуции, лицензии и франшизы.
- *Интеллектуальная собственность*: ноу-хау, торговые секреты, торговая марка, копирайт, патенты, права на разработку.
- *Инфраструктурные активы*: технологии, методологии и процессы, корпоративная культура, методы оценки риска, управление продажами, структура финансового взаимодействия, базы данных о рынке или о клиентах, коммуникационные системы и практики их применения.
- *Сотрудники как актив*: коллективная экспертиза, навыки решения задач и способности к творчеству, лидерство, предпринимательские и управленческие навыки.

Инструментом для первичного измерения ценности знаний является аудиторский опросник из 178 позиций, связанных с вышеперечисленными параметрами. Перед началом аудита Анни задает 20 диагностических вопросов, на основе которых определяет общую зрелость УЗ в компании. Степень согласия с утверждениями измеряется по заданной шкале и формирует IC-индекс.

(IC — Intellectual Capital, интеллектуальный капитал). Примеры утверждений, которые позволяют оценить систему управления знаниями в целом:

- *«В моей компании каждый сотрудник знает свои задачи и то, какой вклад они вносят в достижение общих целей»*
- *«В моей компании существует механизм для фиксации рекомендаций сотрудников по улучшению любого аспекта бизнеса»*

Несмотря на то что вышеописанные подходы ежегодного мониторинга зарекомендовали себя в мировой практике управления знаниями, для динамично развивающейся системы в турбулентной среде они малорелевантны. Помимо того что измерение проводится только раз в год, можно отметить такой недостаток как высокая трудоёмкость анализа из-за попытки охватить комплексные проблемы. Современный бизнес-ландшафт требует новых подходов. В ситуации постоянных организационных изменений, хаотичной, быстро меняющейся бизнес-среды и трансформирующихся вызовов компании необходим метод, позволяющий управлять потоками знаний в режиме реального времени. Кроме того, необходимо оценивать как эффективность продукта в целом, так и отдельных активов, которыми он оперирует. В поисках такого решения специалисты Центра по управлению знаниями Научно-Технического Центра «Газпром нефти» обратились к юнит-экономике. Она сфокусирована на изучении бизнеса на более детальном уровне, вплоть до минутной оценки эффективности деятельности.

## РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗНАНИЙ VoK

### БАЗОВЫЕ ПРИНЦИПЫ ЮНИТ-ЭКОНОМИКИ

Разработанный в 2011 году метод экономического моделирования был внедрен во множестве бизнес-инкубаторов и ассоциаций бизнес-ангелов по всему миру. Он дает чёткий и измеримый ответ на ряд вопросов, которые волнуют инвесторов: как расширить воронку продаж, какова точка безубыточности, как откорректировать ассортимент для максимизации прибыли. Метод помогает определить прибыльность бизнеса через расчет прибыльности бизнес-юнита. В этом data-driven подходе используются более 30 показателей, ключевым из которых является прибыль и рентабельность продаж [7]. В юнит-экономике оценивается вклад в успешность бизнеса отдельно взятой единицы (unit). Как правило, ограничиваются двумя вариантами:

- 1) Юнит — это проданная единица товара (проданный товар, часть товара, ежемесячная оплата, подписка, час работы и т.д.).
- 2) Юнит — это клиент (привлеченный, вернувшийся, оплативший, оформивший подписку и т.д. в зависимости от бизнес-модели).

Рассмотрим оба метода подсчета.

В первом случае необходимо определить единицу измерения как *один проданный товар* и вести расчет по параметру *Вклад одного товара* (CM — Contribution margin) в общую выручку, который рассчитывается по формуле:

$$CM = PPU - CoGS, \quad (1)$$

где *PPU (price per unit)* — доход от одной продажи, цена товара; *CoGS (cost of goods sold)* — затраты на одну продажу.

Более детальное рассмотрение всех элементов формулы выходит за рамки данной статьи, здесь ставится цель познакомить читателя только с общим подходом. Постоянные издержки также учитываются в данной модели для определения уровня безубыточности (рис. 1). Вклад юнитов изначально уменьшается, т.к. необходимы инвестиции для их внедрения и развития. С течением времени вклад пересекает линию безубыточности, масштабирование считается целесообразным.

Единица измерения может быть практически любой версией товара, услуги или их частей — всё зависит от того, что именно создаёт ценность для клиента. Сравним юнит

для автосалона и сервиса такси: в первом случае юнит — это автомобиль, а во втором — прибыль водителя в час<sup>1</sup>. Чем дальше бизнес-модель от материальных продаж и ближе к информационным сервисам, тем сложнее определить единицу измерения как проданный товар. В связи с этим в цифровых проектах чаще ориентируются на второй подход.

Во втором случае необходимо определить единицу измерения как *один пользователь* и принимать решение в зависимости от соотношения величин LTV (life-time value) — ценность клиента на протяжении всего периода потребления и CAC (customer acquisition cost) — затраты на привлечение:

$$LTV = AOV * RPR * T, \quad (2.1)$$

$$CAC = CMS / N, \quad (2.2)$$

где *AOV (average order value)* — средний чек; *RPR (repeat purchase rate)* — частота повторных покупок; *T* — период потребления; *CMS (cost of marketing and sales)* — затраты на привлечение клиента; *N* — количество привлеченных клиентов.

При  $CAC < LTV$  можно говорить о сильной юнит-экономике. Наилучшим для бизнеса

<sup>1</sup> Некоторые авторы выделяют ситуацию, где в качестве юнита выступает время как отдельный способ подсчета. Речь идет об операционной прибыли по продукту либо по клиенту в единицу времени. Для краткости в данной работе будем считать это частным случаем описанных выше вариантов.

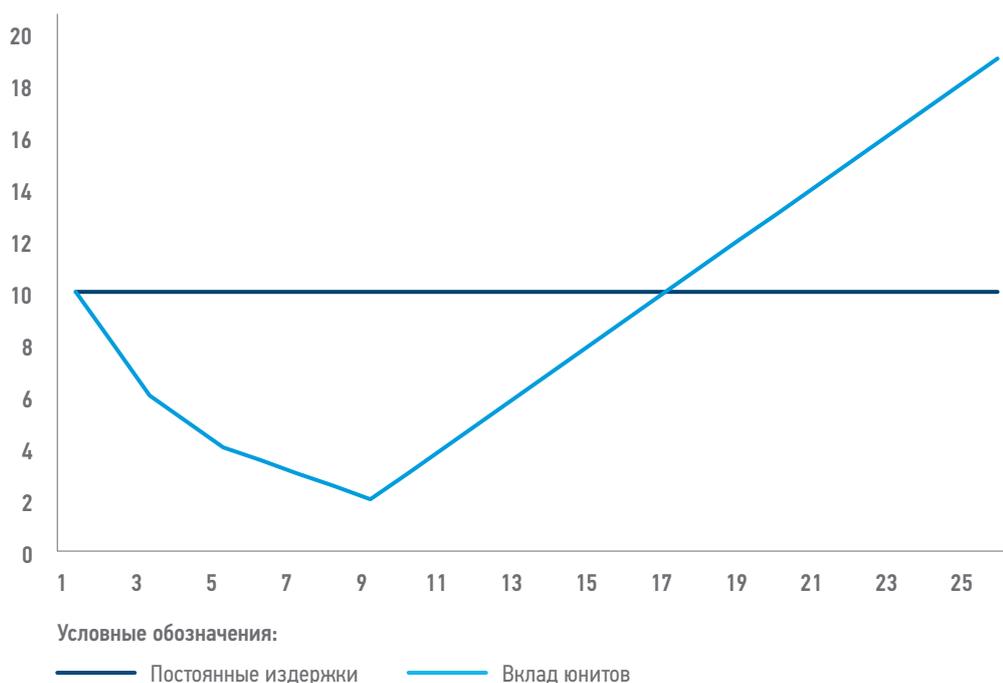


Рис. 1. Принятие решения о масштабировании юнита при преодолении уровня безубыточности (здесь и далее приведены условные единицы измерения). Составлено авторами

Fig. 1. Deciding whether the unit should be scaled based on the break-even level. Prepared by the authors

является соотношением LTV:CAC = 3:1. В этом случае можно предположить, что увеличение бюджета маркетинга с большой вероятностью окупится [7].

Таким образом, юнитом может быть кто и что угодно. Самое важное, что именно планируется масштабировать. Так, для разработчиков игр юнитом может быть новый пользователь, в приложениях с преимущественно бесплатным контентом — заплативший клиент, а для отдела кадров — новый сотрудник (момент выхода сотрудника на точку безубыточности рассчитывается на основе оценки затрат на его привлечение, а прибыльность последних двух недель перед увольнением считается близкой к нулю).

### БАРЬЕРЫ ДЛЯ АДАПТАЦИИ ЮНИТ-ЭКОНОМИКИ В ОБЛАСТЬ УЗ

Напрямую применить юнит-экономику для управления знаниями не представляется возможным. Тут можно отметить ряд барьеров:

#### Экономические

- Знания не являются объектом прямой купли-продажи, т.е. доход невозможно рассчитать по кассовым ценам, необходим более сложный механизм измерения ценности.
- Ценность от работы с инструментами УЗ получает компания, а не сотрудник, применивший знания.
- Пользователь не платит за контент иначе как своими трудозатратами. Учитывая предыдущий пункт, создается ситуация, при которой компания заинтересована компенсировать затраты сотрудника, что нетипично для моделей юнит-экономики.

#### Связанные со спецификой формирования ценности знаний

- Актив знаний как таковой (например, методика оценки запасов) не обладает собственной ценностью до тех пор, пока не будет применен сотрудниками.
- Вероятность применения знаний зависит одновременно и от качества материалов, и от квалификации сотрудника. Оба типа юнитов нужно подвергать когортному анализу.

Необходимо учитывать значимость отдельных документов и даже ключевых слов (как это было выявлено, например, в исследовании эффективности знаний компании Apple [8]) и значимость вовлечения сотрудников в роли потребителей и создателей контента. Подобно тому как индекс Хирша учитывает одновременно и количество статей, и количество авторов, которые их цитируют, «индекс здоровья» системы по управлению знаниями зависит от произведения аналогичных параметров.

### МЕТОДИКА VoK И ЕЁ ПРИМЕНЕНИЕ

Для преодоления указанных барьеров в методике VoK необходимо учитывать оба типа юнитов: актив и пользователь. Ориентиром для такого подхода может служить работа [9], где приводится формула расчета прибыли для маркетинговой компании, получающей комиссию (*Fee, %*) от продаж. В этой модели важны и сами продажи, и конверсия покупателей. Авторы отмечают, что изменение любого показателя в формуле может внести коррективы во всю модель экономики. Прибыль в их модели рассчитывается следующим образом (названия переменных изменены для обеспечения единообразия с формулами других авторов):

$$Profit = (PPU - CoGS) * APC * UA * Cr * Fee - CMS - RC - FC, \quad (3)$$

где *APC* — среднее число покупок за период; *UA* — количество уникальных посетителей сайта; *Cr* — конверсия из переходов в регистрацию; *RC* — затраты на удержание клиента; *FC* — постоянные затраты на офис, сервисную службу поддержки клиентов (кол-центр).

Поскольку для знаниевого актива невозможно узнать *PPU* напрямую, ценность отдельного актива знаний *i* (*VoK<sub>i</sub>* — Value of Knowledge) вычисляется по формуле:

$$VoK_i = E_i * P_{apl,i} \quad (4)$$

где *E* — эффект от применения знаниевого актива (*P*), аналогично формуле (1); *P<sub>apl</sub>* — вероятность его применения (%).

Эффекты от применения знаниевого актива (*E<sub>i</sub>*) разрабатываются индивидуально для каждого типа продукта:

- Система работы с извлеченными уроками (снижение потерь от ошибок — эффект).
- Вопрос эксперту (Снижение трудозатрат для продукта: сотрудник узнал более быстрый способ решения задачи).
- Картирование знаний (руководитель проекта быстрее нашёл исполнителя на определённые задачи).
- ОПИ (ускорение бизнес-процесса). Иллюстрацией ускорения бизнес-процесса для опытно-промышленных испытаний может служить кейс получения первой нефти на 20 дней раньше за счёт изменения процесса бетонирования скважины. Такой эффект рассчитывается по формуле:

$$\begin{aligned} \text{Ускорение бизнес-процесса} = \\ = (\text{Затраты времени до использования продукта} - \text{Затраты времени после использования продукта}) \cdot \text{Прирост эффекта от ускорения бизнес-процесса} \end{aligned}$$

- Публикации и др. (снижение трудозатрат на задачи, связанные с обработкой информации). Этот эффект рассчитывается по формуле:

Снижение трудозатрат =  
 = (Затраты времени до использования продукта – Затраты времени после использования продукта) · Средняя ставка оплаты труда  
 1 пользователя продукта

Вероятность применения актива ( $P_{apl}$ ) вычисляется на основе исторических данных или экспертно при их отсутствии. В данном случае накопленные в базе знаний активы позволяют осуществить более точный расчет. В частности, в базе извлеченных уроков содержится более 1800 единиц, 71 % из которых регулярно переиспользуется, часть из них (около 12 %) внедряется при планировании строительства новой скважины, что дает среднюю вероятность применения извлеченного урока в функции Бурение и ВСП 8,2 %. Как отмечалось ранее, эффект от одного знания актива невозможно рассматривать в отрыве от пользователей и системы в целом.

С учетом специфики системы и особенностей УЗ, описанных выше, был разработан комплексный индекс для оценки эффективности знаний продукта. Адаптировав уравнение (3) и подставив эффект отдельного актива (4), получаем:

$$VoK_{prod} = UA \cdot Cr \cdot S(E_i P_{apl,i}) - S C_{cr} - C_p, \quad (5)$$

где  $UA$  — количество уникальных пользователей, зашедших в систему УЗ, чел.;  $Cr$  — конверсия (процент аудитории, ознакомившийся со знаниями), %;  $C_{cr}$  (*cost of creation*) — затраты на создание актива (CapEx), например, затраты на реализацию ИТ-проекта или ЦП-проекта;  $C_p$  (*cost of product*) — затраты на развитие и поддержку продукта (CapEx, OpEx). Важно учитывать ключевые задачи юнит-экономики: оценка масштабируемости продукта или сервиса и сценарный анализ развития системы. В рамках решения этих задач сотрудники Научно-Технического Центра «Газпром нефти» выявили и систематизировали необходимые метрики, рассчитали VoK для каждого продукта (рис. 2) и разработали модель для тестирования гипотез.

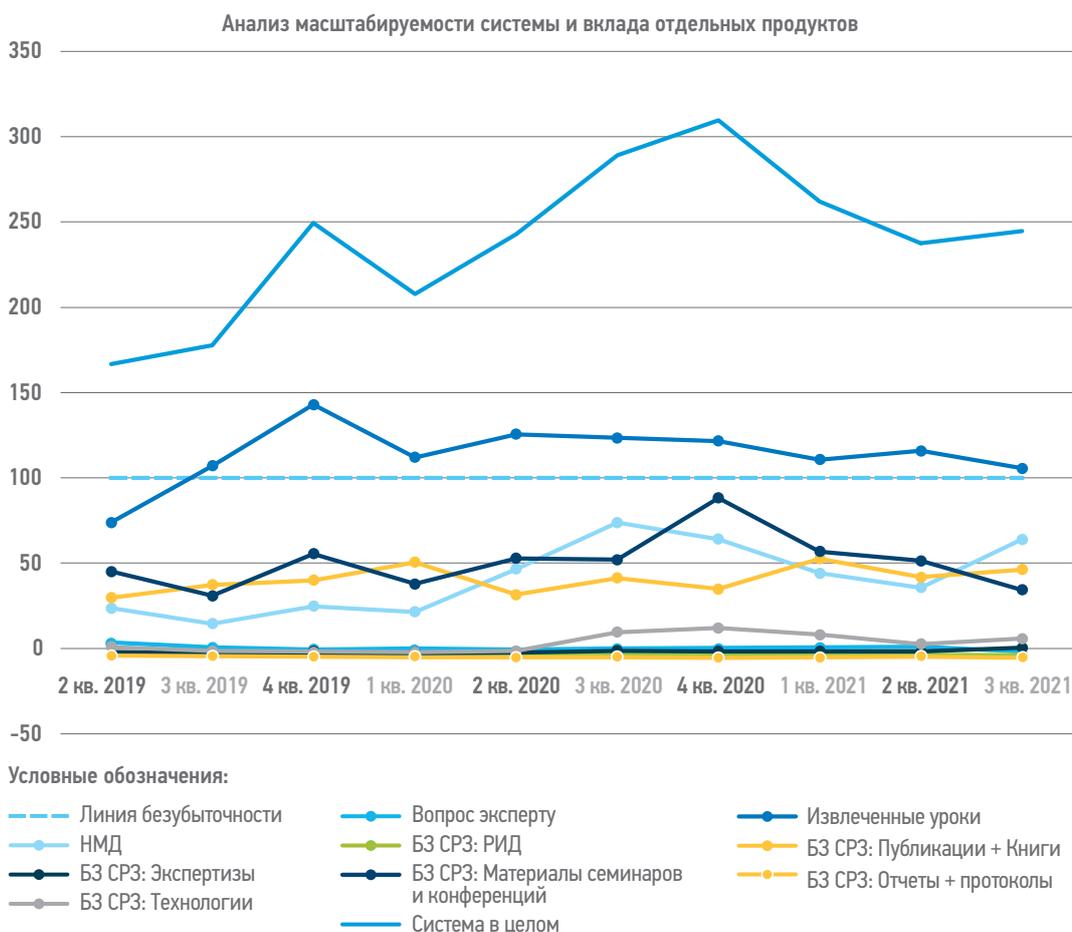


Рис. 2. Выгрузка из модели расчета VoK. Составлено авторами на основе аналитических данных системы распространения знаний

Fig. 2. VoK-model calculation query. Compiled by the authors based on analytical data of the knowledge dissemination system

Уровень безубыточности всей системы отмечен как 100 условных единиц. Уровень безубыточности каждого отдельного продукта не отмечен, чтобы не перегружать график. Рассчитанные значения VoK сравниваются с уровнем безубыточности — фиксированными издержками на разработку продукта. При  $VoK_{prod} > C_{fixed}$  принимается решение о тиражировании продукта. Как видно на графике, эффект от извлеченных уроков как таковых окупает существование системы в целом. Кроме того, можно отметить значимый вклад материалов семинаров и конференций в 4 кв. 2020 года и обращения к НМД в 3 кв. того же года. Общая динамика развития системы положительная, прирост эффекта составляет около 10 пунктов в квартал, что за 2,5 года составляет 100 пунктов, т.е. ценность (VoK) в два раза превысила фиксированные издержки на разработку системы. Еще одной стороной анализа является работа с нижней частью графика, где  $VoK_{prod} < C_{fixed}$ . Для продуктов с низкой маржинальностью проводится аудит, выявляются проблемные места. По итогам анализа принимается решение о доработке продукта либо о его интеграции в другие системы. При этом накопленные знаниевые активы сохраняются и переиспользуются.

## ОБСУЖДЕНИЕ И ВЫВОДЫ

### ЗНАЧИМЫЕ ЭФФЕКТЫ ОТ МАЛЫХ ОБЪЕКТОВ И МИКРОСЕРВИСОВ

Как было упомянуто выше, в качестве объекта управления рассматривается один актив знаний: один термин, одна завершенная мысль, одна формула, один принцип. Разделение на малые объекты позволяет управлять ценностью знаний на основе предпочтений сотрудников и внедрять принципы *Организационного забывания*. Целенаправленное исключение неактуальных знаний из общей базы позволяет снизить информационную нагрузку и повысить готовность к переменам [10]. Предложенный подход предъявляет повышенные требования к инструментам отслеживания метрик и аналитики. Это стало одним из факторов, обусловивших необходимость разработки нового цифрового решения — портала «Моя функция».

В новой системе есть возможность управлять продуктом высокоточно, на уровне микросервисов, анализируя данные по каждому из них. Это позволяет отслеживать многообразные действия пользователей цифровой платформы и управлять качеством материалов. Приоритеты в развитии общего

функционала самой платформы, ее микросервисов и методологии работы со знаниевыми активами определяются на основании полученных данных.

Непрерывный онлайн-мониторинг и анализ данных открывают возможность для сокращения сроков окупаемости системы в целом за счет:

- расширения использования, внедрения и улучшения ключевых объектов и микросервисов, оказывающих положительное влияние на экономические результаты деятельности;
- своевременного выявления нерентабельных микросервисов, отказа от их поддержки и использования в системе;
- определения микросервисов, показывающих временный операционный спад, что позволяет команде Центра по управлению знаниями оперативно разрабатывать и проводить корректирующие мероприятия для его устранения (например, проводятся коммуникационные сессии с пользователями для выявления областей, в которых необходима корректировка/доработка функционала, меняется формат донесения ценности предлагаемых решений).

## НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

В работе [9] отмечается, что достичь эффективности бизнеса можно при условии прибыльности каждой отдельной единицы товара или услуги. Для этого подчеркивается важность анализа эффективности работы персонально с каждым из клиентов на основе метрик юнит-экономики. Необходимо проводить когортный анализ/сегментирование пользователей и активов знаний. Сейчас выделяются: 1) различные категории пользователей по степени активности в системе на основе таких метрик как частота входа в систему, количество загруженных документов, продолжительность работы в системе; 2) категории материалов в зависимости от количества их просмотров.

Представленные выше микросервисы на новой цифровой платформе будут оцениваться по нескольким критериям значимости, включая процент дочитывания карточки материала, последующее скачивание вложений или открытие самого актива в системе, оценки и реакции пользователей на просмотренный актив (добавление в избранное, оценка по системе лайк/дизлайк, комментирование карточки материала актива).

Данная информация, в совокупности с анализом профиля пользователя на платформе позволит на следующих этапах разработать

и внедрить систему отслеживания актуальности знаниевого актива, а также рекомендательную систему, которая будет предлагать наиболее релевантные для пользователя материалы по знаниевым активам. Это повлечет за собой увеличение количества просмотров и использования материалов в операционной и проектной деятельности.

Многие проекты по управлению знаниями жизнеспособны только при достижении определённой критической массы, которая учитывает такие взаимосвязанные параметры как количество пользователей и количество накопленных материалов. Одна из задач дальнейших

исследований — рассчитать пороговое значение, после которого система становится самоподдерживающейся.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье впервые был рассмотрен предпринимательский подход к управлению знаниями в нефтяной отрасли, при котором УЗ — это не статья затрат, а механизм масштабирования ценности знаний. Для оценки эффектов применен подход юнит-экономики. Впервые был применен инструмент оценки инвестиционного потенциала знаниевых активов для управления системой УЗ.

### Список литературы

1. Ареньков И.А., Крылова Ю.В., Цензарик М.К. Клиентоориентированный подход к управлению бизнес-процессами в цифровой экономике // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. — 2017. — Т. 10. — № 6. <https://doi.org/10.18721/JE.10602>
2. Клачек П.М., Полупан К.Л., Либерман И.В. Цифровизация экономики на основе системно-целевой технологии управления знаниями // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. — 2019. — Т. 12. — № 3. <https://doi.org/10.18721/JE.12301>
3. Garrick, J., Chan, A. Knowledge management and professional experience: the uneasy dynamics between tacit knowledge and performativity in organizations // *Journal of knowledge management*, Emerald, UK. — 2017. — № 21. — P. 872–884. <https://doi.org/10.1108/JKM-02-2017-0058>
4. Edvinsson L. IC 21: reflections from 21 years of IC practice and theory // *Journal of intellectual Capital*, Emerald, UK. — 2013. — № 14. — P. 163–172. <https://doi.org/10.1108/14691931311289075>
5. Roos J., Edvinsson L., Roos G. *Intellectual Capital: Navigating in the New Business Landscape*, Springer, Germany. — 1998. — 132 p.
6. Brooking A. On the importance of managing intangible assets as part of corporate strategy // *The Proceedings of the 2nd European Conference on Intellectual Capital*. — 2010. — 137 p.
7. Архипова Л.И. Юнит-экономика как инструмент прогнозной аналитики в маркетинге. Веб-программирование и интернет-технологии WebConf2021. — БГУ, 2021. — С. 180–182. <https://elib.bsu.by/handle/123456789/261694>
8. Jong-Min K., Sunghae J. Graphical causal inference and copula regression model for Apple keywords by texting mining. *Adv. Eng. Inform.* — 2015. — № 29. — С. 918–929.
9. Васильева Е.В., Лосева В.В. Воронка онлайн-продаж как аналитический инструмент управления эффективностью бизнеса // *Управление*. — 2019. — № 7 (3). — С. 63–74.
10. Barani S., Rashnoadi Y., Khamehchi H., Javashi Jadid S. A meta-analysis of the antecedents and consequences of targeted organizational forgetfulness // *Journal of Human Resource Studies*. — 2021 — № 11(4). — С. 174–195.

### References

1. Arenkov I.A., Krylova Yu.V., Tsenzharik M.K. Customer-centric approach to business process management in the digital economy, *St. Petersburg State Polytechnical University Journal. Economics*. 2017, no. 10 (6), pp.18–30 (In Russ). <https://doi.org/10.18721/JE.10602>
2. Klachek P.M., Polypan P.K., Liberman I.V. Digitalization of economy based on systemic target technology of knowledge management, *St. Petersburg State Polytechnical University Journal. Economics*, 2019, no. 12 (3), pp. 9–19 (In Russ). <https://doi.org/10.18721/JE.12301>
3. Garrick J., Chan A. Knowledge management and professional experience: the uneasy dynamics between tacit knowledge and performativity in organizations. *Journal of knowledge management*, Emerald, UK. 2017, no. 21, pp. 872–884.
4. Edvinsson L. IC 21: reflections from 21 years of IC practice and theory. *Journal of intellectual Capital*, Emerald, UK. — 2013, no. 14, pp. 163–172. <https://doi.org/10.1108/14691931311289075>
5. Roos J., Edvinsson L., Roos G. *Intellectual Capital: Navigating in the New Business Landscape*, Springer, Germany. — 1998, 132 p.
6. Brooking A. On the importance of managing intangible assets as part of corporate strategy. *The Proceedings of the 2nd European Conference on Intellectual Capital*, 2010, 137 p.
7. Arkhipova L.I. Unit-economy as a predictive analytics tool in marketing. *Web programming and Internet technologies WebConf 2021*. BSU, 2021, pp. 180–182. <https://elib.bsu.by/handle/123456789/261694>
8. Jong-Min K., Sunghae J. Graphical causal inference and copula regression model for Apple keywords by texting mining. *Adv. Eng. Inform.*, 2015, no. 29, pp. 918–929.
9. Vasilyeva E.V., Loseva V.V. Online sales funnel as an analytical tool for business efficiency management. *Management*. — 2019, no. 7(3), pp. 63–74.
10. Barani S., Rashnoadi Y., Khamehchi H., Javashi Jadid S. A meta-analysis of the antecedents and consequences of targeted organizational forgetfulness. *Journal of Human Resource Studies*, 2021, no. 11(4), pp. 174–195.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Э.Я. Гринберг** — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи.

**В.В. Можаров** — принял активное участие в организации и координации работ по разработке метода оценки эффективности знаний, реализовал внедрение разработанной методологии.

**Б.В. Белозеров** — принял активное участие в организации работ и оказал экспертную поддержку в области метода оценки эффективности знаний, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Е.А. Верзин** — оказал экспертную поддержку в области вклада микро-сервисов в оценку эффективности знаний и специфики работы портала «Моя функция».

