

56
стр. Оптимизация ремонта
газовых скважин
с использованием
пакер-пробки

81
стр. Интеллектуальные
индикаторы притока
флюидов в скважину

138
стр. Систематизация мирового
опыта снижения
углеродного следа СПГ

Анализ конкурентоспособности технологий CCUS:
технологическая готовность и экономика

стр. 158





Геомодель

2023 Санкт-Петербург



10-я международная конференция
Геонауки: время перемен, время перспектив



- Исследования на Арктическом шельфе
- Региональные исследования
- Геологическая интерпретация сейсмических и скважинных данных
- Геологическое моделирование, оценка запасов и ресурсов
- Обработка сейсмических данных: новейшие технологии
- Разработка месторождений, повышение нефтеотдачи, вопросы добычи УВС
- Интерпретация ГИС
- Машинное обучение и искусственный интеллект при разведке и разработке
- Комплексирование геофизических методов при нефтегазопроисследовательских исследованиях
- Прогноз анизотропии и трещиноватости
- Геотермальная энергетика в России
- Состояние рынка обработки сейсмических данных в России

УСПЕЙТЕ ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬСЯ!

17–20 апреля 2023 г. | Санкт-Петербург, Россия

Генеральный спонсор



ГАЗПРОМНЕФТЬ
ГЕО

www.geomodel.ru

"На правах рекламы"

Будьте в курсе
наших новостей



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., генеральный директор «Газпромнефть — Технологические партнерства»

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

Филимонова В.Р., заместитель генерального директора по экспертизе и функциональному развитию Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

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., генеральный директор АО «Морнефтегазпроект»

РЕДАКЦИЯ

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

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

Бачурова М.Ю., 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.-Min.), 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.), CEO of Gazpromneft — Technological Partnerships

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

Olga V. Postnikova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), 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

Veronika R. Filimonova, Deputy CEO for expertise and functional development, Gazprom Neft Science and Technology Center

Sergey F. Khafizov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), 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.), CEO of LLC "Morneftegazproject"

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

Marina Yu. Bachurova, 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

12

Анализ перспектив долгосрочного размещения диоксида углерода в отложениях московской синеклизы

М.Г. Дымочкина, В.А. Павлов, А.И. Пенигин, П.Н. Беловус

Analysis of prospects for long-term placement of carbon dioxide in the sediments of the Moscow syncline

Maria G. Dymochkina, Vladimir A. Pavlov, Artyom V. Penigin, Pavel N. Belovus

23

Сравнение эффективности методов машинного обучения для решения задачи количественного прогноза по данным сейсморазведки

А.В. Буторин

Comparison of the effectiveness of machine-learning methods for solving the problem of quantitative prediction based on seismic data

Aleksandr V. Butorin

30

Прогноз коллектора и проводимости пласта по ГИС при учете результатов точечных и интервальных испытаний скважин

И.В. Парубенко, А.С. Белоножко, Ф.Ф. Бикбаев, В.Ю. Бахурский

Forecast of the net pay and Kh of the reservoir by logs, according to the results of XPT and MDT test

Ivan V. Parubenko, Aleksey S. Belonozhko, Fidan F. Bikbaev, Vladislav J. Bakhurskiy

39

Петрофизическая типизация карбонатного разреза путем интегрированного анализа геолого-геофизических данных с целью уточнения фильтрационных свойств коллектора

Е.С. Колбинова, Д.Ш. Мачукаев, С.В. Бучинский

Petrophysical clustering of carbonates by complex analysis of a wide range of geological and geophysical data to clarify the reservoir filtration properties

Elena S. Kolbikova, Daud S. Machukaev, Stanislav V. Buchinskiy

48

Поведение глубинной пробы воды при отрицательной температуре

А.А. Лобанов, М.А. Звонков, И.Ф. Сафаров, Т.С. Ющенко, Г.Д. Тарасов, Д.М. Лазуткин, М.В. Хачатурян

Behavior of a downhole water sample at negative temperature

Alexey A. Lobanov, Michael A. Zvonkov, Ildar F. Safarov, Taras S. Yushchenko, Gennady D. Tarasov,