**Elvira Y. Grinberg** — developed the concept of the article, prepared the text of the article.

**Vasily V. Mozharov** — took an active part in the organization and coordination of method development for the value of knowledge evaluation, implemented the methodology.

**Boris V. Belozerov** — took an active part in the organization of work and provided expert support in the field of the value of knowledge evaluation, approved the published version of the article.

**Evgeny A. Verzin** — provided expert support in the field of the micro-services contribution to the value of knowledge evaluation. Consulted on the specifics of the portal "My function".

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Эльвира Яковлевна Гринберг** — ассистент, Институт компьютерных наук и технологий, Санкт-Петербургский политехнический университет имени Петра Великого  
194064, Россия, г. Санкт-Петербург,  
ул. Политехническая, д. 29.  
e-mail: Grinberg.EYa@gazpromneft-ntc.ru  
Scopus ID: 57197853384,

**Василий Васильевич Можаров\*** — кандидат технических наук, руководитель программ по управлению бизнес-процессами менеджмента знаний, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д,  
e-mail: Mozharov.VV@gazpromneft-ntc.ru

**Борис Владимирович Белозеров** — директор по развитию функции «Геолого-разведочные работы», ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д,  
e-mail: Belozerov.BV@gazpromneft-ntc.ru  
Scopus ID: 56369397300

**Евгений Андреевич Верзин** — ведущий специалист НОЦ «Газпромнефть-Политех»  
194064, Россия, г. Санкт-Петербург,  
ул. Политехническая, д. 29.  
e-mail: Verzin.EA@gazpromneft-ntc.ru

**Elvira Ya. Grinberg** — Assistant, Institute of Computer Science and Technology, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University  
29, Politechnicheskaya str., 194064, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Grinberg.EYa@gazpromneft-ntc.ru  
Scopus ID: 57197853384

**Vasily V. Mozharov\*** — Cand. Sci. (Tehn.), Head of Programs for knowledge management business process, LLC "Gazpromneft Science & Technology Centre"  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
tel.: (+7 812) 313-69-24 (\*23154)  
e-mail: Mozharov.VV@gazpromneft-ntc.ru

**Boris V. Belozerov** — Development Director of the "Geological Exploration", LLC Gazpromneft STC,  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
tel.: +7 (812) 313-69-24 (\*3237)  
e-mail: Belozerov.BV@gazpromneft-ntc.ru  
Scopus ID: 56369397300

**Evgeny A. Verzin** — Leading specialist,  
REC Gazpromneft-Polytech  
29, Politechnicheskaya str., 194064, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Verzin.EA@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

**К.В. Першина<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>АО «Самаранефтегаз», РФ, Отрадный

<sup>2</sup>Самарский государственный технический университет, РФ, Самара

© К.В. Першина, 2022

**Электронный адрес:** froilinka@rambler.ru



В данной статье представлена информация о проектах по снижению углеродного следа в нефтегазовой промышленности, существующих проблемах в сфере реализации и необходимых инструментах для их решения.

Знакомство с методами улавливания, закачки и хранения углекислого газа (CCS), утилизации попутного нефтяного газа и рационального использования энергоресурсов (энергоэффективности) поможет открыть нефтегазовому комплексу новую реальность, принести дополнительные баллы в таблице климатически ответственных компаний, сократить выбросы парниковых газов и загрязняющих веществ в атмосферу.

**Введение.** В настоящее время «зеленые» технологии становятся конкурентоспособными по сравнению с традиционными источниками и начинают получать господдержку, что открывает огромные возможности для развития нового направления нефтегазовых компаний. Нефтяной отрасли приходится учиться жить в ситуации, когда нужно и удовлетворить спрос на нефть, и сделать это максимально правильным для экологии способом. Для этого требуется выработать свою тактику участия в глобальных климатических боях.

**Цель.** Цель компаний — в рамках своих инвестиционных проектов достичь углеродной нейтральности до 2060 года.

**Задачи, материалы и методы.** Стратегические задачи по достижению снижения углеродного следа могут быть достигнуты за счет внедрения систем мониторинга, новых механизмов обнаружения утечек, оптимизации технического обслуживания и модернизации технологий и оборудования для снижения или полного прекращения выбросов или утечек газа.

**Результат.** Результатом решения поставленных задач станет ограничение выбросов парниковых газов до минимальных значений, увеличение поглощающей способности лесов и самое главное — признание привлекательности российского климатического рынка для международных инвестиций.

**Заключение.** В заключение следует отметить, что декарбонизация — это длительный процесс с множеством неизвестных, поэтому важно, чтобы компании нефтегазового спектра уже сейчас активно вкладывались в энергетический переход и реально что-то делали для снижения выбросов. Это позволит избежать катастрофических последствий в будущем.

**Ключевые слова:** снижение углеродного следа, «зеленые» технологии, экология, нефть, газ

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

**Для цитирования:** Першина К.В. Декарбонизация российской нефтегазовой промышленности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):115–118. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-115-118>

*Статья поступила в редакцию 27.01.2022*

*Принята к публикации 31.03.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

## DECARBONIZATION OF THE RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY

**Kristina V. Pershina<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>AO "Samaraneftegaz", RF, Otradny

<sup>2</sup>Samara State Technical University, RF, Samara

**E-mail:** froilinka@rambler.ru

This article presents projects to reduce the carbon footprint in the oil and gas industry, existing problems in the field of implementation and the necessary tools to solve them.

Familiarity with the methods of carbon dioxide capture, injection and storage (CCS), utilization of associated petroleum gas and rational use of energy resources (energy efficiency) will help open up a new reality for the oil and gas complex, bring additional points in the table of climate-responsible companies, reduce greenhouse gas emissions and pollutants into the atmosphere.

**Introduction.** Currently, "green" technologies are becoming competitive compared to traditional sources and are beginning to receive state support, which opens up huge opportunities for the development of a new direction of oil and gas companies. The oil industry has to learn to live in a situation where it is necessary to meet the demand for oil and do it in the most environmentally correct way. To do this, you need to develop your own tactics for participating in global climate battles.

**Purpose.** The goal of companies in their investment projects is to achieve carbon neutrality by 2060.

**Tasks, methods and materials.** Strategic objectives to achieve carbon footprint reduction can be achieved through the introduction of monitoring systems, new leak detection mechanisms, optimization of maintenance and modernization of technologies and equipment to reduce or completely stop gas emissions or leaks.

**Result.** The result of solving these tasks will be limiting greenhouse gas emissions to minimum values, increasing the absorption capacity of forests and, most importantly, recognizing the attractiveness of the Russian climate market for international investment.

**Conclusion.** In conclusion, it should be noted that decarbonization is a long process with many unknowns, so it is important that companies in the oil and gas spectrum are already actively investing in the energy transition and actually doing something in the field of reducing emissions. This will avoid catastrophic consequences in the future.

**Keywords:** carbon footprint reduction, "green" technologies, ecology, oil, gas

**Conflict of interest:** the author declares that there is no conflict of interest.

**For citation:** Pershina K.V. Decarbonization of the Russian oil and gas industry. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):115–118. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-115-118>

*Manuscript received 27.01.2022*

*Accepted 31.03.2022*

*Published 30.09.2022*

## ВВЕДЕНИЕ

Декарбонизация энергетического сектора, вероятно, является одной из главных мировых проблем будущего. [1] Глобальные изменения требуют радикальной трансформации и совершенствования систем производства энергии для достижения целей по сокращению выбросов парниковых газов.

Промышленная декарбонизация является сложной задачей, учитывая относительную нехватку низкоуглеродных технологий, доступных для внедрения в труднодоступные отрасли производства, такие как черная металлургия, нефтяная и химическая промышленность.

Вопросы климата, декарбонизации и энергетического перехода в 2022 году стали чрезвычайно важными для российских политических и бизнес-кругов. Россия активно включилась в мировую зеленую повестку, приняв целый ряд законодательных актов в области климата. Эта повестка заставляет компании в разных секторах экономики задумываться о том, как они могут внести свой вклад в снижение углеродного следа.

углеродного следа будет зависеть от наличия ресурсов (сырья, низкоуглеродного топлива и энергии), технологий и стоимости их внедрения.

Нефтяная индустрия уже начинает пересматривать существующие стратегии развития и добавлять в свой портфель «зеленые» проекты.

## ЦЕЛЬ

Сокращение выбросов парниковых газов, переход к низкоуглеродному развитию для борьбы с изменением климата.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Анонсируются следующие запуски климатических проектов в нефтяной отрасли:

- Улавливание, использование и хранение углерода (CCUS).
- Утилизация попутного нефтяного газа.
- Энергоэффективность.

Первый проект — улавливание, использование и хранение углерода (CCU) — одно из новых веяний. Являясь одной из экологически чистых технологий, она может быть реальным способом решения климатических проблем. Данный способ решает противоречия между экономическим развитием и охраной окружающей среды.

Сам процесс можно определить как процесс улавливания и очистки диоксида углерода из промышленных отходящих газов или процесса сжигания топлива для хранения и промышленного использования.

Существует много способов промышленного применения диоксида углерода, среди которых наиболее перспективной технологией является его использование для повышения нефтеотдачи пластов. Закачка углекислого

## ПРИМЕНЕНИЕ УСТАНОВКИ ПО РАЗДЕЛЕНИЮ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ ВЫБРОСЫ CO<sub>2</sub> НА 7 % НА ОБЪЕКТАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.

Из-за опасений по поводу изменения климата происходит резкое и стремительное движение в сторону изменения энергетического баланса: переход от ископаемого топлива на основе углерода к более чистым альтернативным источникам. Выбор пути снижения

газа в истощенные пласты может увеличить добычу за счет снижения вязкости сырой нефти и увеличения давления вытеснения. При увеличении добычи нефти и газа часть углекислого газа будет постоянно поглощаться под землей.

Второй проект — утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ). Существует большой набор технологий — от использования уловленного ПНГ в скважине до его переработки как сырья для нефтегазохимии. В связи с тем что ПНГ — многокомпонентный газ, в состав которого входит значительное количество метана, этана, пропана, бутана и других углеводородов, то с экологической точки зрения его сжигание лучше, чем просто выброс в атмосферу.

Проблемы с утилизацией связаны с частым ограниченным доступом к транспортной развязке и необходимостью значительных стартовых инвестиций [2].

Например, компания «Газпром нефть» разработала и запустила в промышленную эксплуатацию установку по разделению попутного нефтяного газа на полезные фракции. Оборудование позволит снизить углеродный след за счет повышения эффективности подготовки ПНГ [4].

Получаемый из ПНГ сухой отбензиненный газ используется для генерации электроэнергии, а газовый конденсат вместе с нефтью направляется в магистральные нефтепроводы.

Применение одной такой установки позволит снизить выбросы CO<sub>2</sub> на 7 % на объектах подготовки нефти и газа.

Третий проект — энергоэффективность — это рациональное использование энергетических ресурсов, достижение экономической оправданности их применения при существующем уровне развития техники и технологии, а также соблюдение требований по охране окружающей среды. Это один из наиболее доступных способов сократить выбросы парниковых газов. В краткосрочной перспективе компании

нефтегазового сектора фокусируют свои усилия по декарбонизации именно на методах эффективного использования ресурсов и энергии.

К недостаткам метода относится возможность его использования только временно, для достижения значительных результатов по снижению углеродного следа требуется значительное финансирование и внедрение новых разработок.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

По оценкам некоторых компаний, до 40 % всех связанных с эффективностью возможностей для декарбонизации являются коммерчески привлекательными даже без дополнительного финансирования (при текущем уровне цен). Результаты исследований показывают, что необходимым условием для запуска инвестиций в проект по преобразованию CCS является высокая цена на углерод или уровень налога на углерод, а использование улавливаемого углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов может эффективно повысить экономичность проекта. Применяя метод утилизации попутного газа с помощью установки, разработанной «Газпром нефтью», возможно существенное сокращение выбросов CO<sub>2</sub>.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Налоговые льготы повысят рентабельность и инвестиционную привлекательность для реализации климатических проектов и будут мощным сигналом для инвесторов. Важно также четко сформулировать уникальное конкурентное преимущество стратегии декарбонизации нефтяной компании для внешних заинтересованных сторон и активно рассказывать о своих достижениях на международных площадках.

### Список литературы

1. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Басниева Е.К. Цифровая модернизация нефтегазового производства в условиях снижения углеродного следа // Известия ТулГУ. Науки о Земле. 2022. Вып. 1, Экономика, 2020. — С. 467–476.
2. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. Центр энергетики Московской школы управления Сколково, 2021. — 158 с.
3. Афанасьев С.В., Волков В.А. Снижение углеродного следа в нефтедобыче // Neftegaz.RU. — № 10. — 2021.
4. Интернет-ресурс «Нефтянка» — Новые технологии декарбонизации нефти «Газпром нефть». <http://neftianka.ru/novye-tehnologii-dekarbonizacii-gazprom-nefti/>

### References

1. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Basnieva E.K. Digital modernization of oil and gas production in conditions of carbon footprint reduction. *News of TULSU. Earth sciences*. 2022. Issue 1, Economics, 2020. Pp. 467–476.
2. *Decarbonization of the oil and gas industry: international experience and priorities of Russia*. Energy Center of the Moscow School of Management Skolkovo, 2021. 158 p.
3. Afanasyev S.V., Volkov V.A. Reduction of the carbon footprint in oil production. *Neftegaz.RU*. No. 10. 2021.
4. The Internet resource "Neftyanka" — New technologies of decarbonization of Gazprom Neft oil. <http://neftianka.ru/novye-tehnologii-dekarbonizacii-gazprom-nefti/>

## **ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS**

---

**К.В. Першина** — внесла основной вклад в разработку концепции статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

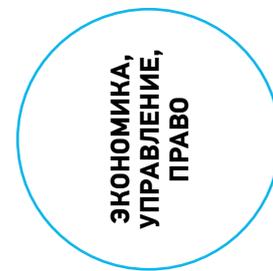
**Kristina V. Pershina** — made the main contribution to the development of the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

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

---

**Кристина Валерьевна Першина** — инженер, АО «Самаранефтегаз»; аспирант кафедры «Техносферная безопасность и сертификация производств», Самарский государственный технический университет  
446304, Россия, г. Отрадный, ул. Первомайская, д. 34.  
443100, Россия, г. Самара, ул. Молодогвардейская, д. 244.  
e-mail: froilinka@rambler.ru

**Kristina V. Pershina** — Engineer, AO "Samaraneftegaz"; Postgraduate student of the Department "Technosphere Safety and Certification of Production", Samara State Technical University  
34, Pervomaiskaya str., 446304, Otradny, Russia.  
244, Molodogvardeyskaya str., 443100, Samara, Russia.  
e-mail: froilinka@rambler.ru



# ТЕХНОЛОГИЯ «ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК» КАК ИНСТРУМЕНТ ИНТЕГРАЦИИ МЕЖДУ ВУЗАМИ И ПРОМЫШЛЕННЫМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ

© И.Н. Леонтьева,  
2022



**И.Н. Леонтьева**

Санкт-Петербургский государственный университет, РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** iraleo@inbox.ru

Осуществление интеграционных процессов между вузами и промышленными предприятиями — важное условие достижения практикоориентированности современного образования и соответствия компетенций выпускников вузов запросам работодателей реального сектора экономики. Инновационная цифровая экономика при этом требует особых подходов и инструментов. На первый план выходят такие передовые технологии, как «цифровой двойник».

**Цель.** Создание рекомендаций по организации интеграционных процессов между учреждениями высшего образования и промышленными предприятиями российского рынка в цифровой среде.

**Материалы и методы.** Для разработки рекомендаций использованы методы сравнительного анализа, классификации, экспертные интервью, наблюдение, анализ источников информации.

**Результаты.** Созданы перечни факторов, условий, рисков внедрения технологии «цифровой двойник», разработан алгоритм внедрения цифровых двойников в образовательные процессы вуза. Также разработана методика оценки эффективности данной интеграции.

**Заключение.** Полученные результаты обладают практической ценностью для реальных предприятий российской промышленности и отечественных вузов и могут быть использованы при рассмотрении целесообразности внедрения цифровых инструментов в интеграционные процессы между вузами и промышленными предприятиями.

**Ключевые слова:** цифровой двойник, практико-ориентированное обучение, интеграция, промышленное предприятие, вуз

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

**Для цитирования:** Леонтьева И.Н. Технология «цифровой двойник» как инструмент интеграции между вузами и промышленными предприятиями. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):119–128. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-119-128>

*Статья поступила в редакцию 26.04.2022*

*Принята к публикации 27.05.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

## “DIGITAL TWIN” TECHNOLOGY AS A TOOL OF INTEGRATION BETWEEN UNIVERSITIES AND INDUSTRIAL ENTERPRISES

**Irina N. Leonteva**

Saint Petersburg State University, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** iraleo@inbox.ru

**Background.** The implementation of integration processes between universities and industrial enterprises is an important condition for achieving a practice-oriented modern education and matching the competencies of university graduates to the needs of employers in the real sector of the economy. At the same time, the innovative digital economy requires special approaches and tools. Such advanced technologies as the “digital twin” are coming to the fore.

**Aim.** The purpose of the study was to create recommendations on the organization of integration processes between higher education institutions and industrial enterprises of the Russian market in the digital environment.

**Materials and methods.** Methods of comparative analysis, classification, expert interviews, observation, analysis of information sources were used to develop recommendations.

**Results.** As a result of the research, lists of factors, conditions, risks of the introduction of the “digital twin” technology were created, an algorithm for the introduction of digital twins into the educational processes of the university was developed. A methodology for evaluating the effectiveness of this integration has also been developed.

**Conclusion.** The results obtained have practical value for real enterprises of Russian industry and domestic universities and can be used when considering the feasibility of introducing digital tools into integration processes between universities and industrial enterprises.

**Keywords:** digital twin, practice-oriented training, integration, industrial enterprises, universities

**Conflict of interest:** The author declares that there is no conflict of interest.

## ВВЕДЕНИЕ

Современный мир требует новых подходов к различным аспектам функционирования реального сектора экономики, в том числе к компетенциям кадрового состава предприятий. Глобализация экономики и интеграция Российской Федерации в мировые экономические процессы — это факторы, требующие новых путей к организации обучения будущих сотрудников в сфере промышленности. Интеграция системы высшего образования и промышленных предприятий при этом — один из способов реализации современного практико-ориентированного высшего образования, позволяющего выводить на рынок труда подготовленных высококвалифицированных специалистов, обладающих профессиональными и цифровыми компетенциями и полностью соответствующих требованиям промышленных предприятий.

## ЦЕЛЬ

Целью работы стала разработка рекомендаций по интеграции вузов и промышленных предприятий в цифровой среде в целях кадрового обеспечения инновационной цифровой экономики. В ходе достижения данной цели решались задачи по разработке рекомендаций для интеграции учреждений высшего профессионального образования и промышленных предприятий, а также методики оценки эффективности внедрения данных рекомендаций.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Высшие учреждения образования можно типизировать по нескольким профильным направлениям подготовки специалистов. Так, выделяют следующие типы вузов:

- классические;
- технические;
- транспортные;
- медицинские, фармацевтические, ветеринарные;
- аграрные;
- социально-экономические;

- юридические;
- педагогические;
- гуманитарные;
- физкультуры и спорта;
- теологические;
- творческие;
- военные;
- негосударственные.

Особый интерес при этом в рамках исследования вызывают вузы-участники национальной программы «Приоритет-2030», целью которой является создание сети вузов-пионеров по формированию новых технологий и их внедрению в отечественную экономику, а также подготовка высококвалифицированных специалистов, ориентированных на запросы реального сектора экономики РФ. Специальная часть гранта, выдаваемая вузам в рамках программы, предполагает развитие университетов в части взаимодействия с предприятиями реальной экономики. Вузы, получившие гранты данной программы, обладают рядом особенностей, среди которых:

- амбициозность программ университета;
- потенциал и признание вуза;
- взаимодействие с государственными органами;
- наличие условий для формирования цифровых компетенций у выпускников [1].

На основании этих критериев можно сделать также вывод о высоком уровне цифровой зрелости и цифровизации данных учебных учреждений, что является условием для формирования цифровых компетенций и для развития высоких технологий.

Соответствие вузов данным критериям делает их особо релевантными тематике исследования, т.к. предполагает возможности и условия внедрения партнерских образовательных программ на основе современных цифровых инструментов — таких, как «цифровые двойники».

Учитывая данные, полученные в результате анализа источников информации и проведенных экспертных интервью, можно сделать вывод о невысокой степени соответствия профессиональных компетенций выпускников современных вузов запросам реальных работодателей, что, несомненно, приводит к кадровому голоду, длительному периоду адаптации молодых специалистов

и пониженному качеству труда. Возможный способ решения данных проблем — внедрение в образовательный процесс технологии «цифровой двойник» и создание соответствующих образовательных программ, в том числе на основе базовых кафедр.

«Цифровые двойники» в зависимости от отрасли, в которой они применяются, предполагают наличие различных объектов моделирования, в числе которых как отдельные объекты, так и целые системы объектов, процессы, информационные системы. Данные о возможных сферах применения цифровых копий представлены в **табл. 1**.

Согласно представленным данным, возможности использования цифровых копий довольно широки и охватывают практически все типы высших учебных учреждений. Так, в педагогических вузах целесообразно создавать «цифровые двойники» процессов; сфера транспорта и логистики предполагает моделирование физических объектов и их перемещений, процессов и систем; в аграрных вузах можно использовать модели климатических условий, растений, урожая; в ветеринарии и медицине находят отклик виртуальные копии животных и людей, что позволяет студентам данных профилей обучаться своему делу в безопасной среде, без доступа к живым объектам. Однако наибольшие возможности применения «цифровых двойников» лежат в области профильных технических вузов, где предметами изучения и в то же время объектами моделирования могут выступать оборудование, системы, цепочки оборудования, месторождения, заводы, устройства, электростанции.

Таким образом, применение «цифровых двойников» можно считать гипотетически обоснованным для вузов следующих типов: технический, транспортный, медицинский, фармацевтический, аграрный, педагогический, физкультуры и спорта, творческий, военный.

## НАИБОЛЬШИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ «ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ» ЛЕЖАТ В ОБЛАСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ ВУЗОВ, ГДЕ ОБЪЕКТАМИ МОДЕЛИРОВАНИЯ МОГУТ ВЫСТУПАТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЗАВОДЫ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.

Внедрение «цифровых двойников» как инструментов интеграции в партнерских образовательных программах вузов можно отнести к инновационным проектам. Также в данном случае можно говорить о создании образовательной программы, внедрении новой технологии и о запуске IT-проекта. Все четыре перечисленные проектные сущности обладают как общими, так и специфическими условиями, рисками и эффектами.

### ФАКТОРЫ ВНЕДРЕНИЯ «ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ» В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС

В рамках исследования автором выделены следующие факторы, являющиеся основанием для рассмотрения возможности внедрения технологии «цифровой двойник» в образовательный процесс в рамках базовых кафедр партнеров-работодателей:

**Таблица 1.** Типы объектов «цифровых двойников» и возможное применение в разных типах вузов  
**Table 1.** Types of “digital twins” objects and possible application in different types of universities

Отрасль	Объект «цифровых двойников»	Тип вуза
Добыча и переработка полезных ископаемых	Месторождения, заводы, оборудование, системы	Технический
Крупное производство	Оборудование, системы, цепочки оборудования	
Энергетика	Оборудование, системы, электростанции	
ИТ-инфраструктура	Устройства, системы, сервисы	
Строительство	Здания, кварталы	
Урбанистика	Города	
Дизайн	Предметы интерьера	Творческий
Ретейл	Загрузка торговых залов, перемещение товаров	Социально-экономический
Транспорт и логистика	Физические объекты, цепочки поставок, процессы, системы	Транспортный
Образование	Процессы	Педагогический
Космическая отрасль	Космические корабли и их детали, процессы	Технический, военный
Медицина, ветеринария	Люди, животные	Медицинский
Спорт	Тактика командной игры, командные тренировки	Педагогический, военный, физкультуры и спорта
Сельское хозяйство	Климатические условия, урожай, растения	Аграрный

1) наличие сложного высокотехнологичного оборудования и/или систем (например, роботизированные ячейки) на предприятии;

2) наличие комплексных информационных, корпоративных систем на предприятии (ERP — англ. Enterprise Resource Planning, планирование ресурсов предприятия, MRP — англ. Material Requirements Planning — планирование потребности в материалах и т.д.);

3) сложность, невозможность или нецелесообразность проведения практики студентов непосредственно на предприятии (удаленность, закрытость предприятия, отсутствие ресурсов);

4) сложность проведения манипуляций над предметом изучения (человек, животное, дорогое оборудование, масштабный объект типа завода, месторождения);

5) наличие действующих «цифровых двойников» у работодателя;

6) наличие стратегических задач у акторов.

Данные факторы и предпосылки для внедрения «цифровых двойников» в систему высшего образования можно представить в **табл. 2**, ранжировав факторы по степени важности. Также в **табл. 2** указана связь с типами вузов.

Таким образом, каждый фактор может быть или специфичным для отдельных типов вузов, или общим для всех типов, а также приводить к возникновению предпосылок для внедрения «цифровых двойников». Данные предпосылки в основном связаны с необходимостью замены физических

объектов изучения их виртуальными копиями. Так, например, сложно представить ошибки при учебных врачебных манипуляциях над человеком или животным, доступ обучающихся к дорогому высокотехнологичному оборудованию без наличия навыков, знаний и компетенций.

Наличие одного или нескольких указанных факторов — лишь предпосылка для внедрения «цифровых двойников» в процесс подготовки специалистов, однако существует и ряд условий, делающих данный процесс возможным.

### УСЛОВИЯ ВНЕДРЕНИЯ «ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ» В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС

Внедрение новой технологии, в том числе цифровой, в привычные процессы — это инновационный проект, обладающий своими рисками, условиями, эффектами. Соответственно и внедрение новых цифровых инструментов в процессы высшего образования требует такого же подхода, как и любой другой инновационный проект. На основе аналогии с методом балльных оценок, а также с учетом критериев внедрения непосредственно самой технологии автор выделяет специфические условия внедрения «цифровых двойников» в образовательный процесс:

- соответствие целям вуза и компании, в том числе стратегическим;
- финансовые условия (наличие бюджета и предварительная оценка экономической

**Таблица 2.** Факторы внедрения «цифровых двойников» в образовательный процесс  
**Table 2.** Factors of introduction of "digital twins" into the educational process

№	Фактор	Описание	Тип вуза	Предпосылки для внедрения «цифрового двойника»
1	Наличие специфичного оборудования на предприятии-партнере	Высокотехнологичное оборудование, роботизированные ячейки, системы	Технические, военные, транспортные, медицинские, фармацевтические	Необходимость изучения конкретного оборудования и систем, четкой и корректной передачи предмета изучения
2	Наличие специфических комплексных информационных, корпоративных систем на предприятии	ERP, MRP, WHS, другое кастомизированное ПО	Все типы вузов	
3	Сложность, невозможность или нецелесообразность проведения практики студентов непосредственно на предприятии	Удаленность, закрытость предприятия, отсутствие ресурсов	Технические, аграрные, военные, транспортные	Необходимость виртуального доступа к ресурсам предприятия
4	Сложность проведения манипуляций над предметом изучения	Человек, животное, дорогое оборудование, масштабный объект типа завода, месторождения	Медицинский, педагогический, ветеринарный, технический	Необходимость доступа к виртуальной версии объектов и возможности ошибок во время их изучения
5	Наличие действующих «цифровых двойников» у работодателя	«Цифровые двойники» оборудования, объектов	Технические, военные, транспортные, медицинские и ветеринарные	Необходимость специальных цифровых компетенций будущих выпускаемых специалистов
6	Наличие стратегических задач у акторов	Стратегии и планы цифрового развития	Все типы вузов	Необходимость запуска инновационных образовательных программ и достижение стратегических целей вузом/предприятием

эффективности, сопоставление затрат и выгод);

- производственные условия (наличие необходимой инфраструктуры для запуска технологии, компетентных кадров, мощностей, оборудования, IT-условий);
- внешние условия (геополитика, политика, законодательство);
- рыночные условия.

В процессе создания образовательных программ с использованием виртуальных двойников следует учитывать возможности и самого предприятия-партнера: существует ли технология на предприятии или ее необходимо создавать, есть ли вероятность использования существующей технологии в рамках базовой кафедры, возможны ли финансовые вложения самого предприятия,

является ли экономический и кадровый эффект от данного сотрудничества положительными для работодателя.

### РИСКИ ВНЕДРЕНИЯ «ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ» В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС

Необходимо учитывать риски, которые можно классифицировать в две группы: это риски любого инновационного технологического проекта, а также специфические риски внедрения конкретно «цифровых двойников». Данные представлены в **табл. 3**. При этом введены следующие обозначения: В — «высокий», С — «средний», Н — «низкий». Таким образом, присутствует целый ряд рисков, как общих проектных, так и специфических. Однако разумное использование

**Таблица 3.** Риски внедрения технологии «цифровой двойник» в образовательные процессы вузов  
**Table 3.** Risks of introducing the "digital twin" technology into the educational processes of universities

Типы рисков	Содержание	Вероятность	Опасность	Возможные способы работы с риском
<b>Общие риски</b>				
Финансовые	Нехватка грантового финансирования, превышение расходов по бюджету, колебания валютных курсов	С	В	Диверсификация, хеджирование, страхование, лимитирование
Связанные с государственным регулированием	Законодательные препятствия и изменения, политические риски, нарушение законодательства	В	В	Учет всех существующих законодательных актов (ГОСТ по «цифровым двойникам» и документы по BIM технологиям и т.д.), принятие риска будущих государственных регулирований
Технические	Негативные результаты проведенных НИР и НИОКР и потери, вызванные ими, возникновение проблем при эксплуатации технологии в образовательном процессе	С	В	Внедрение автоматизированных систем защиты от сбоев, промежуточный контроль во время выполнения НИР и НИОКР
Факторы среды и предприятия-партнера	Геополитика, пандемии, внутренние процессы предприятия-партнера (вплоть до его аннуляции)	В	В	Страхование
Связанные с проработкой проекта	Недостаточная проработанность, несогласованность команды и действий	Н	С	Промежуточный контроль, установление командных правил
Человеческий фактор	Ошибки, текучесть кадров, недостаточность компетенций	С	С	Внедрение корпоративной культуры и ценности «безопасность», мотивация сотрудников на выявление и предупреждение опасных ситуаций, подготовка и переподготовка персонала, развитие кадрового потенциала
Операционные	Простой оборудования на предприятии, внеплановые ограничения, сбои в работе IT-систем, невыполнение обязательств участниками проекта	С	В	Страхование, принятие риска, проверка контрагентов
<b>Специфические риски IT-проектов</b>				
Расширение функциональных требований в ходе реализации проекта		В	С	Четкое ТЗ, протоколирование
Изменение бюджета и сроков проекта		В	С	Детальная проработка проекта и дорожное картирование, расчет НМЦК (начальная максимальная цена контракта) и прочих расходов по проекту
Неполнота отражения результатов		С	С	Принятие
Некачественная документация		Н	С	Включение соответствующего пункта в ТЗ, договор
Слабая коммуникация с заказчиком		С	Н	Внедрение плана встреч по проекту, обратная связь, протоколирование

Продолжение таблицы 3

Типы рисков	Содержание	Вероятность	Опасность	Возможные способы работы с риском
Специфические риски внедрения цифровых двойников				
	Сбои в работе оборудования	С	В	Автоматизированный контроль
	Некорректный анализ данных, полученных от цифрового двойника	В	В	Внедрение методов искусственного интеллекта (ИИ) для продвинутого анализа данных, очистка баз данных
	Низкий уровень достоверности получаемых данных	В	В	
	Утечка данных, связанная с информационной безопасностью	В	В	Внедрение методов информационной безопасности и работы с конфиденциальными данными
Специфические риски внедрения технологий ИИ				
Риски безопасности (возможность манипулирования данными) ИИ				
	Риск обучающих данных (недоброжелатель может получить данные прогностической машины)	С	С	Отслеживание атак на прогностическую машину
	Риск входных данных (манипулирование прогностической машиной и направление ее по неверному пути)	С	С	Разнообразие обучающих машин и отсоединение устройств от облака
	Риск данных обратной связи (внесение в ИИ данных, искажающих процесс обучения и приводящих к систематически неверным прогнозам)	С	С	Принятие риска
Прочие риски ИИ				
	Случайный риск (неполные данные)	С	Н	Обучение ИИ на собственном опыте, ошибки улучшают ИИ
	Сбой в работе ИИ	С	Н	Принятие риска
	Негативная реакция со стороны сотрудников вуза, студентов	С	Н	Предварительная работа с персоналом и студентами

способов работы с ними поможет снизить вероятность их возникновения или нивелировать полностью. При этом важно помнить о контроле рисков на всех этапах реализации проекта, а также учитывать риски для обоих акторов интеграционной деятельности: как предприятия, так и вуза. Стоит сделать акцент на том, что, согласно опросу экспертов в области «цифровых двойников», первостепенным риском их использования для самих предприятий является риск утечки данных и информационная безопасность. В связи с этим риском компании — пользователи «цифровых двойников» внедряют особые усиленные правила информационной безопасности и работы с конфиденциальной информацией (например, «Газпромнефть»).

#### АЛГОРИТМ ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВОГО ИНСТРУМЕНТА «ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК» В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС ВУЗА

Рекомендации по интеграции вузов и промышленных предприятий в цифровой среде посредством инструмента «цифровой двойник» можно представить следующим алгоритмом:

1) возникновение запроса на внедрение инновационной цифровой технологии;

2) определение предмета изучения и в то же время объекта моделирования в зависимости от отраслевой принадлежности вуза (физические объекты, системы, программы, процессы, живые существа);

3) проверка наличия факторов для внедрения «цифрового двойника» (по перечню факторов, указанному выше);

4) в случае отсутствия факторов: принятие решения о нецелесообразности внедрения технологии в образовательный процесс вуза;

5) в случае наличия факторов: проверка наличия условий для внедрения (согласно перечню условий, указанному выше);

6) в случае отсутствия условий: определение возможностей их создания и в случае ее отсутствия — принятие решения о нецелесообразности внедрения технологии в образовательный процесс вуза;

7) в случае наличия условий или возможности их создания: определение рисков внедрения «цифровых двойников» в образовательный процесс вуза и методов работы с ними (перечень рисков, указанный выше);

8) в случае определения рисков как недопустимых: принятие решения о нецелесообразности внедрения технологии в образовательный процесс вуза;

9) определение необходимости создания новой образовательной программы или доработки существующей;

10) в случае необходимости создания новой образовательной программы: прохождение процедуры создания;

11) в случае необходимости доработки существующей образовательной программы: изменение рабочего плана дисциплины, учебного плана, доработка контента и формата образовательной программы;

12) запуск образовательной программы;

13) проведение оценки эффективности внедренной технологии (согласно методике оценки эффективности, указанной в публикации дальше);

14) принятие решения о продолжении или закрытии образовательной программы. Оценка эффективности любого инновационного проекта может быть произведена при помощи целого ряда методов. Так, ряд авторов выделяют следующие методы оценки эффективности инновационных проектов:

1. Статистические:

- 1) Метод накопленного эффекта (CF)
- 2) Простой срок окупаемости
- 3) Метод анализа точки безубыточности
- 4) Метод сравнения прибыли
- 5) Метод рентабельности инвестиций
- 6) Метод приведенных затрат

2. Динамические:

- 1) Чистый дисконтированный доход (NPV)
- 2) Внутренняя норма прибыльности (IRR)
- 3) Индекс рентабельности (PI)
- 4) Концепция добавленной экономической стоимости (EVA)
- 5) Дисконтированный срок окупаемости (DPP)

3. Оценка эффективности по отдельным направлениям:

- 1) Коэффициент рентабельности
- 2) Коэффициент оборачиваемости
- 3) Коэффициент ресурсоотдачи и ресурсоемкости
- 4) Финансовые и операционные рычаги

4. Альтернативные методы оценки

- 1) Метод бизнес-анализа
- 2) Метод факторного анализа
- 3) Метод экспертных (балльных) оценок
- 4) Метод реальных опционов [2, 3]

5. Показатели инновационности:

- 1) Наукоемкость
- 2) Признанность
- 3) Масштабность
- 4) Удобство
- 5) Реальность применения
- 6) Социальная эффективность
- 7) Ценность [4]

Эффективность образовательных проектов также связана с метриками, присущими

образовательному процессу, и производится оценкой параметров:

1. Уровень удовлетворенности преподавателей
2. Уровень удовлетворенности студентов
3. Уровень знаний студентов, полученных в результате освоения программы
4. Количество освоенных студентами компетенций [5]

Проект, реализуемый на бюджетные средства государства, также требует специальной оценки эффективности, которая может быть произведена по следующим критериям:

1. Финансирование программы
2. Результативность программы (достижение заданных показателей)
3. Качество управления программой (соответствие цели программы государственным стратегиям и приоритетам)
4. Критерии открытости данных
5. Бюджетная эффективность [6]

Перечисленные методы оценки эффективности проектов затрагивают различные параметры, применимые также и к оценке проекта по интеграции вуза и промышленного предприятия в цифровой среде, однако являются недостаточными. Для оценки эффективности внедрения «цифровых двойников» в образовательный процесс необходимо оценить дополнительные специфичные метрики. Сформулируем их:

1. Соответствие показателям достижения стратегических целей отдельного вуза.
2. Соответствие национальным и федеральным показателям по национальным проектам, затрагивающим сферу образования и интеграционных процессов.
3. Повышение доли трудоустроенных выпускников в штат предприятия — партнера образовательной программы.
4. Отсроченные показатели: уменьшение срока адаптационного периода на рабочем месте нового сотрудника — выпускника образовательной программы до нулевого периода адаптации.

Внедрение новой цифровой технологии и настройка и интеграционных взаимодействий затрагивает двух акторов деятельности: вузы и промышленные предприятия. Для каждой из этих категорий присущи свои метрики эффективности. Следовательно, можно сделать вывод о наличии двух групп показателей эффективности: для предприятия и для образовательного учреждения. Контроль показателей необходимо осуществлять на регулярной основе, с соблюдением сроков, а также проводить корректирующие мероприятия в случае необходимости.

Представим показатели оценки эффективности в таблице, разделяя их по группам,

**Таблица 4.** Оценка показателей эффективности внедрения интеграционных процессов между вузами и промышленными предприятиями в цифровой среде при помощи «цифровых двойников», сроки контроля и корректирующие мероприятия  
**Table 4.** Evaluation of indicators of the effectiveness of the implementation of integration processes between universities and industrial enterprises in the digital environment with the help of “digital twins”, control periods and corrective measures

Показатель эффективности	Предприятие	Вуз	Сроки контроля	Корректирующие мероприятия
Срок окупаемости	+	+	На этапе планирования	-
Точка безубыточности	+	-	На этапе планирования	-
Индекс рентабельности	+	+	На этапе планирования	-
NPV, IRR	+	-	На этапе планирования	-
Масштабируемость	+	+	Через 1 год после запуска программы	Внесение корректировок в контент образовательной программы (ОП), привлечение новых предприятий-партнеров
Удобство использования	+	+	Тестовая проверка + раз в два месяца	Внесение корректировок в содержание/структуру ОП
Уровень компетенций выпускников (средний балл успеваемости)	+	+	В периоды оценки успеваемости	Анкетирование студентов, внесение корректировок в содержание/структуру ОП
Уровень удовлетворенности студентов	+	+	Раз в квартал	Анкетирование студентов, выявление узких мест, внесение корректировок в содержание/структуру ОП
Уровень удовлетворенности преподавателей	-	+	Раз в квартал	Анкетирование преподавателей, выявление узких мест, внесение корректировок в содержание/структуру ОП
Стратегические показатели вуза	-	+	В соответствии со сроками стратегии (раз в год)	Оценка вклада данной ОП в общие показатели, поиск возможностей его увеличения
Стратегические показатели предприятия	+	-	В соответствии со сроками стратегии (раз в год)	Оценка вклада данной ОП в общие показатели, поиск возможностей его увеличения
Стратегические показатели национальных и региональных программ	-	+	В соответствии со сроками программ (раз в год)	Оценка вклада данной ОП в общие показатели, поиск возможностей его увеличения
Показатели бюджетной эффективности	-/+	+	В соответствии со сроками отчетности по бюджету	Пересмотр финансовой составляющей проекта
Доля трудоустроенных выпускников по направлению подготовки	-	+	По окончании образовательной программы	Анкетирование выпускников, выявление узких мест, внесение корректировок в содержание/структуру ОП
Доля трудоустроенных выпускников в штат предприятия-партнера	+	+	По окончании образовательной программы	Анкетирование выпускников, выявление узких мест, внесение корректировок в содержание/структуру ОП
Уменьшение срока адаптационного периода на новом месте работы	+	-/+	В течение 1 месяца после трудоустройства выпускника	Корректировка контента образовательной программы, дополнение ее, внедрение адаптационных мероприятий, не связанных с профессиональными компетенциями

в зависимости от актора инновационной деятельности (табл. 4).

Можно сделать вывод о том, что и для предприятий, и для вузов метриками эффективности могут выступать:

- 1) срок окупаемости;
- 2) индекс рентабельности;
- 3) коэффициент ресурсоотдачи;
- 4) масштабность и масштабируемость;
- 5) уровень удовлетворенности студентов;
- 6) удобство использования;
- 7) реальность применения;
- 8) уровень компетенций выпускников;
- 9) доля трудоустроенных выпускников в штат предприятия-партнера.

Для вузов специфическими метриками могут выступать:

- 1) наукоемкость;
- 2) социальная эффективность;

3) уровень удовлетворенности преподавателей;

4) стратегические показатели вуза;

5) стратегические показатели национальных и региональных программ (в сфере науки и образования);

6) доля трудоустроенных выпускников по направлению подготовки;

7) показатели бюджетной эффективности.

Для предприятий специфическими показателями эффективности могут выступать метрики, связанные с экономической эффективностью, а также с адаптацией молодых специалистов:

- 1) точка безубыточности;
- 2) NPV (ПС, чистый приведенный эффект, чистая текущая стоимость, чистый дисконтированный доход, ЧДД, англ. net present value), IRR (внутренняя норма рентабельности,

внутренняя ставка доходности англ. internal rate of return);

3) уменьшение срока адаптационного периода на новом месте работы.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Проведенное исследование привело к формулированию рекомендаций по интеграции вузов и промышленных предприятий в цифровой среде при помощи технологии «цифровой двойник», а также содержит методику оценки эффективности данной интеграции. Результаты проведенной работы могут быть использованы на практике, в сфере науки и образования и в промышленности, для оценки возможности и целесообразности интеграционных образовательных программ с использованием «цифровых двойников».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе полученных данных разработаны рекомендации по интеграции вузов и промышленных предприятий при помощи технологии «цифровой двойник». Рекомендации содержат перечень факторов, условий и рисков внедрения технологии в образовательный процесс, а также алгоритм внедрения данного цифрового инструмента.

Также результатом исследования является созданная методика оценки эффективности внедрения цифровых двойников в образовательный процесс вузов в рамках партнерских программ с промышленными предприятиями. Разработанные рекомендации основаны на научной новизне — особенностях использования технологии «цифровой двойник» в образовательном процессе, а также могут быть использованы на практике различными типами вузов и предприятий.

### Список литературы

1. Приоритет-2030. URL: <https://priority2030.ru/> (дата обращения: 10.04.2022).
2. Морозов А.А. Состояние развития теории анализа и оценка эффективности инвестиционных проектов в России и за рубежом // Финансовые рынки и банки. — 2021. — № 3. — С. 54–61. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sostoyanie-razvitiya-teorii-analiza-i-otsenka-effektivnosti-investitsionnyh-proektov-v-rossii-i-za-rubezhom> (дата обращения: 08.04.2022).
3. Назарова Ю.А., Киндрашина А.С. Подходы к оценке экономической эффективности инновационных проектов // Вестник РГГУ. Серия «Экономика. Управление. Право». — 2020. — № 1. — С. 68–81. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/podhody-k-otsenke-ekonomicheskoy-effektivnosti-innovatsionnyh-proektov> (дата обращения: 08.04.2022).
4. Васильева Т.П., Мелерзанов А.В., Алмазов А.А., Васильев М.Д., Александрова О.Ю. Оценка инновационности технологий здоровьесбережения населения // Врач и информационные технологии. 2020. — № 2. — С. 6–19. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-innovatsionnosti-tehnologiy-zdoroviesberezheniya-naseleniya> (дата обращения: 08.04.2022).
5. Тропникова В.В. Эффективность использования новых технологий в обучении (анализ зарубежных подходов) // Вестник ТГПУ. — 2020. — № 6 (212). — С. 134–141. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnost-ispolzovaniya-novyh-tehnologiy-v-obuchenii-analiz-zarubezhnyh-podhodov> (дата обращения: 08.04.2022).
6. Гоманова Т.К., Лукьянова З.А., Втюрина Е.Ю. Оценка эффективности реализации государственных программ (на материалах Новосибирской области) // РЭИУ. — 2021. — № 3 (67). — С. 1–15. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-effektivnosti-realizatsii-gosudarstvennyh-programm-na-materialah-novosibirskoy-oblasti> (дата обращения: 08.04.2022).

### References

1. Priority-2030. URL: <https://priority2030.ru/> (accessed 10.04.2022).
2. Morozov A.A. The state of development of the theory of analysis and evaluation of the effectiveness of investment projects in Russia and abroad. *Financial markets and banks*. 2021. No. 3. Pp. 54–61. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sostoyanie-razvitiya-teorii-analiza-i-otsenka-effektivnosti-investitsionnyh-proektov-v-rossii-i-za-rubezhom> (accessed 08.04.2022).
3. Nazarova Yu.A., Kindrashina A.S. Approaches to the assessment of the economy efficiency of innovative projects. *Bulletin of the Russian State University. The series "Economics. Management. Right"* 2020. No. 1. Pp. 68–81. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/podhody-k-otsenke-ekonomicheskoy-effektivnosti-innovatsionnyh-proektov> (accessed 08.04.2022).
4. Vasilyeva T.P., Melersanov A.V., Almazov A.A., Vasiliev M.D., Alexandrova O.Yu. Assessment of the innovativeness of health-saving technologies of the population. *Doctor and information technologies*. 2020. — No. 2. — Pp. 6–19. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-innovatsionnosti-tehnologiy-zdoroviesberezheniya-naseleniya> (accessed 08.04.2022).
5. Tropnikova V.V. The effectiveness of the use of new technologies in teaching (analysis of remote approaches). *Vestnik TSPU*. 2020. No. 6 (212). Pp. 134–141. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnost-ispolzovaniya-novyh-tehnologiy-v-obuchenii-analiz-zarubezhnyh-podhodov> (accessed 04.08.2022).
6. Gomanova T.K., Lukyanova Z.A., Vtyurina E.Yu. Evaluation of the effectiveness of state programs (on the materials of the Novosibirsk region). *REIU*. 2021. No. 3 (67). Pp. 1–15. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-effektivnosti-realizatsii-gosudarstvennyh-programm-na-materialah-novosibirskoy-oblasti> (accessed 04.08.2022).

## **ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS**

---

**И.Н. Леонтьева** — внесла основной вклад в разработку концепции статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Irina N. Leonteva** — made the main contribution to the development of the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

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

---

**Ирина Николаевна Леонтьева** — аспирант, Санкт-Петербургский государственный университет  
199034, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Университетская наб., д. 7–9.  
e-mail: iraleo@inbox.ru

**Irina N. Leonteva** — PhD student, Saint Petersburg State University  
7–9, Universitetskaya nab., 199034, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: iraleo@inbox.ru



# АНАЛИЗ ЧИСЛЕННЫХ И ФИЗИЧЕСКИХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ РОТОРНОГО ГАЗОСЕПАРАТОРА УСЛОВНОГО «2А» ГАБАРИТА

© Коллектив авторов,  
2022



**В.В. Муленко<sup>1</sup>, Р.М. Шайхулов<sup>1</sup>, Т.Р. Долов<sup>1</sup>, А.В. Булат<sup>1</sup>, Е.И. Конюшков<sup>1</sup>, В.Г. Тимошенко<sup>2,\*</sup>**

<sup>1</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, Москва

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

**Электронный адрес:** Timoshenko.VG@gazpromneft-ntc.ru

В 50-х годах XX века П.Д. Ляпковым был изобретен газосепаратор роторного типа, который явился наиболее эффективным для защиты от влияния газа элементом УЭЦН и широко используется во всем мире и в настоящее время. При этом сейчас в РФ более 15 % углеводородов добывается из боковых стволов малого диаметра (для обсадной трубы диаметром 146 мм максимальный диаметр корпуса оборудования в боковом стволе 69 или 81 мм).

Авторами для проведения исследований по построению зависимостей потребляемой мощности, напора и КПД от подачи, эпюр скоростей и давлений выбран газосепаратор роторного типа с диаметром корпуса 69 мм (условный «2А» габарит). Исследования данного вида оборудования представляют не только научный интерес, полученные результаты могут применяться нефтяными компаниями и на практике.

**Цель.** Определение комплексной характеристики роторного газосепаратора условного «2А» габарита в программных пакетах, а также при проведении стендовых испытаний.

**Материалы и методы.** В качестве программных пакетов, позволяющих провести необходимые расчеты и виртуальные эксперименты, выбраны программные комплексы «STARCCM+» и «Solid Works Flow Simulation». В качестве проверки адекватности полученных результатов проведены также натурные (стендовые) испытания исследуемой конструкции оборудования.

**Результаты.** Полученные зависимости говорят об адекватности выбора программных комплексов для построения напорно-расходной характеристики исследуемого газосепаратора, а также дальнейшей возможности исследования работы газосепараторов других конструкций (шнековых и вихревых), различных габаритных групп и оптимальных подач по жидкости.

**Заключение.** Использование программных продуктов позволяет на этапе конструирования оборудования для нефтяной промышленности строить комплексные характеристики газосепараторов, определять зависимости геометрических параметров рабочих органов газосепаратора на изменение комплексной характеристики, выявлять тем самым наиболее энергоэффективную характеристику и оптимальную конструкцию оборудования.

**Ключевые слова:** газосепаратор, компьютерное моделирование, стендовые испытания, напорно-расходная характеристика

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

**Для цитирования:** Муленко В.В., Шайхулов Р.М., Долов Т.Р., Булат А.В., Конюшков Е.И., Тимошенко В.Г. Анализ численных и физических экспериментов роторного газосепаратора условного «2А» габарита. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):129–135. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-129-135>

*Статья поступила в редакцию 20.05.2022*

*Принята к публикации 30.06.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

ANALYSIS OF NUMERICAL AND PHYSICAL TESTS OF A ROTARY GAS SEPARATOR OF CONDITIONAL "2A" SIZE

**Vladimir V. Mulenko<sup>1</sup>, Ruslan M. Shaikhulov<sup>1</sup>, Temir R. Dolov<sup>1</sup>, Andrey V. Bulat<sup>1</sup>, Egor I. Konyushkov<sup>1</sup>, Viktor G. Tymoshenko<sup>2,\*</sup>**

<sup>1</sup>National University of Oil and Gas "Gubkin University", RF, Moscow

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

**E-mail:** Timoshenko.VG@gazpromneft-ntc.ru .

**Background.** In the 1950s, P. D. Lyapkov invented a rotary type gas separator, which was the most effective ESP element for protecting against gas influence and is widely used all over the world at the present time. At the same time, at present, hydrocarbon production is increasingly being carried out from sidetracks of small diameter (for a casing pipe with a diameter of 146 mm — the maximum diameter of the equipment body in the sidetrack is 69 or 81 mm).

The authors chose a rotary-type gas separator with a body diameter of 69 mm ("2A" nominal size) to conduct research on plotting the dependences of power consumption, head and efficiency on supply, velocity and pressure diagrams. Studies of this type of equipment are not only of scientific interest. The results obtained can be applied by oil companies in practice.

**Aim.** The purpose of this research is to determine the complex characteristics of a rotary gas separator of conditional "2A" size in software packages, as well as during bench tests.

**Materials and methods.** The software packages «STARCCM+» and «Solid Works Flow Simulation» were chosen as software packages that allow to carry out the necessary calculations and virtual experiments. As a test of the adequacy of the obtained results, full-scale (bench) tests of the studied equipment design were also carried out.

**Results.** The obtained dependencies indicate the adequacy of the choice of software systems for constructing the pressure-flow characteristics of the gas separator under study, as well as the further possibility of studying the operation of gas separators of other designs (screw and vortex), various size groups and optimal liquid flows.

**Conclusions.** The use of software products makes it possible at the stage of designing equipment for the oil industry to build complex characteristics of gas separators, determine the dependence of the geometric parameters of the working bodies of the gas separator on a change in the complex characteristic, thereby identifying the most energy-efficient characteristic and optimal equipment design.

**Keywords:** gas separator, computer simulation, bench tests, pressure-flow characteristic

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

**For citation:** Mulenko V.V., Shaikhulov R.M., Dolov T.R., Bulat A.V., Konyushkov E.I., Tymoshenko V.G. Analysis of numerical and physical tests of a rotary gas separator of conditional "2A" size. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):129–135. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-129-135>

*Manuscript received 20.05.2022*

*Accepted 30.06.2022*

*Published 30.09.2022*

## ЦЕЛЬ

При эксплуатации скважин электроприводными лопастными насосами возникает ряд осложняющих факторов. Одним из таких факторов является высокое свободное газосодержание на приеме в насос. Максимально допустимым свободным объемным газосодержанием считается 25 %, при больших значениях газосодержания применяется газосепаратор (ГС). При таких газосодержаниях на входе в насос применение ГС в составе УЭЛН является наиболее эффективным способом борьбы влияния газа на деградацию расходно-напорной характеристики и наработку до отказа лопастного насоса.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Физические испытания проведены на кафедре машин и оборудования РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, стендовое хозяйство и методика испытаний описаны в работах [1–4]. Численные (виртуальные) эксперименты проведены в программных пакетах «STARCCM+», «Solid Works Flow Simulation». Основными преимуществами использования CAD-систем при проектировании газосепараторов являются:

- получение комплексной характеристики ГС;
- построение траектории течения перекачиваемой жидкости, газожидкостной смеси или жидкостей с разными плотностями;

- выявление застойных зон (областей скопления механических примесей или газовых пузырьков) в рабочих органах ГС;
- возможность быстрого внесения изменений в конструкцию основных деталей ГС (суперкавитирующее колесо, шнек, барабан) для достижения более высоких гидродинамических и сепарационных показателей;
- возможность изменения одного или нескольких геометрических параметров рабочих органов оборудования для выявления их зависимости на комплексную характеристику ГС.