Dmitry M. Lazutkin, Michael V. Khachaturian

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

56

Применение мостовой пакер-пробки для временной изоляции продуктивного горизонта и вязкоупругого состава для её безопасного извлечения при продолжительных ремонтных работах на газовых скважинах

А.С. Кичигин, Д.В. Нуриев, Е.Н. Козлов, Е.В. Дмитриев, О.В. Олендер, Д.Е. Вернигора, А.С. Буравцов,

А.В. Трифонов, С.М. Симаков

Implementation of temporary packer isolation of productive zones for long-term gas well workover operations and viscoelastic system for safe packer removal

Anatoly S. Kichigin, Dinis V. Nuriev, Evgeny N. Kozlov, Evgeny V. Dmitriev, Oleg V. Olender, Denis E. Vernigora,

Andrey S. Buravtsov, Andrey V. Trifonov, Sergey M. Simakov

64

Диагностика и ликвидация нецелевой закачки и добычи воды на месторождениях зрелого фонда для снижения углеродного следа

В.М. Нагимов, А.А. Лутфуллин, И.С. Каримов, И.Р. Мухлиев, А.В. Трусков

Through-barrier diagnostics of thief injection and production on mature fields for carbon footprint improvement

Vener M. Nagimov, Azat A. Lutfullin, Ildar S. Karimov, Ilnur R. Mukhliev, Alexander V. Trusov

Мониторинг и анализ событий в скважинах при проведении ГРП с определением интервалов развития трещин

Д.В. Бадажков, И.Г. Иванощук, Н.К. Каюров, М.Г. Козлов, Е.В. Павлов
Monitoring and events analysis in wells while fracturing and identification of fracture development intervals
Dmitry V. Badazhkov, Igor G. Ivanoshchuk, Nikita K. Kayurov, Mikhail G. Kozlov, Evgeny V. Pavlov

Использование хромато-десорбционных систем для определения интервалов прорыва воды и газа при разработке нефтяных оторочек на примере постоянного мониторинга скважин Ярейюского месторождения

П.А. Лютоев, И.А. Никишин, И.А. Платонов, М.Т. Нухаев, В.А. Кабанов, Р.А. Минахметов, К.Т. Величко
The use of chromat-desorption systems to determine the intervals of water and gas breakthrough in the development of oil rims on the example of continuous monitoring of the wells of the Yareyuskoye field
Pavel A. Lyutoev, Igor A. Nikishin, Igor A. Platonov, Marat T. Nukhaev, Vasily A. Kabanov, Radik A. Minakhmetov, Konstantin T. Velichko

Повышение рентабельности эксплуатации месторождений на основе оптимизации технико-экономических показателей

А.М. Петраков, С.А. Жданов, Р.Р. Раянов, С.С. Кузовлев, Е.Н. Байкова, А.В. Чукавина, А.Я. Фурсов
Increasing the profitability of field operation based on optimization of technical and economic indicators
Andrey M. Petrakov, Stanislav A. Zhdanov, Robert R. Rayanov, Sergey S. Kuzovlev, Elena N. Baykova, Alena V. Chukavina, Albert Ya. Fursov

Обоснование технико-экономических критериев переоснащения скважин с газлифтного способа добычи на УЭЦН

А.А. Лубнин
Justification of technical and economic criteria of re-equipment wells from gas lift operation to ESP
Aleksandr A. Lubnin

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

Комплексный подход к тиражированию технологии бурения скважин по оптимизированному дизайну на Тайлаковское и Западно-Усть-Балыкское месторождения в периметре компании «Славнефть-Мегионнефтегаз»

А.А. Герасимов, А.А. Арестов, И.Б. Мухутдинов, Е.В. Маклецов
Integrated approach to replication of well drilling technology with optimized design for the Tailakovskoe and Zapadno-Ust-Balykskoe fields in the perimeter of the company "Slavneft-Megionneftegaz"
Alexey A. Gerasimov, Alexey A. Arestov, Ilshat B. Mukhutdinov, Evgeniy V. Makletsov

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ / FIELD ENGINEERING AND SURFACE FACILITIES

Опыт применения малой турбодетандерной установки для утилизации попутного нефтяного газа

А.В. Зозуля, К.Ю. Рубан, А.Р. Аблаев
Case study of small turbo-expander unit utilization of associated petroleum gas
Andrey V. Zozulya, Konstantin Yu. Ruban, Anton R. Ablayev

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. Рег. № ПИ ФС77-71164

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

ТИРАЖ:
200 экз.