Выбранные CAD-системы позволяют построить расходно-напорные характеристики исследуемого ГС и сравнить ее с зависимостями, полученными при стендовых испытаниях.

Объектом исследования выбран ГС условного «2А» габарита (внешний диаметр корпуса 69 мм) роторного (центробежного) типа. Конструктивно данный ГС представлен на **рис. 1**. Основные геометрические размеры получены с прототипа газосепаратора «2А» габарита, прошедшего стендовые испытания.

Методика расчёта скважинных ГС в программных CFD-пакетах в полной мере не представлена в открытых источниках. Кроме того, результаты расчёта скважинного ГС по этим методикам, исключая использование профильных CFD-пакетов, не могут дать полной картины работы проектируемого ГС при различных режимах и условиях его

эксплуатации, что не позволяет проводить оптимизацию конструкции ГС на этапе ее разработки.

## ПАРАМЕТРЫ РАСЧЕТА В ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСАХ

При выполнении расчета в программных пакетах сделаны упрощения конструкции ГС: устранены зазоры между элементами, убраны фаски и литейные радиусы деталей ротора. Для расчета вращательного движения выбран расчет по скользящей сетке (Sliding), поскольку с помощью осредненного расчета (Averaging) можно считать только осесимметричные потоки, а поток в ГС таким не является. Шаг по времени: 0,0001 с. Время, затрачиваемое на 1 оборот вала, составляет  $1/50 = 0,02$  с. Задание шага по времени 0,0001 с означает, что «Flow Simulation» будет делать итерации с шагом поворота 0,0001 с, то есть 1 оборот вала разбивается на  $0,02/0,0001 = 200$  различных углов поворота и для каждого выполняется расчетная итерация. Для расчета конструкции ГС в среде «Solid Works Flow Simulation» сделаны некоторые изменения. Разрез ГС с изменениями для расчета представлен на рис. 2. Для расчета основание ГС обрезано и заменено

на цилиндрическую полость перед входом в корпус радиального подшипника. Также увеличена сепарационная камера (слева) для улучшения сходимости расчета. С обеих сторон добавлены крышки.

## РАСХОЖДЕНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ, СО СТЕНДОВЫМИ ОБЪЯСНЯЕТСЯ ОТСУТСТВИЕМ УЧЕТА ШЕРОХОВАТОСТИ ПОВЕРХНОСТИ ДЕТАЛЕЙ В ГАЗОСЕПАРАТОРЕ.

Количество ячеек в «Solid Works Flow Simulation» сравнялось 850000, в «STARCCM+» 910000.

## ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Испытания по снятию напорно-расходной характеристики исследуемой конструкции ГС проходили на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина на сертифицированном стенде [1] согласно методике, описанной в работах [2–4]. Модельной жидкостью как при виртуальных исследованиях, так и при стендовых испытаниях являлась вода, частота вращения вала

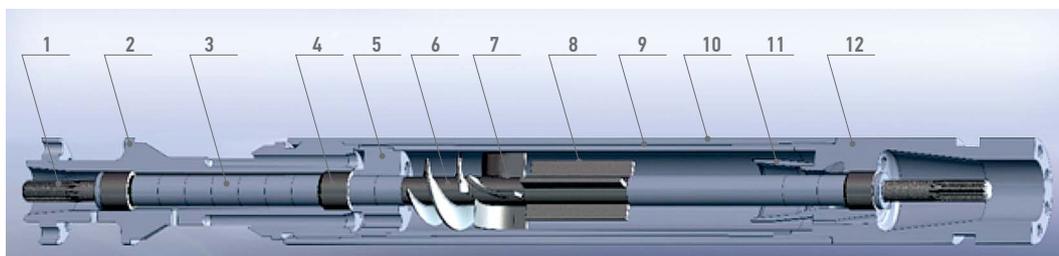


Рис. 1. Конструкция исследуемого роторного ГС

1 — вал, 2 — основание корпуса с каналами для приёма ГЖС, 3 — дистанционная втулка, 4 — подшипник, 5 — перегородка с каналами для ГЖС, 6 — шнек, 7 — суперкавитирующее колесо, 8 — барабан, 9 — гильза, 10 — промежуточная часть корпуса, 11 — канал выход газа, 12 — основание корпуса с отдельными каналами для жидкости и отсепарированного газа (В.В. Муленко)

Fig. 1. The design of the investigated rotary GS

1 — shaft, 2 — body base with channels for receiving fluid, 3 — spacer sleeve, 4 — bearing, 5 — baffle with channels for GLM, 6 — auger, 7 — supercavitating impeller, 8 — drum, 9 — sleeve, 10 — intermediate part of the body, 11 — gas outlet channel, 12 — body base with separate channels for liquid and separated gas (Vladimir V. Mulenko)

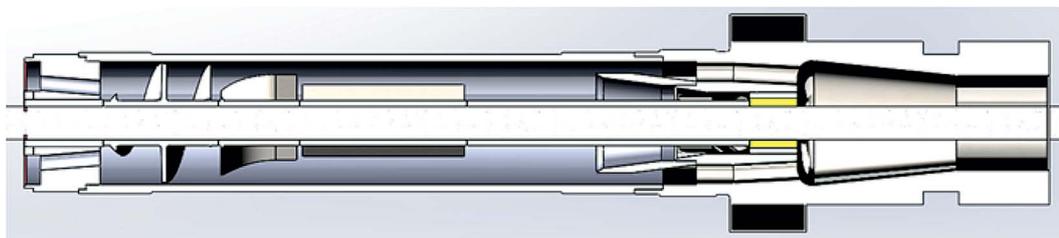
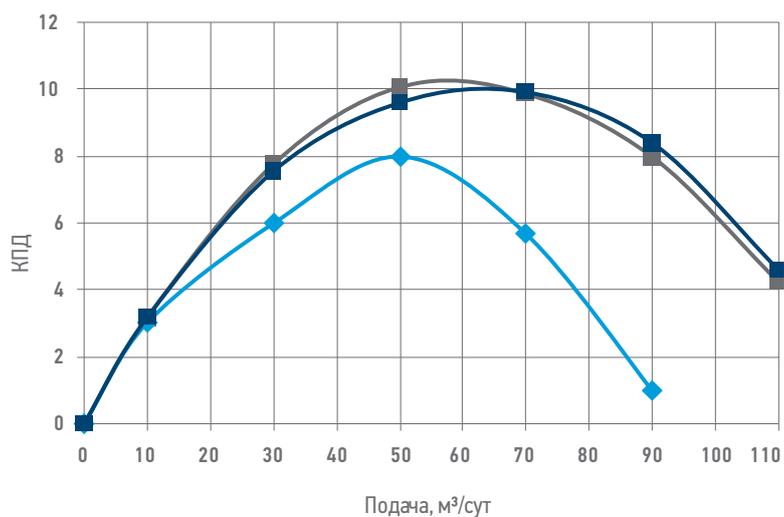
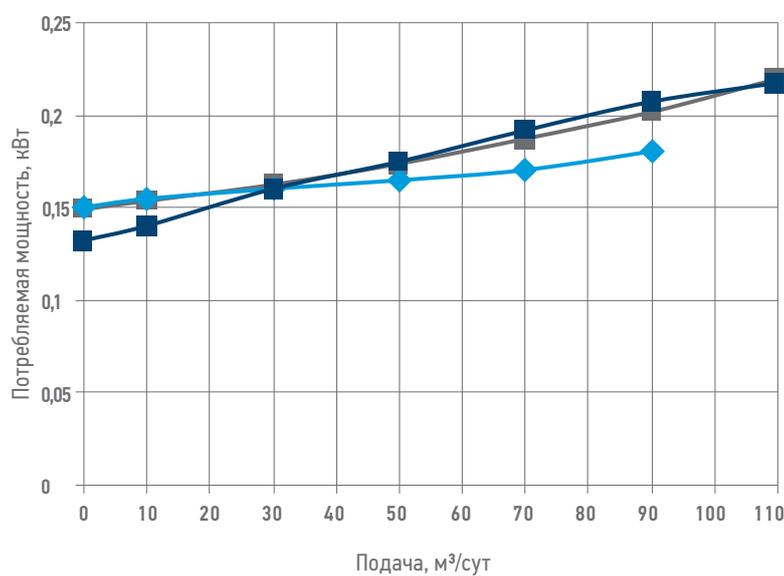
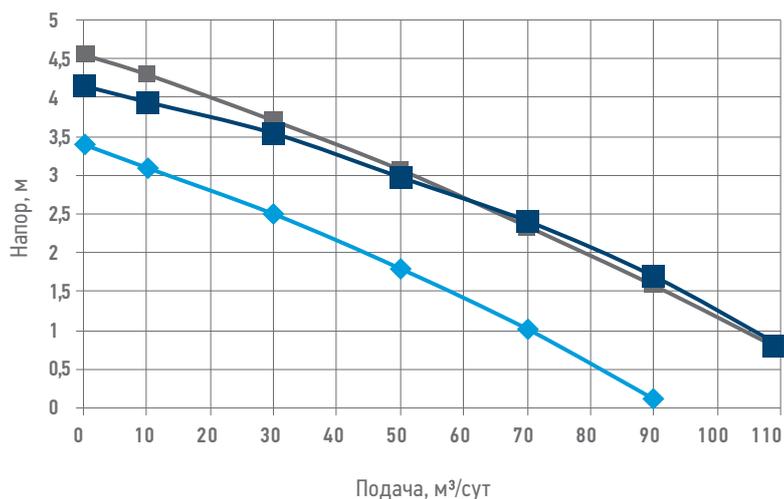


Рис. 2. Разрез роторного ГС для расчета в среде «Solid Works Flow Simulation» (В.В. Муленко)

Fig. 2. Section of a rotary GS for the calculation of Solid Works Flow Simulation (Vladimir V. Mulenko)



Условные обозначения:

■ SW Flow    ◆ Эксперимент    ■ STAR CCM+

Рис. 3. Напорно-расходная характеристика ГС, полученная при 4800 об./мин вала, при компьютерных и стендовых испытаниях (Т.Р. Долов).

Fig. 3. Pressure-flow characteristic of the GS, obtained at 4800 rpm of the shaft during computer and bench tests (Temir R. Dolov)

4800 об./мин. Полученные характеристики показаны на рис. 3.

Как видно из приведенных графиков, зависимости, полученные при виртуальных испытаниях («Solid Works Flow Simulation» и «STAR CCM+») практически идентичны и расходятся не более чем на 5 % между собой. Отличие же от стендовых характеристик существенное, при этом профиль линий сохраняется. Данное расхождение характеристики объясняется отсутствием шероховатости поверхности деталей ГС при проведении компьютерных исследований. Шероховатость поверхности сильно влияет на гидродинамические процессы при поверхностном слое, особенно в областях левой и правой частей характеристики ГС.

Также в программных комплексах построены эпюры скоростей и давлений (рис. 4, 5) в ГС при оптимальном режиме работы (50 м³/сут) при частоте вращения вала 4800 об./мин.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

- С помощью компьютерного моделирования в программных пакетах «STAR CCM+» и «Solid Works Flow Simulation» созданы цифровые модели роторного (центробежного) ГС условного «2А» габарита и построены его расходно-напорные характеристики.
- Отличие полученных зависимостей (напора, потребляемой мощности и КПД от подачи) в программных комплексах составляет не более 5 %.
- Расхождение зависимостей, полученных в виртуальных экспериментах со стендовыми, объясняется отсутствием учета шероховатости поверхности основных деталей ГС при численных экспериментах.
- При помощи CFD-систем возможно проводить оптимизацию конструкции ГС под необходимые гидродинамические характеристики.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведение различных испытаний в программных комплексах оборудования для нефтегазодобычи позволяет значительно сократить энергоресурсы и затраты на этапе его конструирования. Также проведение численных экспериментов дает полную картину течения жидкости в проточных каналах ГС, необходимую для оптимизации конструкции и повышения эффективности его работы.

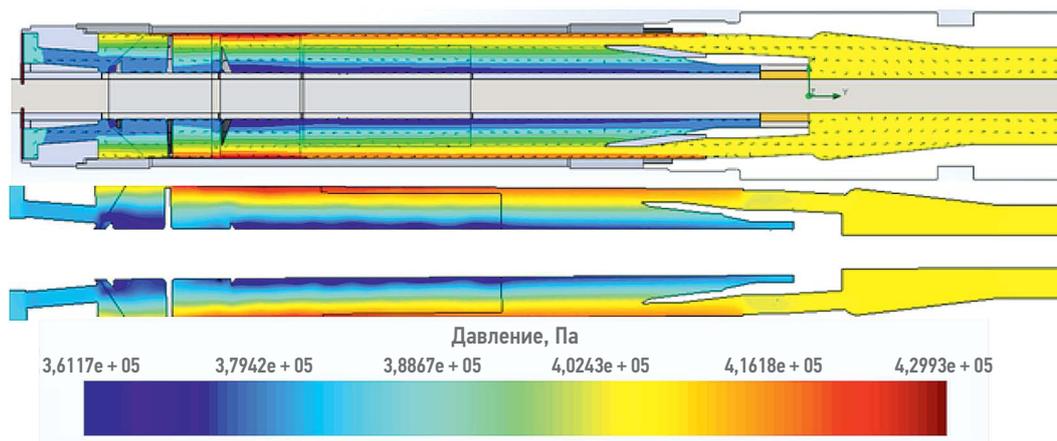


Рис. 4. Поле давлений жидкости ( $Q = 50 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) в пакетах «SW» и «STAR» (Е.И. Конюшков)  
 Fig. 4. Fluid pressure field ( $Q = 50 \text{ м}^3/\text{day}$ ) in «SW» and «STAR» packages (Egor I. Konyushkov)

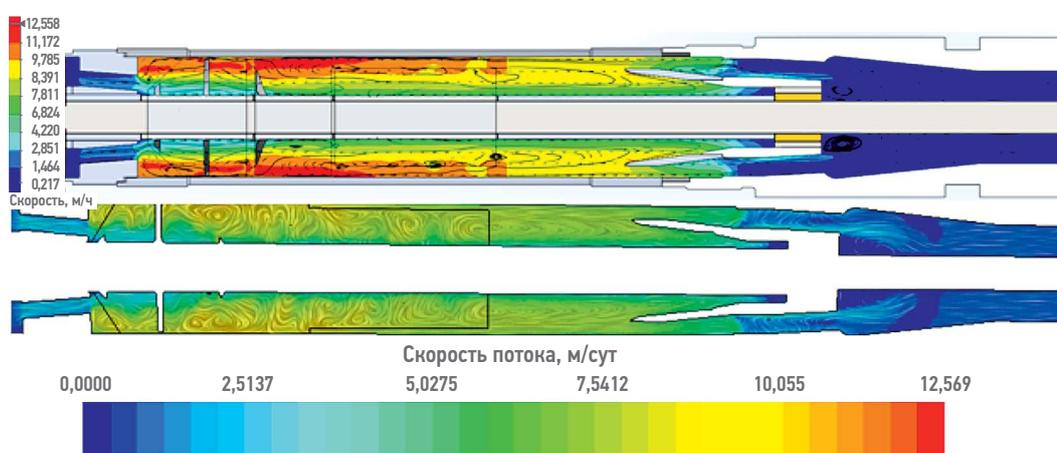


Рис. 5. Поле скоростей потока ( $Q = 50 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) в пакетах «SW» и «STAR» (Е.И. Конюшков)  
 Fig. 5. Flow velocity field ( $Q = 50 \text{ м}^3/\text{day}$ ) in «SW» and «STAR» packages (Egor I. Konyushkov)

#### Список литературы

1. Стенд для проведения испытаний скважинных сепараторов: патент RU № 124497 U1; МПК E21B 43/38 / В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, А.В. Булат и др.; ООО «ЦОНИК им. И.М. Губкина»; № 2012134004/03, заявл. 08.08.2012, опубл. 27.01.2013, бюлл. № 3. 17 с.
2. Булат А.В., Ивановский В.Н., Орлова Е.А., Сабиров А.А., Косилов Д.А., Якимов С.Б., Ключин И.Г. Методика и стенды для испытания предвключенных устройств установок электроприводных лопастных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2020. — № 3–4. — С. 94–102.
3. Минченко Д.А., Якимов С.Б., Носков А.Б., Косилов Д.А., Былков В.В., Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Булат А.В. Проект повышения износостойкости газосепараторов электроцентробежных насосов в ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство, 2020. — № 11. — С. 62–65.
4. Минченко Д.А., Якимов С.Б., Носков А.Б., Косилов Д.А., Былков В.В., Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Булат А.В. Проект внедрения газосепараторов электроцентробежных насосов с меньшей потребляемой мощностью: подготовка и начало реализации // Нефтяное хозяйство, 2019. — № 11. — С. 64–67.

#### References

1. Stand for testing downhole separators: patent RU No. 124497 U1; IPC E21B 43/38 / V.N. Ivanovsky, A.A. Sabirov, A.V. Bulat and others; LLC TsONiK im. THEM. Gubkin; No. 2012134004/03, Appl. 08/08/2012, publ. 01/27/2013, bull. No. 3. 17 p.
2. Bulat A.V., Ivanovsky V.N., Orlova E.A., Sabirov A.A., Kosilov D.A., Yakimov S.B., Klyushin I.G. Methods and stands for testing the upstream devices of installations of electric vane pumps. Territory "NEFTEGAZ". 2020, no. 3–4, pp. 94–102.
3. Minchenko D.A., Yakimov S.B., Noskov A.B., Kosilov D.A., Bylkov V.V., Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Bulat A.V. The project to improve the wear resistance of gas separators of electric centrifugal pumps in PJSC NK Rosneft. [Neftyanoe khozyaystvo]. 2020, no. 11, pp. 62–65.
4. Minchenko D.A., Yakimov S.B., Noskov A.B., Kosilov D.A., Bylkov V.V., Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Bulat A.V. The project for the introduction of gas separators for electric centrifugal pumps with a lower power consumption: preparation and start of implementation. [Neftyanoe khozyaystvo], 2019, no. 11, pp. 64–67.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**В.В. Муленко** — построил 3D-модель исследуемого газосепаратора, провел виртуальные эксперименты по построению напорно-расходной характеристики газосепаратора в программном комплексе Solid Works Flow Simulation, построил эпюры скоростей потока и давления, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Р.М. Шайхулов** — разработал концепцию статьи, принял активное участие в подготовке и проведении стендовых испытаний газосепаратора, подготовил текст статьи.

**Т.Р. Долов** — разработал концепцию статьи, принял активное участие в подготовке и проведении стендовых испытаний исследуемого газосепаратора, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**А.В. Булат** — принял активное участие в подготовке и проведении стендовых испытаний исследуемого газосепаратора, оказал экспертную поддержку в области гидродинамического моделирования работы газосепаратора.

**Е.И. Конюшков** — построил 3D-модель исследуемого газосепаратора, провел виртуальные эксперименты по построению напорно-расходной характеристики газосепаратора в программном комплексе «STARCCM+», построил эпюры скоростей потока и давления.

**В.Г. Тимошенко** — оказал экспертную поддержку в области гидродинамического моделирования работы газосепаратора, оказал помощь в настройке оборудования для проведения стендовых испытаний.

**Vladimir V. Mulyenko** — built a 3D model of the gas separator under study, conducted virtual experiments on building the pressure-flow characteristic of the gas separator in the «Solid Works Flow Simulation» software package, plotted flow and pressure velocities, and finally approved the published version of the article.

**Ruslan M. Shaikhulov** — developed the concept of the article, took an active part in the preparation and conduct of bench tests of the gas separator, prepared the text of the article.

**Temir R. Dolov** — developed the concept of the article, took an active part in the preparation and conduct of bench tests of the investigated gas separator, prepared the text of the article, and finally approved the published version of the article.

**Andrey V. Bulat** — took an active part in the preparation and conduct of bench tests of the investigated gas separator, provided expert support in the field of hydrodynamic modeling of the gas separator.

**Egor I. Konyushkov** — built a 3D model of the gas separator under study, conducted virtual experiments to build the pressure-flow characteristic of the gas separator in the «STARCCM+» software package, plotted flow and pressure velocities.

**Viktor G. Timoshenko** — provided expert support in the field of hydrodynamic modeling of the gas separator operation, assisted in setting up equipment for bench tests.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Владимир Валентинович Муленко** — доцент, кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», кандидат технических наук., Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65. e-mail: vmulyenko@mail.ru

**Руслан Маратович Шайхулов** — инженер, кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65. e-mail: ruslan.shajhulov96@mail.ru SPIN-код: 5294-6418

**Vladimir V. Mulyenko** — Cand. Sci. (Techn.), Associate Professor of the Department "Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry", National University of Oil and Gas "Gubkin University" 65, Leninsky Prospekt, 119991, Moscow, Russia. e-mail: vmulyenko@mail.ru

**Ruslan M. Shaikhulov** — Engineer of the Department "Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry", National University of Oil and Gas "Gubkin University" 65, Leninsky Prospekt, 119991, Moscow, Russia. e-mail: ruslan.shajhulov96@mail.ru SPIN code: 5294-6418

**Темир Русланович Долов** — доцент, кандидат технических наук кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65.  
e-mail: dolovtemir@yandex.ru  
SPIN-код: 2362-7744

**Андрей Владимирович Булат** — доцент, кандидат технических наук кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65.  
e-mail: avbulat87@gmail.com

**Егор Ильич Конюшков** — магистрант, кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65.  
e-mail: grknshv@mail.ru

**Виктор Геннадьевич Тимошенко\*** — руководитель направления по оценке инноваций, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Timoshenko.VG@gazpromneft-ntc.ru

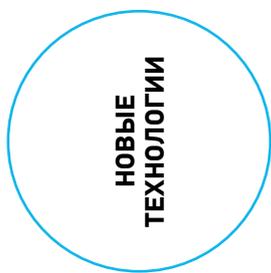
**Temir R. Dolov** — Cand. Sci. (Techn.), Associate Professor of the Department of Machinery and Equipment for the Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas “Gubkin University”  
65, Leninsky Prospekt, 119991, Moscow, Russia.  
e-mail: dolovtemir@yandex.ru  
SPIN code: 2362-7744

**Andrey V. Bulat** — Cand. Sci. (Techn.), Associate Professor of the Department “Machinery and Equipment for the Oil and Gas Industry”, National University of Oil and Gas “Gubkin University”  
65, Leninsky Prospekt, 119991, Moscow, Russia.  
e-mail: avbulat87@gmail.com

**Egor I. Konyushkov** — Master student of the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas “Gubkin University”  
65, Leninsky Prospekt, 119991, Moscow, Russia.  
e-mail: grknshv@mail.ru

**Viktor G. Timoshenko\*** — Head of Innovation Assessment Department, Gazpromneft STC LLC.  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Timoshenko.VG@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# АНАЛИЗ ТРЕНДОВ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

© Коллектив авторов,  
2022



**В.В. Жуков, А.А. Карпов, И.А. Карпов, Е.М. Кокцинская\*, Р.Р. Хусаинов**  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** elenamk@yandex.ru

Использование новых, появившихся недавно и даже специально разрабатываемых под требования задачи материалов возросло сразу во многих промышленных отраслях по всему миру. Одновременно с этим растут требования и к самим материалам. Разрабатываются материалы со все большей жаростойкостью, прочностью, теплопроводностью, стойкостью к износу и т.д., что позволяет изготавливать все более усовершенствованные изделия. Новые материалы из пассивного компонента оборудования превратились в отдельную составляющую разработки, поскольку часто они несут множество потенциальных преимуществ по сравнению с традиционными.

**Цель.** Анализ существующих трендов в области новых материалов с выявлением самых перспективных для применения в нефтегазовой отрасли.

**Материалы и методы.** Методика исследования представляла собой анализ публикационной активности в крупнейшей мировой базе данных Scopus по соответствующим тематическим запросам. В результате поиска была получена информация по количеству публикаций по каждой теме и распределению их по отраслям. Кроме этого, был проведен литературный поиск по применению всех рассматриваемых материалов.

В рамках проведенной работы проанализированы более 40 видов современных материалов, включающих различные сплавы, волокна, углеродные материалы, покрытия, наноструктуры, биоматериалы, жидкости, химические добавки и другие. Тематики с наибольшей публикационной активностью за последние 5 лет и со значительным количеством реальных применений в промышленности были признаны самыми перспективными для целей поставленной работы.

**Выводы.** Выделены главные тренды исследований в области современных материалов: композиты, полимеры, умные материалы и аддитивные технологии. Дана характеристика каждого типа материалов из представленных в обзоре, его особенности, приведены главные области применения.

**Ключевые слова:** материаловедение, новые материалы, композиты, полимеры, умные материалы, аддитивные технологии, 3D-печать

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

**Для цитирования:** Жуков В.В., Карпов А.А., Карпов И.А., Кокцинская Е.М., Хусаинов Р.Р. Анализ трендов перспективных материалов для нефтегазовой отрасли. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):136–147. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-136-147>

*Статья поступила в редакцию 10.05.2022*

*Принята к публикации 24.06.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

## ANALYSIS OF PERSPECTIVE MATERIALS TRENDS FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY

**Vladislav V. Zhukov, Alexey A. Karpov, Igor A. Karpov, Elena M. Koktsinskaya\*, Radmir R. Khusainov**  
Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** elenamk@yandex.ru

Application of the novel materials, which have emerged recently or are even developed for a specific task set, has increased in many industries around the world. At the same time the technical requirements for the materials have increased too. Materials with improved heat resistance, strength, thermal conductivity, wear resistance, etc. are developed, which makes it possible to design more and more advanced products. New materials have evolved from a passive component to an active equipment component, because quite often they provide many potential advantages over usage of traditional materials.

**Purpose.** The review purpose was to analyze the trends in the area of a novel materials with the identification of the most perspective ones for applying in the oil and gas industry.

**Materials and methods.** The research methodology was an analysis of publication activity in the world's largest database Scopus by the relevant thematic requests. As a result of the search, information was obtained on the number of publications on each topic and their distribution by industry. In addition, a publication search was carried out on the applying of all considered materials.

More than 40 types of modern recently-developed materials were analyzed, including various alloys, fibers, carbon materials, coatings, nanostructures, biomaterials, liquids, chemical additives and others. Topics with the highest publication activity during the past 5 years and a significant number of real industry applications were recognized as the most perspective materials for the purposes of a task set.

**Conclusions.** The main research trends in the area of modern materials are identified as: composites, polymers, smart materials and additive technologies. A description of each type of material presented in the review, its characteristics and main areas of their application are provided.

**Keywords:** materials science, novel materials, new materials, composites, polymers, smart materials, additive technologies, 3D-printing

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

**For citation:** Zhukov V.V., Karpov A.A., Karpov I.A., Koktsinskaya E.M., Khusainov R.R. Analysis of perspective materials trends for the oil and gas industry. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):136–147. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-136-147>

Manuscript received 10.05.2022

Accepted 24.06.2022

Published 30.09.2022

Спрос на современные материалы постоянно растет в связи с быстрыми темпами индустриализации по всему миру. Использование новых материалов возросло сразу во многих отраслях, включая здравоохранение, нефтегазовую промышленность, строительство, автомобилестроение, энергетику и авиакосмическую промышленность.

Одновременно с этим растут требования и к самим материалам. Разрабатываются материалы со все большей нагревостойкостью, прочностью, теплопроводностью, стойкостью к износу и т.д., что позволяет изготавливать все более усовершенствованные изделия. Новые материалы из пассивного компонента оборудования превратились в отдельную передовую технологию, несущую множество потенциальных преимуществ.