ДАТЫ:
Сдано в набор 10.01.2023.
Подписано в печать 30.03.2023.
Дата выхода в свет 31.03.2023.

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

КОПИРАЙТ:
© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти», 2023
© «Газпром нефть», 2023
© Научное редактирование статей и верстка
ООО «НЭИКОН ИСП», 2023
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

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

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:
свободная цена

123

Концепция противопожарной защиты объектов малотоннажного производства и потребления СПГ

В.И. Селиверстов, А.Б. Саенкова

The concept of fire protection for small-scale lng production and consumption facilities
Vladimir I. Seliverstov, Aleksandra B. Saenkova

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО / ECONOMY. MANAGEMENT. LAW

129

Автономный актив: концепция и пути решения

М.И. Кузьмин, И.В. Грехов, Р.В. Герасимов, А.Ш. Ишкильдин, А.Ю. Зацепин, Р.Н. Костров, А.А. Мухарямов, Р.С. Иванов, Н.И. Русских

Autonomous asset: concept and solutions

Maxim I. Kuzmin, Ivan V. Grekhov, Rostislav V. Gerasimov, Alik Sh. Ishkildin, Artem Yu. Zatselin, Roman N. Kostrov, Ainyr A. Mukharyamov, Roman S. Ivanov, Nikita I. Russkikh

138

Углеродно-нейтральный сжиженный природный газ — текущий статус, перспективы и методы снижения углеродного следа

Н.В. Купцов, М.С. Самодуров

Carbon neutral liquefied natural gas — current status, perspectives and carbon footprint reducing methods

Nikolay V. Kuptsov, Maxim S. Samodurov

147

Применение инструментов скаутинга для повышения конверсии гипотез из первоисточников идей в технологии на испытание

В.О. Демо, В.В. Жуков, А.В. Филимонов, И.В. Рождественский, Я.К. Дробин, Д.А. Пebaлк

Using technology scouting tools for increase of conversion from primary source ideas into technology pilots

Vladimir O. Demo, Vladislav V. Zhukov, Alexey V. Filimonov, Igor V. Rozhdestvensky, Yan K. Drobina, Dmitry A. Pebalk

158

Анализ конкурентоспособности технологий CCUS: технологическая готовность и экономика

Е.В. Грушевенко, С.А. Капитонов, Ю.А. Ляшик, И.В. Гайда, А.А. Осипцов

CCUS technology competitiveness analysis: technology readiness level and economics

Ekaterina V. Grushevenko, Sergey A. Kapitonov, Yuliya A. Lyashik, Irina V. Gaida, Andrey A. Osiptsov

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ / DIGITAL TECHNOLOGIES

177

Разработка инструмента по подбору опций оптимизации эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения на основе интегрированной модели актива

Д.М. Еремеев, А.А. Рязанов, А.А. Сагиров, И.В. Титов, Н.П. Сарапулов,

Д.Д. Кадочников, А.А. Афанасьев, И.С. Сенькин

Development of a tool for the selection of options to optimize the operation of an oil and gas condensate field on the basis of the integrated asset model

Dmitry M. Eremeev, Andrey A. Ryazanov, Alexander A. Sagirov, Ivan V. Titov, Nikolay P. Sarapulov, Denis D. Kadochnikov, Alexander A. Afanasiev, Ilya S. Senkin

188

Реконструкция карт глубин границ стратиграфических горизонтов с помощью генеративно-сопоставительных сетей

Д.А. Ивлев

Subsurface depths structure maps reconstruction with generative adversarial network

Dmitry A. Ivlev

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 10.01.2023.

Approved for printing 30.03.2023.

Date of publication 31.03.2023.

PRINTING HOUSE:

Printed at BEAN LLC

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

COPYRIGHT:

© PRONEFT. Professionally about Oil, 2023

© Gazprom Neft, 2023

© Academic editing and proofreading of journal articles and composition services

NEIKON ISP LLC, 2023

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!