**Целью** данной работы является анализ трендов развития наиболее перспективных для применения в нефтегазовой отрасли новых материалов.

**Методика** исследования представляла собой анализ публикационной активности в базе данных Scopus по соответствующим тематическим запросам (Scopus — крупнейшая мировая база данных, содержащая более 41500 изданий от 7000 международных издателей, в области естественных, общественных и гуманитарных наук, техники, медицины и искусства).

В рамках проведенной работы проанализированы более 45 видов современных материалов, включающих различные сплавы, волокна, углеродные материалы, покрытия, наноструктуры, биоматериалы, жидкости, химические добавки и другие (табл. 1).

В результате поиска была получена информация по количеству публикаций по каждой теме и распределение их по отраслям. Кроме этого, был проведен литературный поиск по применению всех рассматриваемых материалов (рис. 1).

Таблица 1. Проанализированные категории и виды современных материалов  
Table 1. Analyzed categories and types of modern materials

№	Категория	Виды материалов
1	Композиционные материалы	Полимерные, металлические, керамические материалы, волокна и добавки, аэрогели, углепластики
2	Полимерные материалы	Высокопрочные пластмассы, каучуки, лаки, краски, сверхвысокомолекулярный полиэтилен, кремнийорганические соединения, клеи
3	Керамика	Специальная керамика, высокотемпературные сверхпроводники
4	Сплавы	Высокоэнтропийные, диффузионно-твердеющие, сплавы и стали с особыми свойствами, добавки и порошки
5	Нanomaterialы	Нанокерамика, 3D-материалы, металлоорганические каркасные структуры, тонкие пленки
6	Углеродные материалы	Графит, углеродные волокна
7	Покрyтия	Функциональные покрытия, изменение структуры поверхностного слоя
8	Умные материалы	Пьезоэлектрики, термоэлектрики, метаматериалы, пирозлектрики, магнитострикционные материалы, электрострикционные материалы, фотоэлектрики, самовосстанавливающиеся, самосмазывающиеся, самоочищающиеся материалы, pH-чувствительные материалы, жидкости с управляемыми свойствами, сплавы с эффектом памяти формы
9	Аддитивные технологии	3D-, 4D-печать
10	Прочее	Катализаторы, источники преобразования и хранения энергии

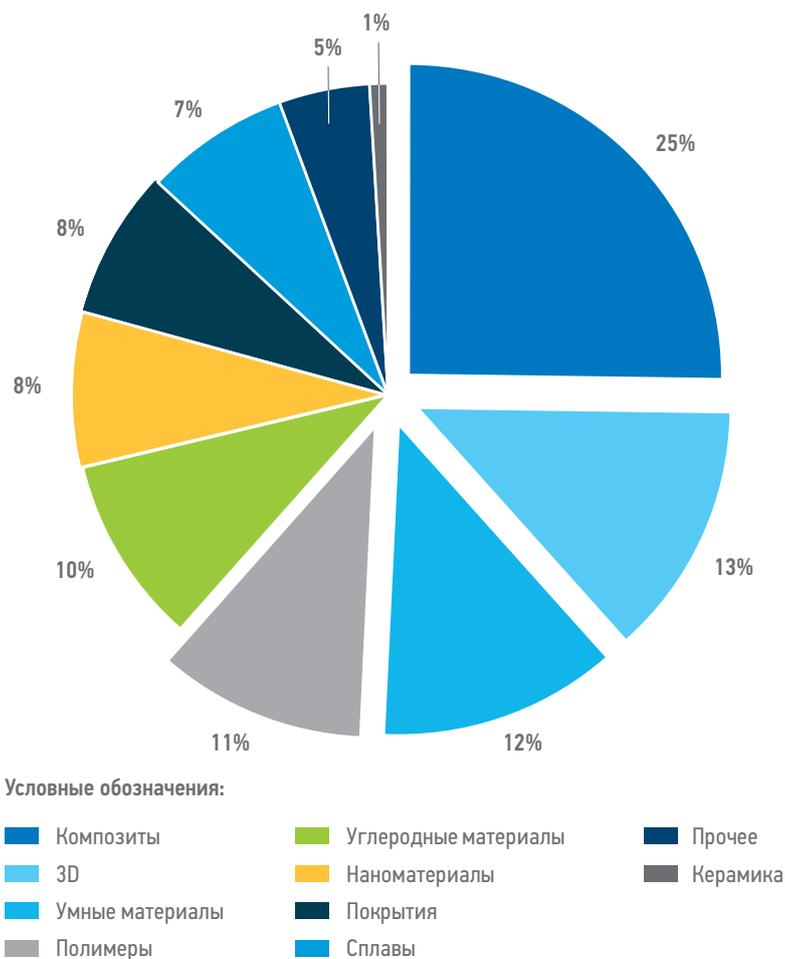


Рис. 1. Публикационная активность по категориям современных материалов. Составлено авторами  
 Fig. 1. Publication activity by types of modern materials. Prepared by authors

На основании анализа полученной информации были выделены 4 основные категории материалов с наибольшей публикационной активностью и значительным количеством реальных применений в промышленности, которые могут быть наиболее востребованы в нефтегазовой отрасли:

- **композиционные материалы** — область материалов с широким диапазоном свойств: с высокими/низкими значениями механических, электрических, теплофизических и других параметров;
- **полимерные материалы** — относительно легко получаемые и перерабатываемые материалы, новое поколение которых отличается улучшенными свойствами: повышенные нагревостойкость, химическая стойкость, механическая прочность или эластичность;
- **умные материалы**, которые объединяют в себе функции собственно материала и датчика, реагирующего на внешние воздействия;
- **аддитивные технологии, или 3D-печать**, позволяющие производить изделия

и прототипы за счет поэтапного формирования изделия путём добавления материала на основу (платформу или заготовку). Более детальная информация по ключевым категориям материалов с учетом динамики публикационной активности и отраслей применения представлена далее.

## КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Композиционные материалы (композиты) — это материалы из двух или более компонентов с различными физическими и/или химическими свойствами, сочетание которых приводит к появлению нового материала с характеристиками, отличными от характеристик отдельных компонентов.

Варьируя используемые материалы и их процентное соотношение, можно получить итоговый композит с улучшенными характеристиками, такими как: плотность, рабочая температура, прочностные характеристики, химическая инертность, коррозионная стойкость, электро- и теплопроводность, устойчивость к радиационным повреждениям и др. Композиты классифицируют по материалам, входящим в их состав [1]. Преимущество металлических и керамических композитов заключается в том, что они пригодны для использования в приложениях, требующих длительной устойчивости к агрессивным условиям по сравнению с полимерными [2]. Но полимерные композиты при этом намного проще в изготовлении из-за относительно низких температур обработки [3, 4], поэтому с каждым годом получают все большее распространение.

Анализ данных о публикационной активности показывает, что интерес к композиционным материалам растет с каждым годом (рис. 2 а). Ведущими странами, исходя из количества публикаций, являются Китай, Индия, США. Россия занимает 4-е место в мире по числу публикаций. На рис. 2 б представлена аналитика публикаций по отраслям. Согласно данной диаграмме, большинство статей публикуются в разделах «материаловедение» и «инженерное дело».

Наиболее распространенными областями применения композиционных металлических материалов являются твердосплавный инструмент для обработки металла резанием, танковая броня, дисковые тормоза, карданные валы, детали двигателей гражданских автомобилей, конструктивные компоненты шасси самолетов, детали космической техники и другие [5–7].

Использование полимерных композиционных материалов в автомобильной

промышленности позволяет значительно снижать массу автомобиля на 20–40 % [8, 9]. Из полимерного композита, армированного кевларом, могут изготавливаться шасси, тормозные колодки и различные части кузова транспортных средств, боевые каски, маски и пуленепробиваемые жилеты, лопасти винтов вертолетов, обтекатели, створки шасси и пропеллеры в самолетах, велосипедные шины, канаты и тросы [10]. Биополимерные композиционные материалы получили широкое применение в медицинской отрасли за счет высокой биосовместимости [11].

Полимерные композиты в аэрокосмической промышленности, где важно снижение веса, применяются для таких компонентов, как тормоза самолета, оконные рамы, несущие винты, кронштейны, фюзеляж, коробки крыла, фитинги, лопасти, вертикальные стабилизаторы [12, 13].

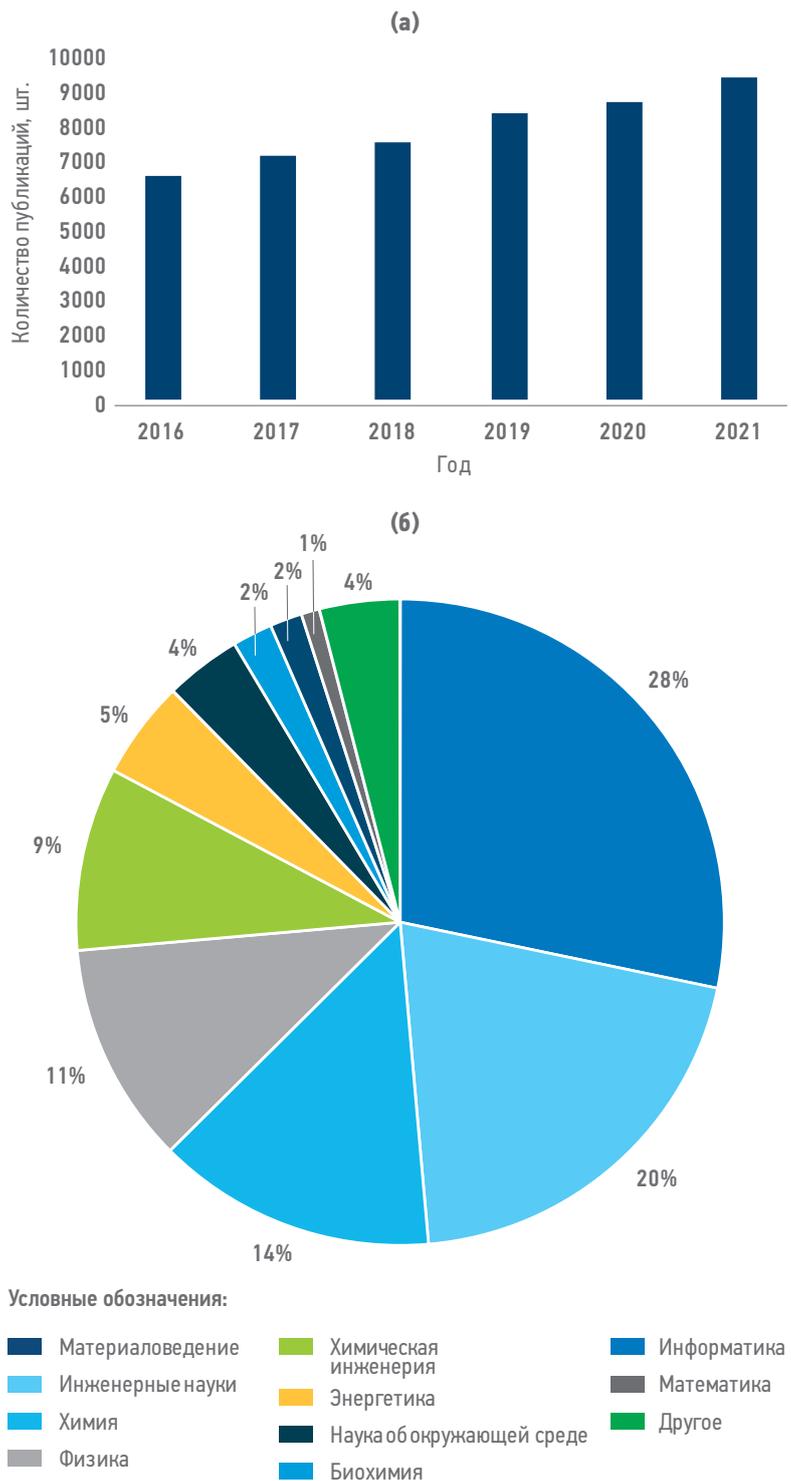
Стойкость в морской воде позволяет использовать полимерные композиционные материалы для изготовления элементов водных транспортных средств [14].

Полимерные композиты находят применение и в нефтегазовой отрасли. PETRONAS, мировой лидер в области нефтяных технологий, совместно с Австралийским научно-исследовательским центром композитных материалов разработал клейкую композитную пленку, позволяющую проводить ремонт трубопроводов во влажных условиях с минимальным перерывом в эксплуатации. Пленка обеспечивает эффективную защиту от коррозии и хорошую адгезию к стальной поверхности [15].

Трубы с покрытием из стекловолокна успешно применяются для защиты от коррозии и солей. Мировым лидером в производстве таких труб является компания Maxtube, ее продукция используется по всему миру в более чем 55 000 скважин [16]. Китайская компания Aerosun разработала различные виды термопластичных труб на основе полимеров HDPE, PERT, PEX, PA, PVDF, PPS, армированных слоями из арамида, полиэстера, стекла, углерода, нержавеющей стали и подходящих для применения в условиях низких температур с высокой экономической эффективностью [17].

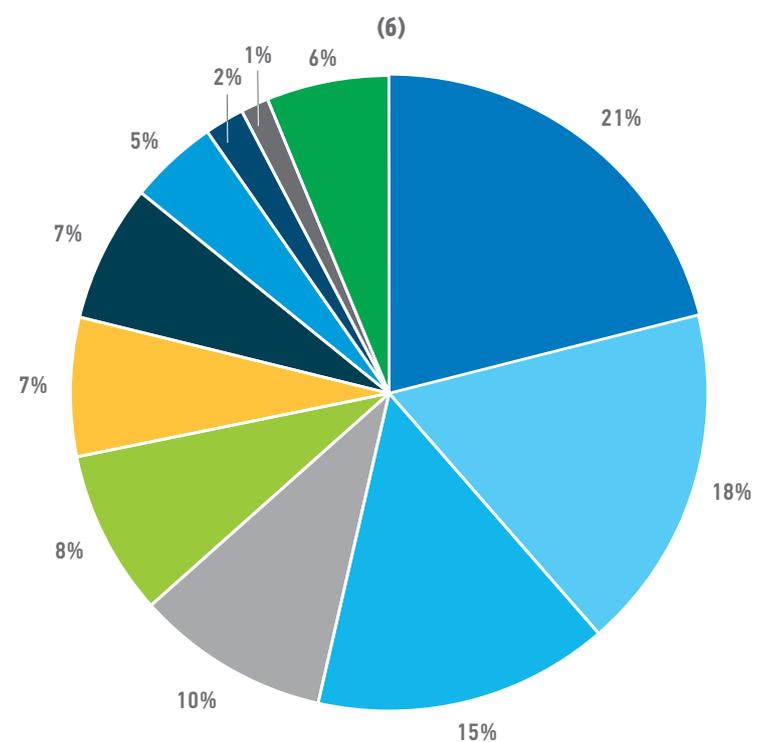
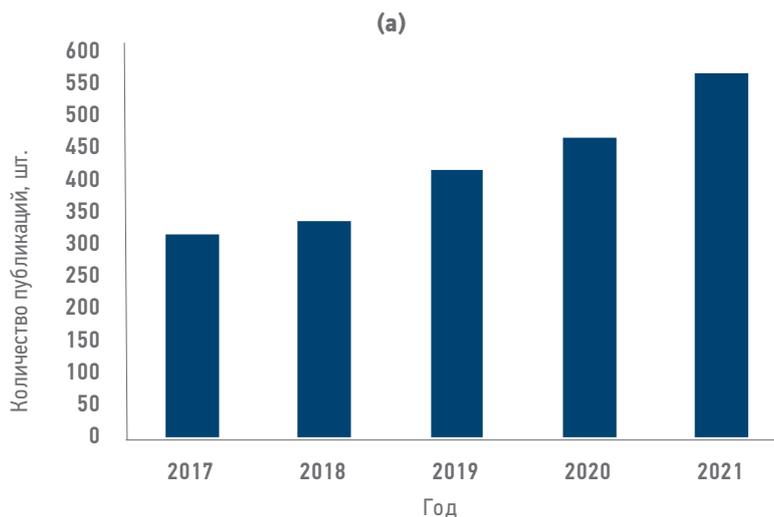
Подвидом металлических или керамических композитов являются аэрогели.

**Аэрогель** представляет собой синтетический пористый сверхлегкий материал, на 99 % состоящий из воздуха, полученный из геля, в котором жидкий компонент был заменен газом, без значительного разрушения структуры. В результате получается твердое тело с чрезвычайно низкой



**Рис. 2.** Количество публикаций за последние 5 лет по теме «Полимерные композиты» (а) и области публикаций (б). Составлено авторами  
**Fig. 2.** Number of publications over the past 5 years on the topic “Polymer composites” (a) and the field of publications (b). Prepared by authors

плотностью и теплопроводностью, высокой механической прочностью. Аэрогели применяются в строительстве и в промышленности для теплоизоляции стальных трубопроводов, различного оборудования с высоко- и низкотемпературными процессами, зданий и других объектов [60].



Условные обозначения:

<span style="color: #0070C0;">■</span> Материаловедение	<span style="color: #00AEEF;">■</span> Медицина	<span style="color: #00AEEF;">■</span> Инженерные науки
<span style="color: #808080;">■</span> Химия	<span style="color: #92D050;">■</span> Химическая инженерия	<span style="color: #FFC300;">■</span> Биохимия
<span style="color: #003366;">■</span> Физика	<span style="color: #00AEEF;">■</span> Стоматология	<span style="color: #003366;">■</span> Энергия
<span style="color: #666666;">■</span> Информатика	<span style="color: #00AEEF;">■</span> Другое	

Рис. 3. Количество публикаций за последние 5 лет по теме «Полиэфирэфиркетон» (а) и области изучения (б). Составлено авторами

Fig. 3. Number of publications over the past 5 years on the topic «Polyetheretherketone» (a) and areas of study (б). Prepared by authors

## ПОЛИМЕРНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Полимеры — очень обширная область материалов, поэтому в своем поиске авторы ограничивались только полимерами, разработанными в последние несколько десятилетий. *Высокопрочные пластмассы* — это материалы, основой которых являются синтетические

полимеры, обладающие высокой термо- и химической стойкостью. Самые известные из них — это полиэфирэфиркетоны (PEEK), полиэфиримиды (PEI) и полифенилсульфоны (PPSF/PPSU).

Полиэфирэфиркетон (PEEK) имеет выдающиеся механические, химические и электротехнические эксплуатационные характеристики, сохраняющиеся при рабочих температурах до +310 °C [18]. Его стойкость к истиранию позволяет печатать из него детали механизмов при помощи аддитивных технологий [19]. Компании Nil-Cor, Polix и Swagelok делают из полиэфирэфиркетона запорную арматуру [20], SKF Group производит сепараторы для подшипников [21], компания VICTREX начала производство обшивки и деталей топливной системы для самолетов [22].

На рис. 3 приведен анализ публикаций по базе данных Scopus за последние 5 лет по запросу «Полиэфирэфиркетон». За 2017–2021 годы число публикаций увеличилось почти в 2 раза (с 316 до 566). Ведущими странами по всем видам этих полимеров являются Китай, США, Германия, Япония и Индия, Россия занимает 12-е место. Из диаграммы распределения статей по отраслям видно, что PEEK активно применяется в медицине, инженерных науках, химической и энергетических отраслях.

Полифенилсульфон (PPSF/PPSU) — это материал, обладающий наивысшей тепловой и химической стойкостью из всех материалов, используемых в аддитивных технологиях [23, 25]. Идеально подходит для аэрокосмической промышленности [24], автомобилестроения и медицинского применения [5].

Полиэфиримид (PEI) — аморфный прозрачный полимер с постоянной рабочей температурой до +170 °C [26]. PEI обладает улучшенными механическими, электроизоляционными и тепловыми свойствами [27]. *Каучуки (эластомеры)* — полимерные материалы, характеризующиеся высокой эластичностью, водонепроницаемостью и электроизоляционными свойствами.

Новые каучуки сочетают свойства прочности, термостойкости, морозостойкости, химической стойкости. Примерами новых каучуков могут быть фторкаучуки, перфторкаучуки, силиконовые каучуки, фторсиликоновые каучуки. Они используются в качестве материалов прокладок, уплотнений, уплотнительных колец, шлангов, напольных покрытий, шин, ремней и многого другого [28–30].

В период с 2016 по 2021 год количество публикаций по тегу «Rubber» (каучук) в Scopus составило 36 202. Число публикуемых

исследований практически линейно растет с каждым годом (рис. 2 а), ведущими странами, исходя из количества публикаций, являются Китай, США, Индия. Россия занимает 8-е место по количеству публикаций.

*Сверхвысокомолекулярный полиэтилен* (СВМПЭ, англ. ultra-high molecular weight polyethylene — UHMWPE) представляет собой термопластичный полимер с широким спектром функциональных свойств, позволяющих использовать его в различных отраслях промышленности.

СВМПЭ обладает превосходными механическими характеристиками, такими как износостойкость, высокая ударная вязкость, низкий коэффициент трения. Изделия из СВМПЭ могут эксплуатироваться в экстремальных условиях, так как температура хрупкости материала составляет  $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что делает его привлекательным для использования в арктических условиях. Ограничивающими факторами применения СВМПЭ являются верхний предел температуры эксплуатации материала в  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а также сложность переработки [31, 32]. Широко используются композиты на основе СВМПЭ. СВМПЭ является перспективным материалом для применения в различных отраслях промышленности, в особенности в аэрокосмической области, строительстве, бронезащитных изделиях [33–35].

*Кремнийорганические соединения* — эти материалы «знамениты» своей высокой термостойкостью, которая объясняется высокой энергией связи Si–O [36], применяются для жароупорных прокладок, уплотнений, мембран и т.д., предназначенных для работы в условиях низких ( $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и высоких ( $+225\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) температур [37].

По сочетанию «silicone polymers» имеется 14 011 публикаций в Scopus с 2017 по 2021 год, число статей растет. Ведущими странами, занимающимися научной деятельностью по данной тематике, являются Китай, Соединенные Штаты Америки и Германия, Россия занимает 8-е место (489 статей). По отрасли знаний основная доля статей приходится на материаловедение, инженерию, химию, физику и астрономию.

*Термостойкие клеи* сохраняют свои механические свойства при высоких температурах эксплуатации [38, 39]. В качестве основы для производства таких клеев чаще всего используют высокотемпературные эпоксидные смолы [40], сохраняющие свойства до  $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Также существуют клеи на керамической основе [41], работающие до  $2000\text{ }^{\circ}\text{C}$ , и так называемые бисмалеимидные пленочные клеи, работающие до  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$  [42].

## ИНТЕРЕС К КОМПОЗИЦИОННЫМ МАТЕРИАЛАМ РАСТЕТ С КАЖДЫМ ГОДОМ, РОССИЯ ЗАНИМАЕТ 4-Е МЕСТО В МИРЕ ПО ЧИСЛУ ПУБЛИКАЦИЙ НА ЭТУ ТЕМУ.

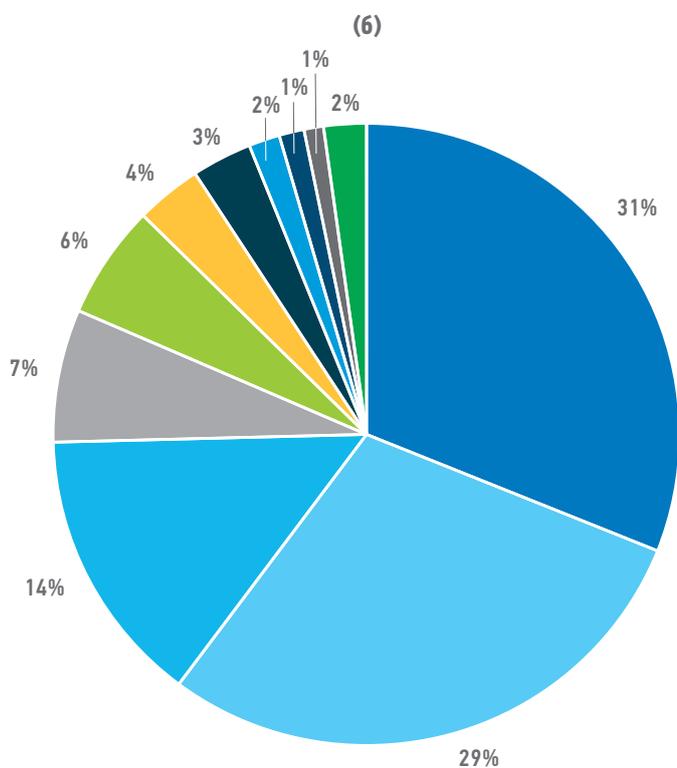
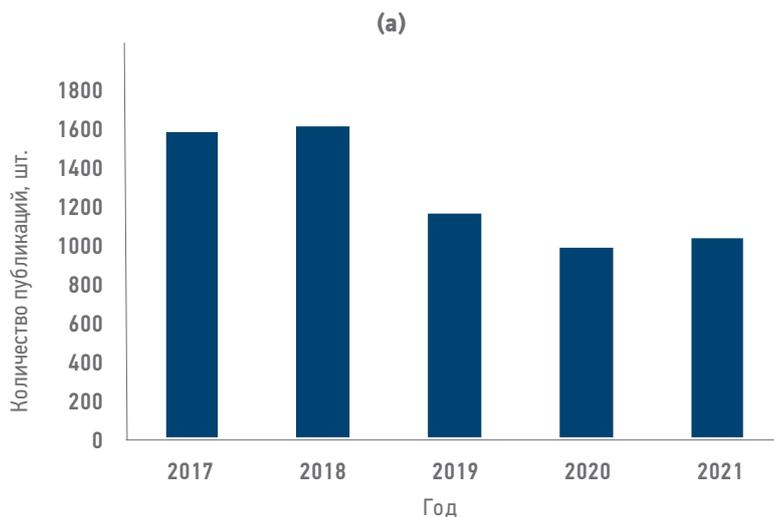
### УМНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Недавно возникло новое поколение материалов — умные, или интеллектуальные, материалы (англ. — smart materials). Этот термин применяется к материалам, свойства которых могут меняться в зависимости от внешних факторов. Термин «умный» введен, поскольку функции этих материалов выходят за пределы свойств, определяющихся структурой материала. Подобные материалы выполняют функцию самого материала с требуемыми характеристиками, датчика, реагирующего на внешнее воздействие, и (необязательно) устройства, «запрограммированного» на определенное поведение [43]. Внешними воздействиями, меняющими свойства умных материалов, могут быть: механические нагрузки, электрическое или магнитное поля, температура, свет, влажность, химические свойства среды и др. Изменение свойств умного материала является обратимым и может повторяться много раз.

Основные типы умных материалов: самовосстанавливающиеся, самосмазывающиеся, самоочищающиеся, пьезоэлектрики, гидрогели, электро- и магнитострикция, электро- и магнитореологические жидкости, фото- и термохромные, пьезоэлектрики, материалы с памятью формы, метаматериалы [43].

*Самовосстанавливающиеся материалы* — это материалы, способные восстанавливать (полностью или частично) свои исходные характеристики после причиненных им повреждений. Механизмы самовосстановления основаны либо на специально внедренных в матрицу основного материала восстанавливающих компонентах, например микрокапсул с залечивающими веществами, либо механизмы самовосстановления не требуют наличия каких-либо дополнительных восстанавливающих составов [44]. Применение таких материалов может помочь снизить затраты за счет увеличения срока службы изделий, а также избежать затрат на ремонт.