Я рад возможности рассказать о работе и достижениях нашей дирекции. «Газпром нефть» играет ведущую роль в отрасли в целом и является одним из лидеров в реализации крупных проектов. Минувший год для всех нас прошел в условиях турбулентности. Мы создавали новые логистические цепочки, искали аналоги оборудования и альтернативных поставщиков, развивали проекты импортозамещения и укрепляли связи со странами Азиатско-Тихоокеанского региона. Этот опыт подтвердил, что наиболее эффективным в новых условиях остается тот, кто находит максимально гибкие и быстрые решения. Сейчас у нас в работе ряд стратегически важных для отрасли и страны проектов. Среди них разработка неоком-юрских залежей Харасавэйского и Бованенковского месторождений, ачимовских на Уренгойском. Вместе с тем мы продолжаем развивать активы в Восточной Сибири, плацдармом для разработки которых станет Чаяндинское месторождение, где мы с опережением сроков запустили технологическую инфраструктуру. В 2022 году мы завершили процесс продуктовой трансформации: к традиционному проектному управлению добавился продуктовый подход. Каждый из 8 созданных нами продуктов соответствует разным этапам реализации проекта и ключевым организационным процессам — подбору проектных решений, реализации проекта,

снабжению, формированию эффективных команд и так далее.

Мы активно используем разработанные нами цифровые инструменты. Например, создаем цифровые двойники объектов строительства, хранящие полную информацию на всем жизненном цикле проекта, от этапа проектирования до передачи готового объекта дочернему обществу, следует отметить, что цифровой двойник дополняется и используется и далее при эксплуатации.

Программа трансформации помогла нам быстро адаптироваться к изменчивой ситуации на рынке и эффективнее работать с рисками и стоимостью. IT-инструменты и сервисы, созданные для этого, позволяют просчитывать различные варианты развития событий, предвидеть рискованные ситуации и выбирать оптимальные решения. Лучшим подтверждением своевременности наших работ является интерес к ним со стороны компаний за периметром «Газпром нефти». Мы готовы предложить рынку не только нашу экспертизу и IT-инструменты, но и целую линейку сервисов для управления крупными проектами.

*Директор по крупным проектам «Газпром нефти»,
генеральный директор «Газпромнефть-Развития»
Айдар Сарваров*

СОЛНЕЧНАЯ НЕФТЬ: «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ОТКРЫЛА НОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ В ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

«Газпром нефть» открыла новое месторождение в Ташлинском районе Оренбургской области: при бурении поисково-оценочной скважины на Солнечном лицензионном участке компания получила фонтанный приток нефти дебитом свыше 490 м³ в сутки. По оценкам геологов, после завершения обустройства скважины дебит может значительно возрасти.

Геологические запасы месторождения составляют 53 млн тонн н. э. Нефть Солнечного участка имеет необычный ярко-оранжевый цвет, по своим свойствам относится к легким сортам и не содержит примесей. В будущем новый актив станет частью перспективного центра добычи «Газпром нефти» в Волго-Уральском регионе.

Глубина скважины составила рекордные для «Газпром нефти» 5,8 км. Результаты бурения подтвердили потенциал Солнечного и соседних участков, а также перспективность геолого-разведочных работ, которые «Газпромнефть-Гео» сегодня ведет на юго-западе Оренбургской области. Для подготовки новой ресурсной базы до 2030 года предприятие планирует провести в регионе 3D-сейсморазведочные работы и пробурить 15 новых поисково-разведочных скважин.

Вадим Яковлев, заместитель председателя правления компании «Газпром нефть»:

«Для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, которая считается хорошо изученным регионом, открытие такого масштаба — серьезный успех. Новый актив и соседние участки

станут базой для долгосрочного развития нашей компании в Оренбургской области, которая остается одним из значимых центров нефтедобычи «Газпром нефти»».

Юрий Масалкин, директор по геологоразведке и развитию ресурсной базы «Газпром нефти»:

«Новое открытие было сделано в результате масштабной и комплексной работы по изучению участков на юго-западе Оренбургской области. За два года со старта проекта мы провели 3D-сейсморазведку на площади свыше 1,6 тысячи кв. км, обобщили и проанализировали огромные массивы геологической информации. Открытие на Солнечном лицензионном участке стало крупнейшим в регионе за последние годы и подтвердило нашу гипотезу о перспективности изучаемых объектов. Завершение разведки поможет нам сформировать план развития этих активов и приступить к их полномасштабной разработке в горизонте ближайших лет».