Самовосстанавливающиеся материалы применяют для покрытия кухонных столов, лицевой поверхности шкафов, мебели, кузовов и различных деталей автомобилей, для покрытия химической аппаратуры, различных изделий, работающих в условиях повышенной влажности и температуры. Более активно данные покрытия применяют для решения



Условные обозначения:

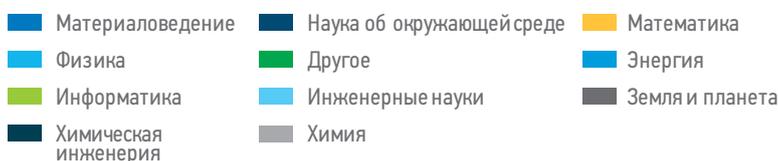


Рис. 4. Количество публикаций за последние 5 лет по теме «shape memory effect» (а) и области изучения (б). Составлено авторами

Fig. 4. Number of publications over the past 5 years on the topic “shape memory effect” (a) and areas of study (б). Prepared by authors

проблемы защиты трубопроводов от поверхностной коррозии, которая вызывается УФ-излучением, примесями в атмосфере, влагой, знакопеременными температурами, жизнедеятельностью микроорганизмов и другими факторами [45–47].

*Самосмазывающиеся материалы* — материалы, обеспечивающие низкий коэффициент трения при работе без дополнительной смазки. Самосмазывающиеся материалы предназначены для изготовления деталей, работающих на трение.

В России большинство самосмазывающихся материалов представляют собой композиции на основе фторопласта-4 и графита (как правило, бронзографит). Менее популярным является материал маслянит.

Самосмазывающиеся материалы активно применяются для изготовления деталей узлов трения (шаровые опоры, шарнирные и рулевые тяги) [43, 48]. В частности, из них эффективно изготавливают подшипники скольжения, работающие без смазки.

*Самоочищающиеся материалы* способны отталкивать воду, органические жидкости и прочие загрязнения. Такие материалы применяются как тнани с соответствующими свойствами или, например, для защиты исторических зданий от воздействия разрушающих факторов [43].

Самоочищающиеся покрытия нашли свое применения для защиты фасадов и окон домов, кузовов автомобилей от влаги, пыли и грязи [49]. Например, японская компания Nissan разрабатывает супергидрофобное покрытие, которое отталкивает пыль, грязь, дождь, освобождая водителей от необходимости чистить машины. Британская компания Balcony Systems Solutions запускает новый продукт — самоочищающееся покрытие на стекло — BalcoNano Self-Cleaning Glass Coating [50]. В 2012 году ученые из Франции изобрели покрытие с повышенной прочностью и восприимчивостью к самоочистке, которое возможно применять в строительной отрасли [51]. Кроме того, подобные гидрофобные покрытия активно применяются в качестве антиобледенительных [52].

*Сплавы с эффектом памяти формы (СЭПФ)* — это уникальные материалы, которые обладают способностью достигать больших деформаций и возвращаться к заданной первоначальной форме после разгрузки или при нагреве [53]. Эффект памяти формы возможен благодаря обратимому термупругому бездиффузионному мартенситному превращению в СЭПФ [54, 56].

Наиболее изучены и внедрены в промышленную практику СЭПФ на основе системы Ni–Ti, они известны под названием нитинол и применяются в авиастроении, медицине и других узкоспециализированных областях [53]. Из-за технологических трудностей производства с использованием специальной металлургии нитинол производят небольшими партиями, что делает данный сплав очень дорогим [54].

Более дешевыми и технологичными СЭПФ являются сплавы на основе системы Fe–Mn–Si [55]. На рис. 4 представлено общее количество публикаций в базе данных Scopus по ключевому слову «shape memory effect». Из зависимости видно, что тенденция по исследованию сплавов с ЭПФ за последние 5 лет снижается, но общее ежегодное количество публикаций достаточно высокое (в среднем 1250 публикаций). Наибольшее количество публикаций за последние 5 лет опубликовали исследователи из Китая и США, Россия занимает 4-е место. Из аналитики по отраслям видно, что в основном статьи публикуются в разделе «материаловедение» и «инженерные науки». Также большое количество публикаций относится к разделам «физика», «химия» и «компьютерные науки».

Благодаря уникальным свойствам СЭПФ нашли эффективное применение при производстве силовых приводов, микророботов, разворачивающихся антенн, для преобразования тепловой энергии в механическую, датчиков, клапанов, переключателей, предохранителей, регуляторов, работающих по температуре и нашедших применение при производстве оборудования для нефтяной и газовой промышленности; фильтров для улавливания тромбов и сгустков крови, сосудистых эндопротезов и т.д.; муфт для соединения труб; арматуры для упрочнения бетонных конструкций [21].

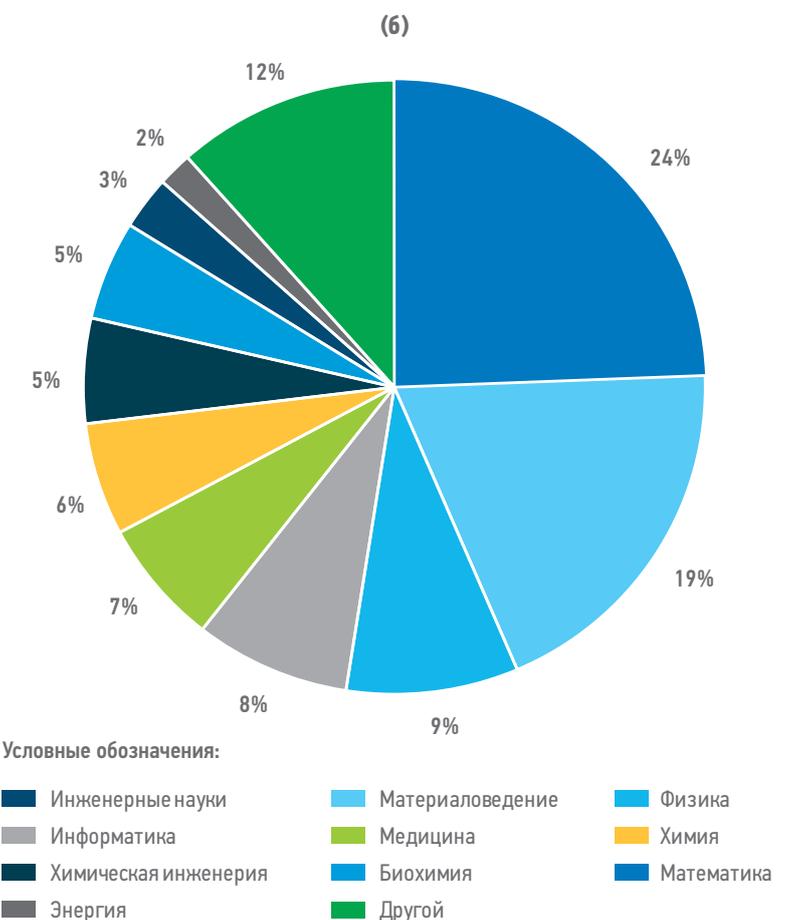
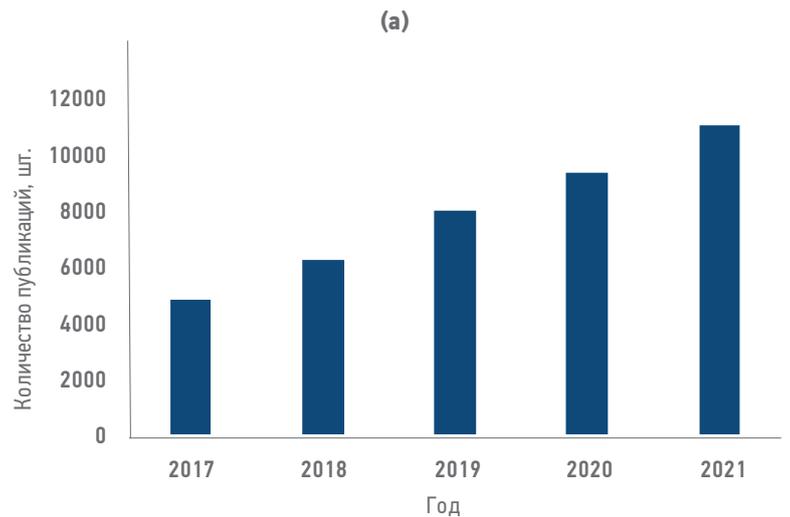
Эффектом памяти формы обладают не только металлические сплавы, но и полимеры. Потенциальные области их применения включают медицину, самовосстанавливающиеся структурные компоненты, например автомобильные крылья, в которых вмятины устраняются путем воздействия температуры. *Умные жидкости* — жидкости с управляемыми/программируемыми свойствами бывают следующих видов: жидкие кристаллы, гидрофобно-ассоциирующие полимеры, гидрогели, ионные жидкости, электро- и магнито-реологические жидкости.

В нефтедобыче направлениями для применения умных жидкостей в настоящее время могут быть блокирование водопритоков в скважине и гидроразрыв пласта.

Еще одним применением умных жидкостей является электронная кожа — e-skin, которая легко прилипает к поверхности или размещается внутри тела и работает как датчик температуры, влажности, давления и др. [22].

## АДДИТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

3D-печать (аддитивные технологии) — это новый метод изготовления деталей



Условные обозначения:

- |                        |                    |              |
|------------------------|--------------------|--------------|
| ■ Инженерные науки     | ■ Материаловедение | ■ Физика     |
| ■ Информатика          | ■ Медицина         | ■ Химия      |
| ■ Химическая инженерия | ■ Биохимия         | ■ Математика |
| ■ Энергия              | ■ Другой           |              |

Рис. 5. Количество публикаций за последние 5 лет по теме «3D printing» (а) и области изучения (б). Составлено авторами  
Fig. 5. Number of publications over the past 5 years on the topic “3D printing” (a) and areas of study (b). Prepared by authors

непосредственно из цифровой модели с использованием подхода послойного наращивания материала. Этот метод позволяет производить детали за короткое время с высокой точностью, что вызывает особый интерес к аддитивным технологиям в аэрокосмической, нефтегазовой, морской, автомобильной промышленности и медицине [57].

Существует несколько видов аддитивных технологий, отличающихся применяемыми материалами (полимеры, металлы, керамика) и скоростью изготовления. Например, при послойном наплавлении пластика его слои наносятся последовательно один за другим, а при лазерном плавлении слой за слоем спекается металлический порошок в соответствии с цифровой моделью.

В период с 2017 по 2021 год количество публикаций по тегу “3D printing” в Scopus составило 39 201. Число публикуемых исследований растет с каждым годом (рис. 5 а), ведущими странами, исходя из количества публикаций, являются США и Китай. Большинство статей публикуются в разделах «инжиниринг» и «материаловедение» (рис. 5 б).

4D-печать — новая область, где четвертое измерение относится ко времени. Эта технология была впервые представлена Skylar Tibbit в сотрудничестве со Stratasys™ в виде печатного материала, запрограммированного на изменение с течением времени в ответ на внешние воздействия [58, 59]. Динамические функции интеллектуальных материалов в сочетании со сложной геометрией деталей, напечатанных на 3D-принтере, могут использоваться в различных приложениях, включая мягкую робототехнику, самоскладывающуюся упаковку, биомедицинские приложения, интеллектуальный текстиль, разворачиваемые конструкции, датчики и аэрокосмические приложения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Процессы добычи и транспортировки углеводородов сопряжены с использованием большого количества высокотехнологичного оборудования на каждом из этапов. Совершенствование свойств материалов открывает для нефтегазовой отрасли широкий спектр возможностей как с точки зрения сокращения материалоемкости, так и с точки зрения увеличения функциональности и надежности процессов поиска и добычи углеводородов.

Композитные материалы уже сегодня широко испытываются как альтернатива

традиционным металлическим конструкциям и трубопроводам, используемым для наземного обустройства активов нефтяных компаний. Электропроводящие покрытия могут использоваться как ультратонкие греющие покрытия инженерных конструкций в условиях Крайнего Севера и для контроля целостности сооружений.

Умные материалы за счет своих дополнительных свойств в будущем могут заменить сложные системы и датчики, широко распространенные в процессах добычи нефти и газа. Уже сегодня в компании иницируются работы по применению саморасширяющихся материалов для ликвидации негерметичности обсадных колонн, тестируются гипотезы по применению материалов-датчиков для изготовления средств индивидуальной защиты.

Аддитивные технологии — это возможность изготавливать материально-технические ресурсы и запасные части за считанные часы, чтократно увеличивает эффективность производственных процессов, отменяет логистические сложности и снижает затраты на содержание складов.

## ВЫВОДЫ

1. По результатам анализа публикационной активности выделены 4 категории «новых» материалов, по которым проводятся активные исследовательские работы. Наибольшее количество публикаций с суммарной долей более 60 % отмечается для следующих категорий: композиционные материалы (25 %), аддитивные технологии (13 %), умные материалы (12 %), полимеры (11 %).
2. Наибольшее количество публикаций по композитам и аддитивным технологиям в полной мере отражает текущие тренды внедрения данных технологий и материалов в производственные процессы.
3. Использование открывающихся возможностей применения современных материалов позволит кратное повысить эффективность бизнес-процессов отрасли, вывести организацию на следующий уровень технологического развития.

---

## Список литературы / References

1. Баженов С.Л., Берлин А.А., Кульков А.А., Ошмян В.Г. Полимерные композиционные материалы: прочность и технология. — Долгопрудный: Интеллект, 2010. — 352 с. [Bazhenov S.L., Berlin A.A., Kulkov A.A., Oshmyan V.G. Polymer composite materials: strength and technology. Dolgoprudny: Intellect, 2010. 352 p. (In Russ.)]
2. Композиционные и композитные материалы — свойства и классификация композиционных материалов / ПластЭксперт — все о пластиках и полимерах. [Composite and composite materials — properties and classification of composite materials / PlastExpert — all about plastics and polymers. (In Russ.)] Available at: <https://e-plastic.ru/specialistam/composite/kompozicionnye-materialy/> (accessed 2.06.2022).

3. The Seven Ages of Materials. *Engineering & Technology*, 2019. Available at: <https://eandt.theiet.org/content/articles/2019/09/the-seven-age-of-materials/> (accessed 2.06.2022).
4. Polymer matrix composites: properties and applications — matmatch. August 2020. Available at: <https://matmatch.com/learn/material/polymer-matrix-composites> (accessed 02.06.2022).
5. Zemtsova E.G., Yurchuk D.V., Sidorov Yu.V., Semenov B.N., Morozov N.F., Smirnov V.M. Synthesis of metallic composite based on iron frame and SiC nanostructures and its strength properties. *Materials Physics and Mechanics*. 2020, vol. 46, no. 1, pp. 122–131. (In Russ.) Available at: [https://doi.org/10.18149/MPM.4612020\\_12](https://doi.org/10.18149/MPM.4612020_12)
6. Xiaochun Liu, Zheng Liu, Yujing Liu, Zainab Zafar, Yanjin Lu, Xiang Wu, Yue Jiang, Zhiguang Xu, Zhenghua Guo, Shujun Li. Achieving high strength and toughness by engineering 3D artificial nacre-like structures in Ti6Al4V-Ti metallic composite. *Composites. Part B: Engineering*. 2022, no. 230, p. 109552. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.compositesb.2021.109552>
7. Haoren Wang, Rui Kou, Haozhe Yi, Samuel Figueroa, Kenneth S. Vecchio. Mesoscale hetero-deformation induced (HDI) stress in FeAl-based metallic-intermetallic laminate (MIL) composites. *Acta Materialia*. 2021, no. 213, p. 116949. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2021.116949>
8. Piliipović A., Ilinčić P., Petruša J., Domitran Z. Influence of polymer composites and memory foam on energy absorption in vehicle application. *Polymers*. 2020, vol. 12, no. 6, p. 1222.
9. Oladele I.O., Omotosho T.F., Adediran A.A. Polymer-Based Composites: An Indispensable Material for Present and Future Applications. *International Journal of Polymer Science*. 2020, pp. 1–12. Available at: <https://doi.org/10.1155/2020/8834518>
10. Khusiafan F.J. Use of KEVLAR® 49 in aircraft components. *Engineering Management Research*, 2018, vol. 7, no. 2, pp. 14–19.
11. Karthikeyan R., Srinivasan B. Industrial applications of keratins — a review. *Journal of Scientific and Industrial Research*, 2014, no. 66, pp. 710–715.
12. «Прочность и безопасность»: как реализуется проект композитного крыла для нового российского лайнера МС-21. [“Strength and safety”: how the project of the composite wing for the new Russian liner MS-21 is being implemented. (In Russ.)]. Available at: <https://www.aex.ru/fdocs/1/2022/3/31/32850/> (accessed 02.06.2022).
13. Oladele I.O., Omotosho T.F., Adediran A.A. Polymer-Based Composites: An Indispensable Material for Present and Future Applications. *International Journal of Polymer Science*, 2020, pp. 1–12. Available at: <https://doi.org/10.1155/2020/8834518>
14. Композиты в российском судостроении. [Composites in Russian shipbuilding. (In Russ.)]. Available at: [https://www.korabel.ru/news/comments/kompozity\\_v\\_rossiyskom\\_sudostroenii\\_kakovy\\_perspektivy.html](https://www.korabel.ru/news/comments/kompozity_v_rossiyskom_sudostroenii_kakovy_perspektivy.html) (accessed 02.06.2022).
15. *Petronas*. Available at: <https://www.iiprd.com/> (accessed 02.06.2022).
16. *Maxtube*. Available at: <https://maxtube.com/company-history/> (accessed 02.06.2022).
17. Армированная труба из термопластов HDPE, PERT, PEX, PA, PVDF, PPS для трубопроводов высокого давления. [Reinforced HDPE, PERT, PEX, PA, PVDF, PPS thermoplastic pipes for high pressure pipelines. (In Russ.)]. Available at: <https://sibmashpolymer.ru/information/> (accessed 02.06.2022).
18. Suphagul S., Rokaya D., Kanchanasobhana C., Rungsiyakull P., Chaijareenont P. PEEK Biomaterial in Long-Term Provisional Implant Restorations: A Review. *J. Funct. Biomater*. 2022, no. 13. — P. 33. Available at: . Available at: <https://doi.org/10.3390/jfb13020033>
19. Mian S.H., Moiduddin K., Elseufy S.M., Alkhalifah H. Adaptive Mechanism for Designing a Personalized Cranial Implant and Its 3D Printing Using PEEK. *Polymers*. 2022, no. 14, p. 1266. Available at: <https://doi.org/10.3390/polym14061266>
20. Руспласт. [Rusplast. (In Russ.)]. Available at: <https://www.rusplast.com/> (accessed 02.06.2022).
21. Fremont M., Miyazaki S. *Shape Memory Alloys*. Springer. 2014.
22. Lei Zh., Wu P. Zwitterionic Skins with a Wide Scope of Customizable Functionalities. *ACS Nano*. 2018, no. 12, pp. 12860–12868.
23. Chapter 8 — High-temperature engineering thermoplastics: polysulfones, polyimides, polysulfides, polyketones, liquid crystalline polymers, and fluoropolymers plastics in medical devices — properties, requirements, and applications. *Plastics Design Library*, 2010.
24. Harizi W., Anjoul J., Acosta V. et al. *Mechanical behavior of carbon-reinforced thermoplastic sandwich composites with several core types during three-point bending tests*. Compos. Struct., 2021.
25. Schönhoff L., Mayinger F., Eichberger M., Reznikov E. 3D printing of dental restorations: Mechanical properties of thermoplastic polymer materials. *Biomed. Mater*, 2021.
26. Fetouhi L., Petitgas B., Dantras E. Mechanical, dielectric, and physicochemical properties of impregnating resin based on unsaturated polyesterimides. *EPJ Applied Physics*, 2017.
27. Liener K. *Poly(ester-imide)s for Industrial Use*. Beck Elektroisolier-Systeme, 1999.
28. Bont M., Barry C., Johnston S. A review of liquid silicone rubber injection molding: Process variables and process modeling. *Polymer Engineering and Science*. 2021, vol. 61, no. 7. Available at: <https://doi.org/10.1002/pen.25618>
29. Zygo M., Lipinska M., Lu Z., Marketalčíková M., Bockstaller R., Mosnacek J., Pietrasik J. New type of montmorillonite compatibilizers and their influence on viscoelastic properties of ethylene propylene diene and methyl vinyl silicone rubbers blends. *Applied Clay Science*. 2019, no. 183, p. 105359. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.clay.2019.105359>
30. Wang M., Yuan Ya., Zhao C., Diao Sh., Duan B. Preparation of fluorosilicone rubber containing perfluorocyclobutyl aryl ether. *Polymers for Advanced Technologies (IF3.665)*. Pub Date: 2020-09-25. Available at: <https://doi.org/10.1002/pat.5107>
31. Назаров В.Г., Столяров В. П., Доронин Ф. А. и др. Сопоставление влияния некоторых методов модификации на характеристики сверхвысокомолекулярного полиэтилена и композитов на его основе. Высокомолекулярные соединения. Серия А, 2019. — Т. 61. — № 3. — С. 254–263. [Nazarov V.G., Stolyarov V.P., Doronin F.A. et al. Comparison of the influence of some modification methods on the characteristics of ultrahigh molecular weight polyethylene and composites based on it. *High Molecular Compounds. Series A*, 2019, vol. 61, no. 3, pp. 254–263. (In Russ.)]. Available at: <https://doi.org/10.1134/S2308112019030106>
32. Сергеева Е.А., Костина К.Д. Способы получения композитов и изделий на основе ткани из СВМПЭ и резины для производства топливных баков // Вестник Казанского технологического университета. 2014. — Т. 17. — № 5. — С. 101–105. [Sergeeva E.A., Kostina K.D. Methods for obtaining composites and products based on fabric from UHMWPE and rubber for the production of fuel tanks. *Bulletin of the Kazan Technological University*. 2014, vol. 17, no. 5, pp. 101–105. (In Russ.)]
33. Gautam Y.R., Singh S., Verma M.K. Application of UHMWPE fiber based composite material. *ResearchGate*. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/327221940> (accessed 19.04.2022).
34. Валуева М.И., Колобков А.С., Малаховский С.С. Сверхвысокомолекулярный полиэтилен: рынок, свойства, направления применения (обзор). [Valueva M.I., Kolobkov A.S., Malakhovskiy S.S. *Ultra-High Molecular Weight Polyethylene: Market, Properties, Applications (Review)*. (In Russ.)]. Available at: <https://doi.org/10.18577/2307-6046-2020-03-49-57>
35. Jiayou Quan, Junrong Yu, Yan Wang, Zuming Hu. Oriented shish-kebab like ultra-high molecular weight polyethylene membrane for direct contact membrane distillation. *Separation and Purification Technology*, 2022, no. 290, p. 120847. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2022.120847>
36. Копылов В.М. Кремнийорганические соединения // Большая российская энциклопедия. — 2010. — Т. 15. — С. 686. [Kopylov V.M. Organic silicone compounds. *Great Russian Encyclopedia*, 2010, vol. 15, p. 686. (In Russ.)]

37. *Нахраманов Н.Т.* Состояние проблемы получения, исследования и применения кремнийорганических полимеров / В. М. Копылов, Р. В. Гурбанова, Ю. Н. Кахраманлы // Химические науки. Евразийский союз ученых (ЕСУ). — 2016. — № 6 (27). — С. 112–118 [Kakhramanov N.T. State of the problem of obtaining, research and application of organosilicon polymers / V.M. Kopylov, R. V. Gurbanova, Yu. N. Kakhramanly. *Chemical Sciences. Eurasian Union of Scientists (ESU)*. 2016, no. 6 (27), pp. 112–118. (In Russ.)]
38. Banea M.D., da Silva L.F., Campilho R.D. Effect of Temperature on Tensile Strength and Mode I Fracture Toughness of a High Temperature Epoxy Adhesive. *Journal of Adhesion Science and Technology*, 2012.
39. Marques E.A., da Silva L.F., Banea M.D., Carbas R.J. Adhesive Joints for Low and High-Temperature Use. *The Journal of Adhesion*, 2015.
40. Wanga J., Guo Q. The preparation and performance of high-temperature adhesives for graphite bonding. *International Journal of Adhesion and Adhesives*, 2005.
41. High temperature ceramic adhesive. Available at: <https://www.final-materials.com/gb/232-high-temperature-ceramic-adhesive> (accessed 02.06.2022).
42. Клей пленочный бисмалеимидный АМ250. [Film bismaleimide adhesive AM250. (In Russ.)]. Available at: <https://www.itecma.ru> (accessed 27.05.2022).
43. *Кокцинская Е.М.* «Умные» материалы и их применение (обзор) // Видеонаука: сетевой журн. — 2016. — № 1 (1). [Koktinskaya E.M. "Smart" materials and their application (review). *Videonauka: network journal*. 2016. № 1 (1). (In Russ.)]. Available at: <https://videonauka.ru/stati/13-tehnicheskije-nauki/42-umnye-materialy-i-ikh-primenenie-obzor> (accessed 27.05.2022).
44. *Ситников Н.Н., Хабидуллин И.А., Мащенко В.И.* Самовосстанавливающиеся материалы: обзор механизмов самовосстановления и их применений // Видеонаука: сетевой журн. — 2018. — № 1 (9). [Sitnikov N.N., Khabibullina I.A., Mashchenko V.I. Self-Healing Materials: An Overview of Self-Healing Mechanisms and Their Applications. *Videonauka: network journal*. 2018, no. 1 (9). (In Russ.)]. Available at: <https://videonauka.ru/stati/19-materialovedenie/186-samovosstanavlivaushchiesya-materialy-obzor-mekhanizmov-samovosstanovleniya-i-ikh-primenenij> (accessed 27.05.2022).
45. *Осовская И.И., Литвинов М.Ю., Васильева А.П.* Технология полимеров. Применение и переработка. Самовосстанавливающиеся покрытия: учебное пособие / ВШТЭ СПбГУПТД. — СПб., 2020. — 80 с. [Osovskaya I.I., Litvinov M.Yu., Vasilyeva A.P. Polymer technology. Application and processing. *Self-healing coatings: textbook*. St. Petersburg: Higher School of Economics SPbGUPTD. 2020. 80 p. (In Russ.)]
46. *Стойе Д.* Краски, покрытия и растворители / пер. с англ. под ред. Э.Ф. Ицко / Д. Стойе. — СПб.: Профессия, 2007. — 528 с. [Stoye D. *Paints, coatings and solvents* / per. from English. ed. E.F. Itsko. / D. Stoye. St. Petersburg: Profession, 2007. 528 p. (In Russ.)]
47. *Голубев А.В., Лузгина А.С., Ворончихин В.Д.* Коррозия технологического оборудования и трубопроводов в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним территорий // Полимерные и композиционные материалы в условиях Севера: материалы Всеросс. научно-практич. конф. с международным участием, 12–15 октября 2021 г. Якутск: ИПНГ СО РАН, 2021 [Golubev A.V., Luzgina A.S., Voronchikhin V.D. *Corrosion of technological equipment and pipelines in the conditions of the Far North and equivalent territories*. Polymer and composite materials in the conditions of the North: Materials of Vseross. scientific and practical. conf. with international participation, October 12–15, 2021. Yakutsk: IPOG SB RAS, 2021. (In Russ.)]
48. Антифрикционные материалы самосмазывающиеся // Справочник химика 21. Химия и химическая технология. [Self-lubricating antifriction materials. Handbook of a chemist 21. Chemistry and chemical technology. (In Russ.)]. Available at: <https://www.chem21.info/info/808309/?ysclid=l3vniwiliuh> (accessed 31.05.2022).
49. Самоочищающиеся покрытия будут использовать в судостроении. [Self-cleaning coatings will be used in shipbuilding. Available at: <https://www.lkmportal.com/news/2014-08-25/9971> (accessed 31.05.2022)].
50. Покрытие Balconano. [Coating Balconano. (In Russ.)]. Available at: <https://www.oknamedia.ru/novosti/> (accessed 31.05.2022).
51. Самоочищающиеся покрытия. [Self-cleaning coatings. (In Russ.)]. Available at: <https://lakokraska-ya.ru/blog/samo-ochischayuschiesya-pokrytiya-mechta-stroitelei> (accessed 31.05.2022).
52. *Шилова О., Цветкова И.* Синтез и исследование супергидрофобных, антиобледенительных гибридных покрытий. Инновационные транспортные системы и технологии. 2015. — С. 91–98. [Shilova O., Tsvetkova I. Synthesis and study of superhydrophobic, anti-icing hybrid coatings. *Innovative transport systems and technologies*. 2015, pp. 91–98. (In Russ.)].
53. *Бледнова Ж., Степаненко М.* Роль сплавов с эффектом памяти формы в современном машиностроении. Научно-образовательный курс, 2012 [Blednova J. Stepanenko M. *The role of Shape Memory Alloys in Modern Mechanical Engineering*. Scientific and Educational Course, 2012. (In Russ.)]
54. Couplings A., Druker V., Perotti A., Esquivel I., Malarría J. Design of Devices and Manufacturing of Fe-Mn-Si Shape Memory Alloy. *Procedia Materials Science*. 2015, pp. 878–885.
55. Pan M., Zhang X., Zhou D., Misra R., Chen P. Fe–Mn–Si–Cr–Ni Based Shape Memory Alloy: Thermal And Stress-Induced Martensite Materials. *Science And Engineering: A*. October 2020, vol. 797, no. 21, p. 140107.
56. Cladera A., Weber B., Leinenbach C., Czaderskib C., Shahverdib M., Motavalli M. Iron-Based Shape Memory Alloys For Civil Engineering Structures. *An Overview Construction And Building Materials*, 2014, vol. 63, pp. 281–293.
57. Yin H., Qu M., Zhang H., Chan Lim Ye. 3D Printing and Buildings: A Technology Review and Future Outlook Technology. *Architecture + Design*, 2018, vol. 2 (1). С. 94–111.
58. Tibbits S. 4D printing: Multi-material shape change *Archit. Des*. 2014, vol. 84, pp. 116–121.
59. Studart A.R., Erb R.M. Bioinspired materials that self-shape through programmed microstructures. *Soft Matter*, 2014, vol. 10, pp. 1284–1294.
60. Прочная невесомость или аэрогель. [Strong weightlessness or airogel. (In Russ.)]. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/prochnaya-nevesomost-ili-aerogel/viewer> (accessed 03.06.2022).