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ДОПОЛНИЛА НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КЛАСТЕР В ПЕТЕРБУРГЕ НОВЫМ ЦЕНТРОМ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ НА ШЕЛЬФЕ

Новый Центр управления добычей на шельфе вошел в состав научно-технического кластера «Газпром нефти» в Санкт-Петербурге. «Газпром нефть» открыла в Санкт-Петербурге Центр управления добычей на «Приразломной» — единственной нефтедобывающей платформе на шельфе российской Арктики. Высокотехнологичный комплекс позволяет эффективно координировать производственные процессы и обеспечивать высокий уровень безопасной работы платформы. Цифровая модель Приразломного месторождения, созданная специалистами компании, и другие IT-инструменты помогают вести онлайн-контроль за ключевыми этапами добычи и отгрузки нефти на танкеры, сопровождать строительство скважин, контролировать целостность оборудования и отслеживать движение судов. С запуском центра в эксплуатацию «Газпром нефть шельф» — оператор проекта «Приразломное» — значительно увеличит скорость и эффективность принятия решений в управлении удаленной на несколько тысяч километров платформой в ледовых полях Баренцева моря. Это обеспечит еще более эффективную и безопасную работу платформы на шельфе Арктики.

Сергей Доктор, директор дирекции по добыче «Газпром нефти»:

«В Санкт-Петербурге мы уже располагаем центрами, которые с помощью современных

цифровых решений позволяют на качественно новом уровне управлять всеми технологическими процессами — от геолого-разведочных работ до полного сопровождения строительства скважин. Первый и единственный в России Центр управления добычей на шельфе органично дополняет этот научно-технический кластер и помогает максимально эффективно реализовать потенциал наших активов даже в суровых условиях Арктики, обеспечить технологическое лидерство компании и достижение ее стратегических целей».

Игорь Рустамов, генеральный директор «Газпром нефть шельфа»:

«Центр управления добычей на шельфе позволяет нам более эффективно управлять операционной деятельностью на Приразломном месторождении. Благодаря работе кросс-функциональной команды и современным IT-инструментам мы снижаем риски и максимально используем его потенциал. Все данные мы объединяем в единую цифровую модель, настоящий цифровой двойник «Приразломной», который сможет просчитывать последствия принимаемых решений и показывать наиболее эффективный вариант выполнения наших задач с учетом заданных сценарных условий».



ВЕНЧУРНЫЙ ФОНД «НОВАЯ ИНДУСТРИЯ» РАЗВИВАЕТ ПРОЕКТ ПЕРВОЙ РОССИЙСКОЙ СИСТЕМЫ МИКРОФЛЮИДНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Венчурный фонд «Новая индустрия» стал инвестором проекта создания первого в России лабораторного комплекса для прогнозирования эффективности методов увеличения нефтеотдачи. Проект повысит качество и скорость исследований, от которых зависит точность инвестиционных решений и рентабельность разработки месторождений.

Сервис лабораторных исследований керна и флюидов — образцов породы и пластовой жидкости, содержащей нефть, газ и воду, — создан российской компанией «ЛАБАДВАНС». Запатентованная разработчиком технология позволяет создавать микрофлюидные чипы — физический аналог керна, который детально отражает характеристики месторождений. С помощью этих мини-образцов проводятся эксперименты, в ходе которых можно оценить, насколько определенные методы повышения нефтеотдачи будут эффективны для конкретного месторождения. Этап лабораторных исследований считается одним из ключевых в нефтегазовой отрасли, так как от точности его результатов зависит эффективность инвестиционных решений и рентабельность проектов. Микрофлюидная технология поможет сократить затраты и повысить точность гидроразрыва пласта и других технологий интенсификации добычи. При этом срок проведения испытаний сократится в 10 раз при пятикратном снижении их

стоимости. Разработка будет также востребована для физико-химических исследований свойств флюидов. По техническим характеристикам — скорости и точности исследований — решение «ЛАБАДВАНС» соответствует мировым аналогам. «ЛАБАДВАНС» является финалистом технологического акселератора «Газпром нефти» INDUSTRIX. В ходе акселерации была доработана бизнес-модель стартапа, проведено тестирование продукта и определен будущий заказчик. Все это позволило компании получить венчурное финансирование и поддержку фонда «Новая индустрия».