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

**А.А. Карпов** — оказал экспертную поддержку в области применения новых материалов в нефтегазовой отрасли, вносил правки и предложения в текст статьи.

**Vladislav V. Zhukov** — took an active part in the organization and coordination of work, finally approved the published version of the paper.

**Alexey A. Karpov** — provided expert support in the direction of application of new materials in the oil and gas industry, made corrections and suggestions to the text of the paper.

**И.А. Карпов** — принял активное участие в организации и координации работ, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Е.М. Кокцинская** — разработала концепцию статьи, оказала экспертную поддержку в области новых материалов, подготовила текст статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Р.Р. Хусаинов** — принял активное участие в организации и координации работ по анализу публикационной активности, вносил правки и предложения в текст статьи.

**Igor A. Karpov** — took an active part in the organization and coordination of work, finally approved the published version of the paper.

**Elena M. Koktsinskaya** — developed the concept of the paper, provided expert support in the direction of new materials, prepared the text of the paper, accepted the responsibility for all aspects of the work

**Radmir R. Khusainov** — took an active part in the organization and coordination of work on the publication activity analysis, made corrections and suggestions to the text of the paper.

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

**Владислав Вячеславович Жуков** — директор по развитию технологического потенциала, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.

**Алексей Александрович Карпов** — кандидат технических наук, руководитель направления по организации исследований, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.

**Игорь Александрович Карпов** — руководитель программ инновационных технологий, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.

**Елена Михайловна Кокцинская\*** — кандидат технических наук, руководитель направления по оценке инноваций, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
SPIN-код: 6051-4096  
AuthorID: 539129

**Радмир Расимович Хусаинов** — кандидат технических наук, руководитель по бизнес-анализу активов, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.

**Vladislav V. Zhukov** — Director of Technological Potential Development, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.

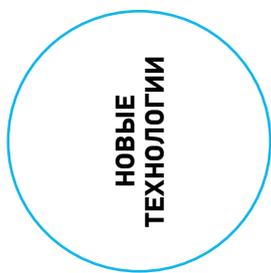
**Aleksey A. Karpov** — Leader of Research Organization, PhD, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.

**Igor A. Karpov** — Leader of Innovative Technology Programs, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.

**Elena M. Koktsinskaya\*** — Cand. Sci. (Techn.),  
Leader of innovations evaluation,  
Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
SPIN-code: 6051-4096  
AuthorID: 539129

**Radmir R. Khusainov** — Cand. Sci. (Techn.), Leader of business analysis, Gazpromneft STC LLC  
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# СИНТЕЗ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ: ИСТОРИЯ, ОБЗОР РАЗВИТИЯ, ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ И АКТУАЛЬНЫЕ ВЫЗОВЫ

© А.И. Власов, 2022



**А.И. Власов**

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

**Электронный адрес:** [Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru)

**Введение.** Данная статья посвящена обзору рынка технологий появления и развития технологий переработки углеводородных газов в полезные синтетические продукты.

**Цель:** на основе анализа исторического опыта создания и накопленной информации по применению технологий газохимической переработки газа сформулировать тенденции развития, ограничения и вызовы в области применения средне- или мелкотоннажного производства химической продукции из газа для условий проектов строительства установок синтеза жидких углеводородов на месторождениях нефти и газа (у источника сырья).

**Материалы и методы.** Химические вещества на основе углерода являются разнообразными и широко распространенными на Земле. Происхождение углеводородных газов и их применение являются ярким примером возможности преобразования углерод содержащих веществ из одного в другое. Процессы газохимии позволяют получать углеводородные вещества синтетическим путем из атомов углерода и водорода. Синтез Фишера — Тропша — технология, которая открыла возможность передела сырья (углеводородного газа, углекислого газа, водорода, и др. органических веществ) в синтетические жидкие углеводороды (топлива, масла, оксигенаты и пр. химические продукты). На основе данной технологии было построено множество газохимических заводов и установок. Анализ текущего технологического развития техники в данной области показал, что у известных реализованных в крупнотоннажном виде технологий есть свой предел применимости и экономической рентабельности

**Результаты.** Исследования и разработки в области химической переработки газа являются перспективным направлением, в котором количество открытий, разработок и проектов на их основе будет только расти, а технологические процессы совершенствоваться, стадии передела сырья уменьшаться.

**Заключение.** Технология конверсии углеводородного газа в синтез-газ с последующим превращением синтез-газа в жидкие углеводороды является хорошо развитой, опробованной и промышленно реализованной в крупнотоннажном исполнении. Анализ опыта применения, тенденций развития техники средне- и малотоннажного производства синтетических жидких углеводородов показывает много макроэкономических, технологических и операционно-логистических факторов неопределенности их применения в условиях локальных, изолированных географически удаленных месторождений нефти и газа (у источника сырья). С целью повышения эффективности производства количество исследований, разработок и проектов газохимии будет только расти, технологические процессы будут только совершенствоваться, а стадии передела сырья будут уменьшаться.

**Ключевые слова:** синтез Фишера — Тропша, химические продукты, полезное использование углеводородного газа, нефтегазовые месторождения, малотоннажные установки

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

**Благодарность:** автор выражает благодарность сотрудникам компании ПАО «Газпромнефть» М.М. Хасанову, И.Г. Баранову, Р.И. Янышеву за помощь в проработке материалов данной статьи и за поддержку проведения НИОКР, направленного на исследование газохимических процессов, реализацию бизнес-инициатив применения технологий малотоннажной переработки газа в локациях месторождений Компании.

**Для цитирования:** Власов А.И. Синтез жидких углеводородов: история, обзор развития, ограничения применения и актуальные вызовы. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(3):148–159. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-148-159>

*Статья поступила в редакцию 12.03.2022*

*Принята к публикации 27.05.2022*

*Опубликована 30.09.2022*

SYNTHESIS OF LIQUID HYDROCARBONS: HISTORY, DEVELOPMENT OVERVIEW, LIMITATIONS OF APPLICATION AND CURRENT CHALLENGES

**Artem I. Vlasov**

Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** [Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru)

**Introduction.** This article is devoted to an overview of the market for technologies for the emergence and development of technologies for processing hydrocarbon gases into useful synthetic products.

**Aim:** based on the analysis of historical experience in the creation and accumulated information on the application of gas chemical gas processing technologies, to formulate development trends, limitations and challenges in the field of application of medium- or small-scale production of chemical products from gas for the conditions of projects for the construction of liquid hydrocarbon synthesis plants in oil and gas (at the source of raw materials).

**Materials and methods.** Carbon-based chemicals are diverse and widespread on Earth. The origin of hydrocarbon gases and their use is a prime example of the possibility of converting carbon-containing substances from one to another. Gas chemistry processes make it possible to obtain hydrocarbon substances synthetically from carbon and hydrogen atoms. Fischer — Tropsch synthesis is a technology that opened up the possibility of converting raw materials (hydrocarbon gas, carbon dioxide, hydrogen, and other organic substances) into synthetic liquid hydrocarbons (fuels, oils, oxygenates, and other chemical products). Based on this technology, many gas chemical plants and installations were built. An analysis of the current technological development of technology in this area has shown that the well-known technologies implemented in large-capacity form have their own limits of applicability and economic profitability.

**Results.** Research and development in the field of chemical gas processing is a promising area in which the number of discoveries, developments and projects based on them will only grow, and technological processes will improve, and the stages of raw material conversion will decrease.

**Conclusion.** The technology for the conversion of hydrocarbon gas into synthesis gas with the subsequent conversion of synthesis gas into liquid hydrocarbons is well developed, tested and commercially implemented in a large-tonnage version. An analysis of the experience of application, development trends in the technology of medium- and small-scale production of synthetic liquid hydrocarbons shows many macroeconomic, technological, operational and logistical factors of uncertainty in their use in local, isolated geographically remote oil and gas fields (at the source of raw materials). In order to increase the efficiency of production, the number of research, development and projects of gas chemistry will only grow, the technological process will only improve, and the stages of processing of raw materials will decrease.

**Keywords:** Fischer — Tropsch synthesis, chemical products, beneficial use of hydrocarbon gas, oil and gas fields, small-scale installations

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

**Acknowledgment:** the author expresses his gratitude to the employees of PJSC "Gazpromneft" M.M. Khasanov, I.G. Baranov, R.I. Yanyshv application of low-tonnage gas processing technologies in the locations of the Company's fields.

**For citation:** Vlasov A.I. Synthesis of liquid hydrocarbons: history, development overview, limitations of application and current challenges. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3):148–159. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-148-159>

*Manuscript received 12.03.2022*

*Accepted 27.05.2022*

*Published 30.09.2022*

## КРУГОВОРОТ УГЛЕРОДА В ПРИРОДЕ

К настоящему времени известно, что углеродная форма жизни является не единственным возможным сценарием развития биологических систем. К примеру, научные исследования показывают, что возможна и кремниевая форма жизни. На планете Земля углеродная форма жизни получила повсеместное распространение и заняла доминирующую позицию. Преобладание углерода и разнообразие форм вещества на его основе связано с его химическими особенностями и геофизическим расположением Земли относительно Солнца. Температурный режим планеты и расположение орбиталей электронов в структуре атома углерода позволяют ему образовывать множество разновидностей химических соединений как с собственными атомами (углерод–углерод), так и с атомами других веществ (водород, кислород и др.).

Углерод присутствует во всех частях структуры планеты Земля: биосфере, атмосфере, гидросфере и геосфере. Он в различных

физико-химических состояниях постоянно превращается из одного вещества в другое и циркулирует в природе. Данный процесс называют геохимическим углеродным циклом [1]. По форме происхождения и хранения выделяют неорганический и органический углерод. Например, углерод, участвующий в процессе фотосинтеза, является органическим, ввиду того что растения, используя энергию Солнца и кислород из воздуха, извлекают и преобразовывают углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) атмосферы с образованием жирных кислот (липидов, например пальмовое масло  $\text{C}_3\text{H}_5(\text{OH})_3$ ), которые, в свою очередь, используются для образования биомассы (роста живых растений). Другой пример — это углерод геосферы, представляющий собой образования неорганических и органических минеральных веществ, которые под действием геологических сил (тектоническое движение плит, осадконакопление, вулканизм и пр.) преобразуются из одного состояния (органическое вещество умерших существ, кероген и пр.) в другое (газ, нефть, уголь, карбонаты и пр.).

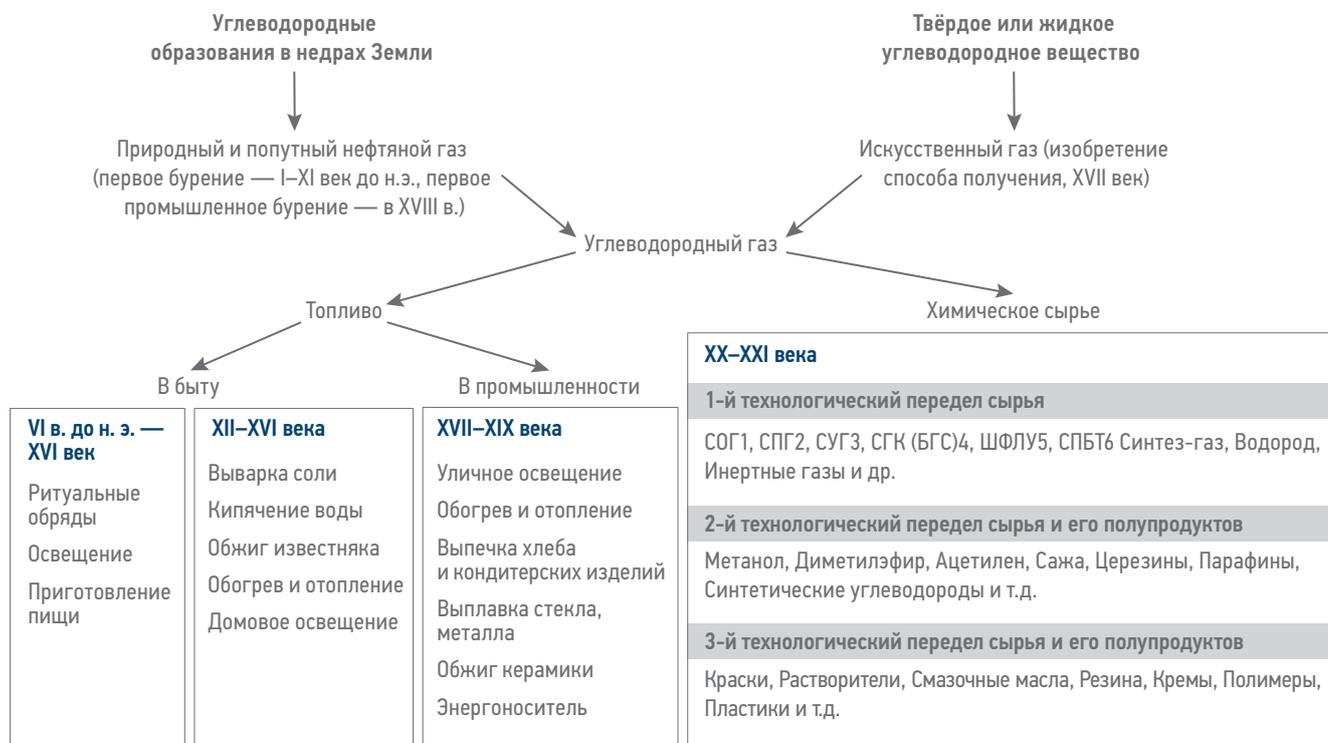
## ГЕНЕЗИС ТЕХНОЛОГИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В КАЧЕСТВЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯ И ХИМИЧЕСКОГО СЫРЬЯ ДЛЯ СИНТЕЗА

Геологическая история Земли на протяжении всего своего времени сопровождалась появлением на поверхность из недр горных пород горючих газов. В разное историческое время человек их называл «священными», «вечными», «неугасимыми» огнями. Само слово «газ» было введено в химическую терминологию в начале XVII века бельгийским химиком Ван Гельмонтом, который образовал его по аналогии с греческим словом chaos — «хаос». Известность этот термин приобрел после опубликования в 1789 году труда «Начальный учебник химии» французского химика Лавуазье.

Углеводородные газы по своему происхождению делятся две группы: а) природные, т.е. образовавшиеся в недрах Земли; б) искусственные, вырабатываемые из твердого или жидкого топлива. Их применение в жизни человека известно с древних времен, а технологические способы его

использования развиваются по сей день. К примеру, за период с VI века до н.э. и по настоящее время технологические системы использования газа эволюционировали от способов и устройств получения тепловой энергии тепла к получению химической продукции высоких технологических переделов (рис. 1). Известны исторические примеры способов и облика устройств для использования газа:

- древнегерманские племена (аламанны), обитавшие на заболоченных территориях бассейна Эльбы до н.э., соорудили специальные кожаные тэны для сбора газа с поверхности болот и кожаные трубы для проведения газа к своим жилищам с целью обогрева и приготовления пищи;
- в трудах аль-Масуди (X в.) встречаются первые исторические сведения о веществе, позже названном «газ»: «На этом же море лежит место Баку; в нем находятся нефтяные источники в царстве Шарвана по соседству с Баб уль-Абвабом. Там добывают белую нефть. Там же находятся вулканы, т.е. источники огня, бьющие из земли. Против источников нефтяных лежат острова, на которых бьют сильные фонтаны огня,



Условные обозначения:

СОГ1 — сухой отбензиненный газ

СПГ2 — сжиженный природный газ

СУГ3 — сжиженный углеводородный газ

СГК (БГС)4 — стабильный газовый бензин (бензин газовый стабильный)

ШФЛУ5 — широкая фракция легких углеводородов

СПБТ6 — смесь пропан-бутан техническая

Рис. 1. Техногенез систем использования и переработки газа (А.И. Власов)  
Fig. 1. Technogenesis of systems for the use and processing of gas (Artem I.Vlasov)

видимые ночью на очень далекое пространство» [2];

- в XII в. Марко Поло отмечал в своих записках, что в некоторых районах Китая «газ» использовался для отопления, освещения и выпаривания соли. Марко Поло пишет: «...дворец одного вельможи отапливался и освещался природным газом, подведенным по бамбуковым трубам» [3];
- по свидетельству известного путешественника Кемпфера, жители Апшеронского полуострова использовали горючий газ для обжига известняков и приготовления пищи (1682–1686 годы);
- в конце XVII в. британский механик, изобретатель Уильям Мёрдок впервые осуществил перегон каменного угля, а в 1803 году использовал полученный при перегоне газ для освещения завода в Сохо в Бирмингеме. В это же время появилась идея применять искусственный газ («светильный газ») для освещения улиц городов, отопления и приготовления пищи.

Можно сделать вывод, что газ использовался для выработки тепловой (лучистой) и световой энергии. Только на рубеже XVII века началось исследование технологических приемов переработки газа: сначала извлечение целевых компонентов газа (фракционирование), а затем и химическая переработка в продукты. На протяжении XVII–XIX веков были созданы светильные заводы, очистные устройства, газгольдеры (газогенераторы, реторты), счетчики газа, регенеративные и газокальные горелки, газовые котлы, сети трубопроводов для транспорта и распределения газа.

К примеру, на территории Российской империи начало промышленного производства искусственного (светильного) газа относится к 1835 году, когда Общество освещения газом Санкт-Петербурга основало первый газовый завод по газификации каменного угля. Производственная мощность завода в начале его эксплуатации составляла всего 4,5 млн м<sup>3</sup> газа в год.

В XX веке индустриальная революция привела к освоению месторождений нефти и газа и внедрению в промышленном масштабе способов физической и химической переработки углеводородного газа. Появилось новое направление — газопереработка, или газохимия. Природный газ стал рассматриваться в качестве химического сырья для производства таких продуктов, как индивидуальные смеси углеводородов (пропан–бутан, этан и пр.), сопутствующие продукты (сера, гелий), газомоторные топлива, бензин и масла. Например, в 1924 году в СССР в г. Грозном был построен первый газолиновый (абсорбционный) завод

по извлечению газового бензина из попутного нефтяного газа.

## ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ИНФРАСТРУКТУРЫ ГЕОГРАФИЧЕСКИ УДАЛЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛЕДУЕТ ПРЕДУСМАТРИВАТЬ ВНЕДРЕНИЕ МАЛО- И СРЕДНЕТОННАЖНЫХ ГАЗОХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ.

Первая работа по химическому получению синтетических химических веществ была связана с исследованиями реакции каталитического гидрирования. Поль Сабатье в 1897 году открыл способ получения метана и воды путем пропускания водорода и паров органического вещества над медным и никелевым катализатором при температуре 100–300 °С. [4]. Далее, основываясь на результатах исследований в данной области, в 1926 году Ф. Фишер и Г. Тропш открыли способ восстановления водородом (H<sub>2</sub>) монооксида углерода (CO) при атмосферном давлении в присутствии различных катализаторов (железо — оксид цинка или кобальт — оксид хрома) при температуре 270 °С, в которой получили жидкие синтетические и даже твердые гомологи метана [5]. Так возник синтез углеводородов из монооксида углерода и водорода, называемый с тех пор синтезом Фишера — Тропша. Смесь CO и H<sub>2</sub> в различных соотношениях получила название синтез-газ. Синтетические углеводороды через стадию синтез-газа могут быть получены из любого органического сырья, содержащего атомы углерода и водорода (газ, нефть, каменный уголь, древесина, органические остатки биологической жизнедеятельности и даже воздух и вода). Ввиду того что на планете Земля происходит процесс геохимического углеродного цикла, то атомы углерода и водорода мы можем извлекать почти из всех доступных нам органических и неорганических веществ.

С развитием технологических способов добычи ископаемых веществ из недр Земли и их последующая переработка и использование в жизнедеятельности человека привели к тому, что к естественному природному геохимическому циклу прибавился технологический цикл (рис. 2). Его появление привело к нарушению баланса углеродных веществ в экосистемах Земли. Ранее связанный и захороненный углерод в виде нефти, угля и пр. органических и минеральных образований стал извлекаться и аккумулироваться в биосфере, гидросфере и атмосфере Земли. Последствием увеличения объема углерода в экосистемах стало изменение

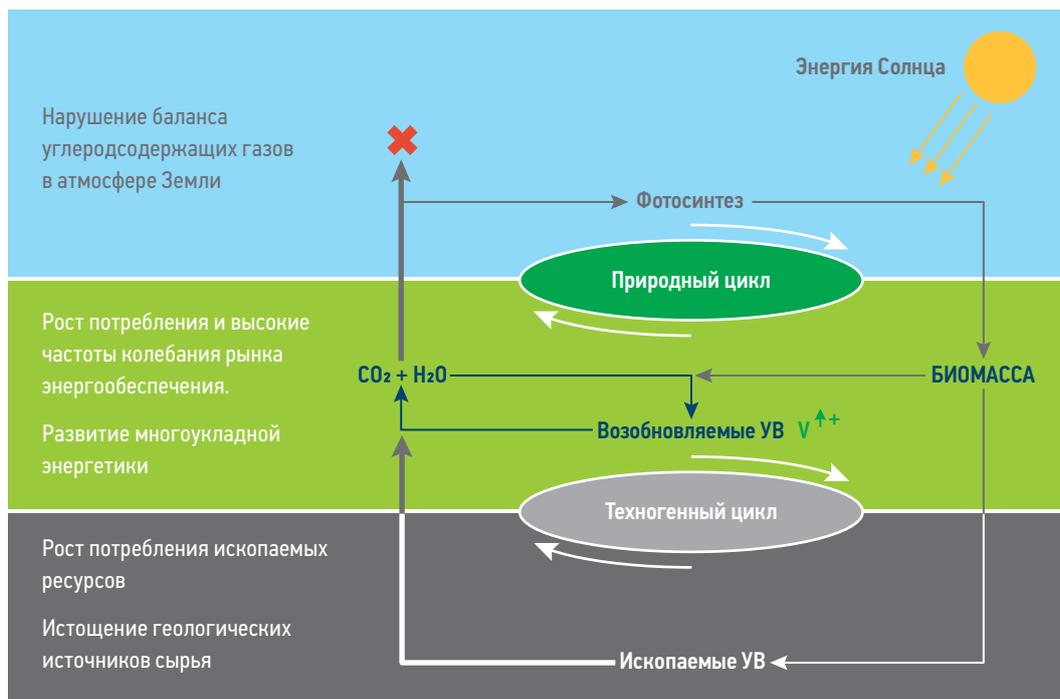


Рис. 2. Природный и технологический углеродные циклы (А.И. Власов)  
 Fig. 2. Natural and technological carbon cycles (Artem I.Vlasov)

климата, получившее название «глобальное потепление». Поэтому одним из направлений сокращения воздействия промышленности (влияния техногенного цикла) на окружающую среду является применение процессов газохимии. Сбор углекислого газа из атмосферы, генерация водорода из воды с их последующим объединением в синтез-газ и преобразованием в синтетические жидкие или твердые продукты позволит стабилизировать баланс углерода в геохимическом углеродном цикле.

### ИСТОРИЯ ВОПРОСА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЛАНДШАФТ РЫНКА

Первый промышленный завод производства синтетических углеводородов по методу Фишера — Тропша был построен в Германии для производства моторного топлива из доступных источников углеродного сырья (наменный уголь). К 1944 году Германия производила 585 тыс. тонн в год синтетического моторного топлива. История развития производства синтетических моторных топлив до 1945 года детально описана в обзоре [6]. После завершения Второй мировой войны заводы на территории Германии прекратили свое производство и некоторые были передислоцированы на территории других стран. Технология и наработанные технические решения, опыт специалистов распространились как на запад, так и на восток. К примеру,

на территорию СССР был передислоцирован завод по производству синтетических церезинов, который функционировал вплоть до 1993 года. На рис. 3 представлен временной ряд развития рынка промышленной реализации технологий в форме опытных и промышленных заводов, установок, производств до настоящего времени. На основе немецких технологий компанией South African Synthetic Oil Ltd (SASOL) первый в послевоенное время завод был построен в ЮАР. SASOL использует данную технологию и по сей день на четырех промышленных заводах.

Производство синтетических моторных топлив в рыночных условиях является дорогим. Себестоимость химической продукции не может конкурировать по цене с традиционными минеральными топливами в низком ценовом сегменте (менее 60–70 долларов за баррель нефти). Однако по своим физико-химическим свойствам и качеству превосходит продукты, полученные из минеральной нефти. Таким образом, производство синтетических церезинов в СССР и производство моторных топлив в ЮАР до начала нефтяного кризиса (1973 год) оставались единственными. Нефтяной кризис и рост рыночных цен на топливо простимулировал активность в области исследований и создания производств синтетических моторных топлив и других видов химической продукции, производимой из углеводородного газа. Появилось множество вариантов реализации процессов синтеза, некоторые и по настоящее время находятся

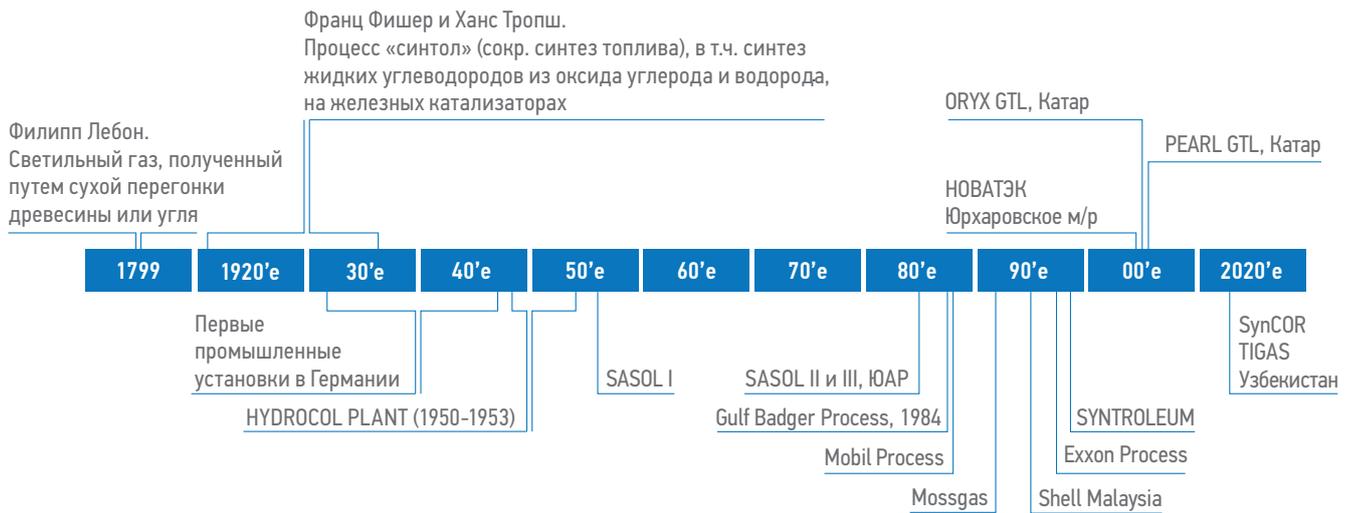


Рис. 3. Временной ландшафт развития рынка газохимических производств (А.И. Власов)  
Fig. 3. Temporal landscape of the development of the market of gas chemical production (Artem I. Vlasov)

на разных стадиях технологической готовности к промышленному применению. С 1990 года на международной арене наблюдается возрождение промышленного применения процесса производства синтетических жидких углеводородов (англ. GTL — gas-to-liquids). К настоящему времени газохимические технологии ведущих мировых лицензиаров (Royal Dutch/Shell, SASOL, Haldor Topsoe, Lurgi и др.) достигли стадии технологической зрелости и обеспечивают рентабельность за счет значительных крупнотоннажных объемов производства. Суммарная мощность существующих в мире заводов, производящих углеводороды из CO и H<sub>2</sub> (синтез-газа), составляет около 12,5 млн тонн в год синтетической продукции. Действуют 5 крупнотоннажных заводов: Bintulu (Shell), Pearl (Shell), Mossel Bay (Statoil), Oryx (Sasol), Escravos (SASOL & Chevron). Известно, что стоимость одного из крупных заводов для предприятия производительностью ~1,4 млн т в год по синтетическим жидким углеводородам, расположенного на побережье (для удобства транспортировки продукции морем), составляет 750 млн долларов (удельные капитальные затраты — 25 долларов/баррель/сутки, а себестоимость продукции — 18 долларов за баррель). Известные и доступные характеристики и стоимостные параметры других заводов представлены в **табл. 1**.

В направлении средне- и малотоннажной газохимии существует множество проектов. Наиболее известные из проектов малотоннажной переработки газа в синтетические жидкие продукты представлены компаниями Velosys (США), CompactGTL (США), INFRA (США & РФ), Арктикгаз (РФ),

НОВАТЭК (РФ) и др. Характеристики и стоимостные параметры других заводов представлены в **табл. 2**.

Для малотоннажного направления переработки газа характерно балансирование экономических показателей на грани экономической рентабельности. Анализ стоимостных параметров такого рода проектов показывает, что с уменьшением производительности установок в диапазоне значений от 4 до 6 тыс. тонн/год по синтетической продукции кардинально резко возрастают удельные капитальные затраты для производства моторных топлив и горюче-смазочных материалов (**рис. 4**) и для производства метанола (**рис. 5**).

Тем не менее на рынке нефтегазодобывающих компаний существует стабильный спрос на проекты по переработке углеводородного газа в продукцию крупнотоннажных (более 1,5 млрд м<sup>3</sup>/год), среднетоннажных (от 1,5 до 0,2 млрд м<sup>3</sup>/год) и малотоннажных (менее 0,2 млрд м<sup>3</sup>/год) объемов. Малые объемы производства интересны не только внешним потребителям, но и самим нефтегазовым компаниям, которые потребляют метанол в количестве 2–6 и более тыс. тонн/год на месторождениях для химизации и интенсификации процессов добычи или дизельное топливо (1–5 тыс. тонн/год) для обеспечения заправки автомобилей транспортных компаний в регионе деятельности. На данный момент на рынке есть примеры реализации средне- и малотоннажных процессов производства синтетических жидких углеводородов. Однако все еще отсутствует экономически рентабельное аппаратное оформление процесса и доступное оборудование для его реализации.

**Таблица 1.** Характеристики крупнотоннажных заводов по производству синтетических жидких углеводородов  
**Table 1.** Characteristics of large-capacity plants for the production of synthetic liquid hydrocarbons

Оператор / Характеристики технологии	Bintulu	Pearl	Mossel Bay	Oryx	Escravos	ГПЗ Туркменгаз	UzGTL
Уровень развития	Коммерческий завод						
Месторасположение	Малайзия	Катар	ЮАР	Катар	Нигерия	Туркменистан	Узбекистан
Мощность по объему производства синтетических жидких углеводородов (топливу), млн тонн/год	~0,6	~7	~1,95	~1,47	~1,43	0,9	~1,5
Мощность по сырьевому газу, млрд м <sup>3</sup> /год	~1,1	~16,5	~2,9	~3,36	~3,36	1,8	3,6
Объем инвестиций, млрд \$	~1	~14,5	~6	~1,2	~9,5	1,7	3,7
Дата запуска	1993	2011	1993 (1 оч.), 2005 (2 оч.)	2006	2014	2019	2021
Технология риформинга сырьевого углеводородного газа	Парциальное окисление (POX)	POX	Автотермический риформинг (ATR)	Паровой (SMR) & ATR	ATR	ATR	ATR
Основные получаемые продукты и их выход, млн тонн/год	СУГи — 0,02 Нафта — 0,17 Газойль — 0,32 Масла — 0,11	СУГи — 2,45 Нафта — 0,93 Керосин — 0,83 Газойль — 1,91 Масла — 1,23 Парафины — 0,33	СУГи Нафта ДТ	СУГи — 0,03 Нафта — 0,36 ДТ — 1,07	СУГи — 0,04 Нафта — 0,39 ДТ — 0,97	СУГи — 0,3 Бензин АИ92 — 0,6	СУГи — 0,05 Нафта — 0,43 Керосин — 0,31 ДТ — 0,74
Владелец технологии (разработчик)	Shell	Shell	STATOIL, Air Liquide	Haldor Topsoe, SASOL	Haldor Topsoe, SASOL	Haldor Topsoe	Haldor Topsoe, SASOL

**Таблица 2.** Характеристики средне- и малотоннажных заводов по производству синтетических жидких углеводородов  
**Table 2.** Characteristics of medium- and small-scale plants for the production of synthetic liquid hydrocarbons

Страна	Компания	Проект	Год запуска	Мощность		Объем инвестиций (приведенный к текущему времени), млн \$	Удельный выход СЖУ, кг/млн м <sup>3</sup> газа
				по газу, млн м <sup>3</sup> /год	по СЖУ, тыс. тонн/год		
США	BP	Nikiski	2003	25	15	139	597
США	Conoco	Ponca	2003	33	20	104	604
США	Syntroleum	Catoosa	2004	10	3	82	349
США	Infra	Infra.xtl	-	12	4,1	25	354
США	Velocys	Velocys	-	-	-	-	-
Япония	JOGMEC	Japan	2009	80	25	480	311
ЮАР	Petro SA	Mossel Bay	2011	82	50	64	607
Бразилия	Compact	Compact	2011	2	1	52	498

### ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗВЕСТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И АКТУАЛЬНЫЕ ВЫЗОВЫ

Анализ текущего технологического развития техники в данной области показал, что у известных реализованных в крупнотоннажном виде технологий есть свой предел применимости и экономической рентабельности. Ограничение применения средне- или мелкотоннажного производства химической продукции зависит не только от макроэкономических и географических факторов, но и связано со спецификой жизненного цикла реализации проекта и последующего производства

продукции. Повсеместное распространение технологии затрудняет следующее.

1. Технологические ограничения:
  - 1.1. необходимость в реализации технологического передела сырья (1-я стадия синтез-газа и 2-я стадия синтеза жидких продуктов), которые требуют реализации сложного аппаратурного оформления процесса и систем контроля за узким диапазоном эффективной работы;
  - 1.2. необходимость в подготовке углеводородного сырья и его тонкой (контрольной) очистке от отравляющих газов (сероводород, ртуть и пр.);
  - 1.3. необходимость снижения объемов газа рецикла и поддержания высокой

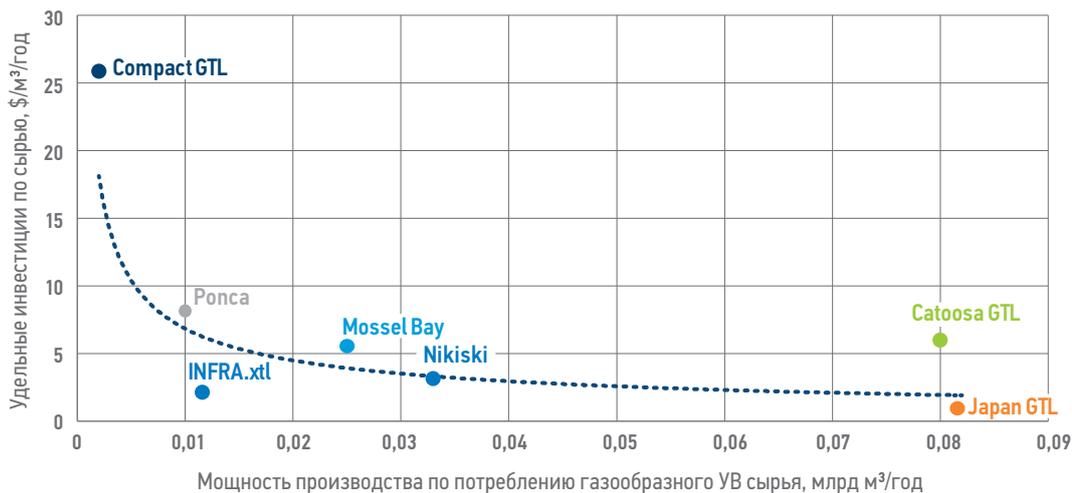


Рис. 4. Зависимость мощности производства от удельных инвестиционных вложений в проекты производства синтетических жидких углеводородов из углеводородного газа (газ в жидкость) (А.И. Власов)

Fig. 4. Dependence of production capacity on specific investments in projects for the production of synthetic liquid hydrocarbons (gas to liquid) (Artem I. Vlasov)

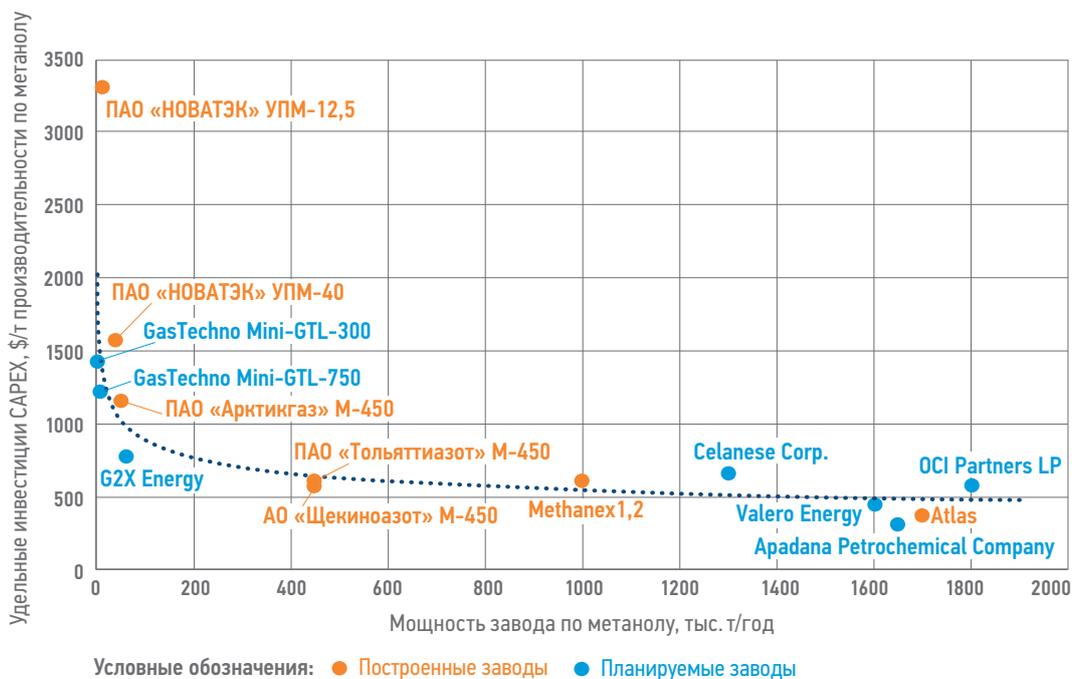


Рис. 5. Зависимость мощности производства от удельных инвестиционных вложений в проекты по производству метанола из углеводородного газа (газ в метанол) (А.И. Власов)

Fig. 5. Dependence of production capacity on specific investments in projects for the production of methanol from hydrocarbon gas (gas to methanol) (Artem I. Vlasov)

- степени конверсии и синтеза при работе процессов в узком диапазоне температур, расходов и давлений.
2. Стоимостные ограничения:
    - 2.1. высокие капитальные затраты на оборудование основного технологического процесса, включающие затраты на приобретение лицензий на использование технологий (исторические затраты разработчика на выполненные НИОКР, в рамках которых технология была создана);

- 2.2. высокие капитальные затраты на проектирование и строительство площадки размещения завода или установки, связанные с продолжительными циклами изготовления, доставки, монтажа металлоемкого и крупногабаритного, оборудования;
- 2.3. высокие капитальные затраты на строительство площадки размещения основного технологического оборудования и коммуникаций технологических систем (газоснабжение, водоснабжение,

электричество и т.п.) с учетом требований промышленной безопасности и надежности производства.

3. Операционные и логистические ограничения:

3.1. продолжительные подготовительные, и пусконаладочные работы, направленные на организацию режима работы узлов обоработки блоков и стадий синтеза полупродуктов и целевых продуктов;

3.2. цены на сырье, технологические жидкости и реагенты, включая вспомогательные материалы для реализации процесса синтеза;

3.3. стоимость, количество инженерно-технического, рабочего персонала для непрерывного ведения технологического процесса;

3.4. стоимость услуг обслуживания реакторов, хранение и транспортировка продукции до потребителя;

3.5. географическое расположение производства, а именно влияние сложных логистических цепочек по хранению и сбыту продукции.

4. Рыночные ограничения:

высокие частоты колебания стоимости сырья и продукции на рынках сбыта, которые влияют на экономические показатели газохимических производств в широком диапазоне значений.

Смещение нефтегазодобычи в труднодоступные районы с неблагоприятными условиями строительства и эксплуатации, появление большого количества низкопотенциальных ресурсов углеводородных газов, ужесточение экологических требований, декарбонизация производства — это некоторые из тенденций, которые характеризуют сегодня направление развития нефтегазовой отрасли. Поиск альтернативных устойчивых бизнес-сценариев использования и монетизации газа заставляет трансформироваться базовые технологии во все более и более оптимальные и эффективные решения. Однако там уже достигнут предел развития способов и систем использования газа, основанных на гравитационных, инерционных, газодинамических, тепловых и энергетических процессах.

### **СМЕЩЕНИЕ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА К ИСТОЧНИКУ СЫРЬЯ: МИФ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ?**

Кардинальное изменение бизнес-сценариев возможно только с применением и дальнейшим развитием химических процессов передела углеводородов в ценные продукты.

Модернизация текущих или создание новых производственных процессов добычи, подготовки и переработки углеводородного сырья со вшиванием в их части газохимических и высокоэнергетических процессов позволит настроить бизнес-модели нефтегазовых компаний под динамично меняющиеся требования рынка к экологии производства, видам и объему целевых продуктов потребления. Изменение бизнес-сценария проектирования разработки и эксплуатации инфраструктуры нефтегазового месторождения с интеграцией малотоннажных газохимических процессов имеет ряд особенностей:

- сосредоточение развивающейся добычи углеводородного сырья в удаленных и труднодоступных районах;
- отсутствие или ограниченные сценарии эвакуации продукции с месторождения до потребителя;
- неравномерность объема потребления газохимической продукции;
- высокие затраты на транспорт материально-технологических и человеческих ресурсов к месту добычи углеводородного сырья;
- наличие низкопотенциальных ресурсов (газов низких ступеней сепарации нефти);
- необходимость вовлечения в переработку газов с повышенным содержанием гомологов метана.

Запрос со стороны российских нефтегазовых компаний на создание альтернативных технологий привел к увеличению в последние десятилетия научных разработок в области газохимии, на базе которых могут быть разработаны коммерческие технологии, не предназначенные для конкуренции с существующими крупнотоннажными процессами зарубежных лицензиаров, но позволяющие усовершенствовать уже освоенные методы переработки углеводородного сырья в традиционные продукты и полупродукты основного химического синтеза. В этих технологиях могут использоваться в том числе технические решения, неприемлемые для крупнотоннажной традиционной газохимии, но вполне пригодные для производств относительно небольшой мощности.

Новые газохимические технологии могут обладать сравнительно невысокими показателями энергоэффективности и/или выхода товарной продукции, однако это компенсируется их технологической надежностью, легкой адаптацией к небольшим масштабам производства и отсутствию заводской инфраструктуры, хорошей интеграцией в единые комплексы с процессами производства тепловой и электрической энергии, возможностью регулирования соотношения

между получением энергии и топливной или химической продукции. К драйверам, которые приводят к снятию ограничений применения газохимических процессов, можно отнести:

- заводское изготовление большинства технологических блоков для минимизации строительно-монтажных работ на площадке размещения;
- блочно-модульную компоновку с возможностью варьирования объема перерабатываемого сырья;
- легкость демонтажа и перемещения оборудования;
- универсальность технологических модулей, возможность компоновки модулей различных производителей как стандартного оборудования;
- наличие модулей подготовки газа, рассчитанных на широкий диапазон изменения его параметров и свойств по составу, содержанию примесей, объемам, давлению и т.д.;
- в ряде случаев — возможность автономного энергообеспечения за счет утилизации тепла реакций;
- высокую степень автоматизации, минимум обслуживающего персонала;
- минимальную степень передела с возможностью получения легкотранспортируемых продуктов.

На сегодня темпы внедрения инновационных решений в отечественной нефтегазохимической отрасли остаются низкими, что обусловлено отсутствием готовых к промышленному внедрению процессов и инвестиций для технологического обновления. В сложившейся ситуации только самостоятельное обеспечение инвестирования инновационного процесса отраслевыми компаниями может привести к созданию новых, готовых к внедрению газохимических технологий. В то же время добывающие компании зачастую не заинтересованы в глубокой переработке углеводородного сырья, так как значительные объемы рынков нефти и газа практически всегда гарантируют сбыт, а внедрение и вывод на рынок новых технологий требует значительных высокорискованных затрат на строительство одного или нескольких опытных производств с длительным периодом возврата капитала в условиях неопределенности получения положительного результата. Применение модернизированных традиционных технологий в отдельных случаях не гарантирует экономический результат и не изменяет кардинально облик промышленного процесса.

Продвижение альтернативных газохимических технологий — единственный

правильный путь развития, который зависит от нескольких факторов: конкретного типа предлагаемого процесса, наличия потребности в нем у предприятий нефтегазового сектора, потенциального уровня затрат на реализацию инновации и уровня ее перспективности. Усилия, направленные на создание альтернативных технологий синтеза, снятие технологического ограничения, связанного со стадиями передела сырья (превращение 2–3-стадийного процесса синтеза в одностадийный процесс (рис. 6)), позволит обеспечить решившейся на создание инновации компании занять лидирующую роль по эффективности производства в секторе нефтегазовой отрасли и овладеть неоспоримым устойчивым конкурентным преимуществом. Соответствие альтернативной технологии требованиям к организации локального производства синтетических продуктов на месторождениях и потенциально высокая перспективность данных альтернативных технологий полезного использования углеводородного газа повышают шансы на их практическую реализацию.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Труднодоступность месторождений удаленных регионов является фактором высоких операционных затрат на доставку грузов в места дислокации производства. Химические продукты для обеспечения процессов добычи нефти и газа, такие как дизельное топливо и метанол, являются востребованными на месторождениях. Их постоянное потребление и отсутствие доступных логистических схем доставки делает привлекательными проекты локального газохимического производства на месторождениях с дешевыми источниками углеводородного сырья. Например, известно об успешной реализации ряда малотоннажных газохимических проектов НОВАТЭК (РФ), Арктикгаз (РФ) и GasTechno (США) по производству метанола непосредственно на месторождениях углеводородов. Также известно, что фактором, приводящим к экономической рентабельности бизнес-кейсов малотоннажного производства, является крайняя технологичность процесса производства в ущерб его эффективности. Например, одностадийное производство метанола компанией GasTechno (США). Альтернативой является реализация традиционного двухстадийного процесса синтеза газохимических продуктов при условии стабильного потребления продукции в объеме от 6 тыс. тонн/год и высокой цены его реализации.



---

### Список литературы

1. Fischer E., Tropsch H. О прямом синтезе нефтяных углеводородов при обыкновенном давлении. Перев. с нем. А.Ф. Добрянского // Нефтяное хозяйство. — 1926. — № 7. — С. 71–73.
2. Stranges A.N. A History of the Fischer-Tropsch Synthesis in Germany 1926–45 // *Chemistry. Studies in Surface Science and Catalysis*. Elsevier, 2007.
3. Караулов Н.А. [Раздел книги] // Сведения арабских географов IX и X веков по Р. Хр. о Кавказе, Армении и Азербейджане. — Тифлис : тип. Канц. главнонач. гражд. г. на Кавказе, 1901–1902.
4. Козлов А.Л., Нуршанов В.А., Пронин В.И. [Раздел книги] // Природное топливо планеты. — Москва: Недра, 1981.
5. [https://www.hmong.press/wiki/Sabatier\\_reaction](https://www.hmong.press/wiki/Sabatier_reaction). — Википедия.
6. Ферсман А.Е. Геохимия [Книга]. — Ленинград: Госхимтехиздат, 1933. — Т. 1–4.

### References

1. Fischer E., Tropsch H. Direct synthesis of petroleum hydrocarbons at ordinary pressure. Transl. with German A.F. Dobryansky. *Oil industry*, 1926, no. 7, pp. 71–73.
2. Stranges A.N. A History of the Fischer-Tropsch Synthesis in Germany 1926–45. *Chemistry. Studies in Surface Science and Catalysis*. Elsevier, 2007.
3. Karaulov N.A. [Section of the book] // Information of Arab geographers of the 9th and 10th centuries according to R. Chr. about the Caucasus, Armenia and Aderbeidzhan. Tiflis: type. Kants. chief civil in the Caucasus, 1901–1902 (In Russ.).
4. Kozlov A.L., Nurshanov V.A., Pronin V.I. [Book section] // Natural fuel of the planet. Moscow: Nedra, 1981 (In Russ.).
5. [https://www.hmong.press/wiki/Sabatier\\_reaction](https://www.hmong.press/wiki/Sabatier_reaction). — Wikipedia.
6. Fersman A.E. Geochemistry [Book]. Leningrad: Goshimtechizdat, 1933. V. 1–4 (In Russ.).

### ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.И. Власов** — разрабатывал и писал статью, выполнял исследования развития технологий использования и переработки газа, обзор и анализ тенденций развития рынка технологий и оборудования для производства синтетических жидких углеводородов из газа. На основе результатов проведенных исследований сформулировал основные ограничения применения известных технологий и актуальные вызовы развития газохимических технологий. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Artem I. Vlasov** — developed and wrote an article, carried out research on the development of technologies for the use and processing of gas, review and analysis of market trends in technologies and equipment for the production of synthetic liquid hydrocarbons from gas. Based on the results of the research, he formulated the main limitations of the use of known technologies and current challenges in the development of gas chemical technologies. Agree to accept responsibility for all aspects of the work.

### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

**Артем Игоревич Власов** — руководитель программ по технологическому развитию газовых проектов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д, e-mail: Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru

**Artem I. Vlasov** — Head of programs technological development gas projects, Gazpromneft STC LLC 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru

# «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](mailto:Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru)



\* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке

# ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

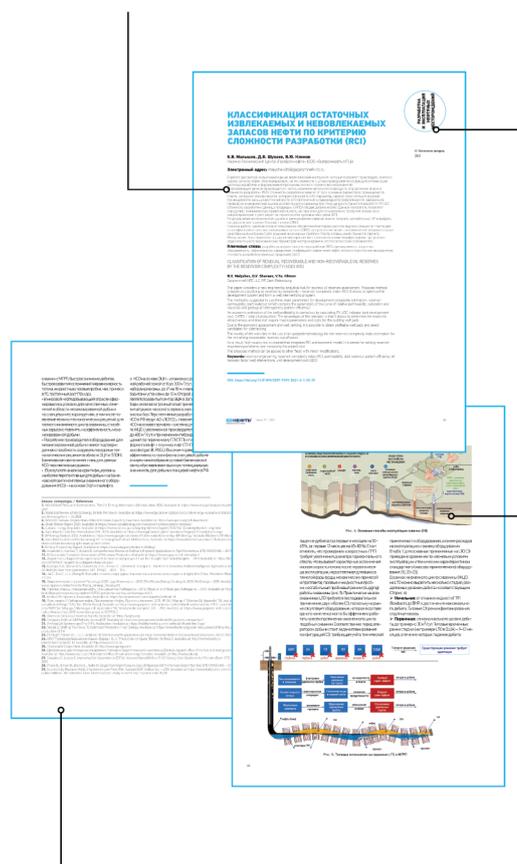
**Эльвира Римовна КЕРИМОВА**, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

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 подрисночной 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 СГС.

**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.

# 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