Алексей Вашневич, директор по технологическому развитию «Газпром нефти»:

«Одним из эффективных инструментов технологического развития «Газпром нефти» стала модель открытых инноваций. Она дает возможность максимально вовлекать в решение отраслевых задач представителей инновационного окружения. Поддержка проекта-участника акселератора INDUSTRIX — реальный пример подбора перспективных технологических решений и их дальнейшего сопровождения от стадии апробации до инвестиций».



СВЫШЕ 500 СТАРТАПОВ ПОДАЛИ ЗАЯВКИ НА УЧАСТИЕ ВО ВТОРОМ ПОТОКЕ АКСЕЛЕРАТОРА «ГАЗПРОМ НЕФТИ» INDUSTRIX

«Газпром нефть» завершила прием заявок на второй набор акселератора проектов в области разведки и добычи INDUSTRIX. Финалисты программы получают экспертную и бизнес-поддержку компании, а также смогут внедрить свои разработки в промышленности и претендовать на венчурное финансирование.

Предприниматели из России, Казахстана, Белоруссии и Киргизии поборются за возможность развития своих проектов в рамках технологического акселератора INDUSTRIX. С начала приема заявок «Газпром нефть» получила свыше 500 обращений от авторов решений в области геолого-разведки, строительства скважин и разработки месторождений, капитального строительства, газа и энергетики.

Проекты оцениваются с точки зрения современных отраслевых вызовов и зрелости предлагаемых решений: стартапы должны быть протестированы и иметь потенциал тиражирования.

Для участников акселератора будет запущена четырехмесячная образовательная программа. Курс включает интенсивы по бизнес- и проектному управлению, консультации с экспертами и мастер-классы. Каждый стартап будет сопровождать персональный наставник из «Газпром нефти», вместе с которым они разработают стратегию вывода продукта на внешний рынок.

Выпускники акселератора смогут не только усовершенствовать свои разработки до уровня промышленного продукта, но также внедрить и испытать их на объектах «Газпром нефти» и партнеров компании. Финалисты получают возможность тиражировать и коммерциализовать свои стартапы и претендовать на венчурное финансирование.

Алексей Вашкевич, директор по технологическому развитию «Газпром нефти»:

«Интерес инновационного сообщества к технологическому акселератору INDUSTRIX не ослабевает: второй год мы получаем от стартапов большое количество заявок. Наш акселератор — важная часть системы открытых инноваций «Газпром нефти». Это позволяет нам привлекать для решения отраслевых задач максимально широкий круг представителей технологических индустрий. Затем — тестировать гипотезы в реальных условиях на наших месторождениях и находить оптимальные способы дальнейшей поддержки перспективных проектов. Узнавая о потребностях нефтяников, представители инновационного сообщества понимают, какие решения будут востребованы и в каком направлении стоит прикладывать усилия и свой интеллектуальный потенциал».



ПРОЕКТИРОВАНИЕ НА АВТОМАТЕ

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» создается программный комплекс для автоматизированной предпроектной проработки и оптимизации вспомогательных систем, эстакад, коридоров коммуникаций и т.д. Новая система позволит находить оптимальную конфигурацию проекта по итогам просчета множества вариантов, создавать 3D-модель и формировать базу данных.



5%

ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ
ЭКОНОМИЯ ЗАТРАТ
НА ПРОЕКТНЫЕ
ИНСТИТУТЫ

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В ОТЛОЖЕНИЯХ МОСКОВСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

М.Г. Дымочкина*, В.А. Павлов, А.И. Пенигин, П.Н. Беловус

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

Электронный адрес: Dymochkina.MG@gazpromneft-ntc.ru

Введение. Важной частью реализации технологии улавливания и хранения диоксида углерода (carbon capture and storage, далее — CCS) в геологические формации является выбор объектов, в которых возможно безопасно и эффективно разместить требуемый объем CO₂ на неограниченно долгий срок. В мировой практике реализации проектов улавливания и хранения CO₂ в качестве объектов закачки используются выработанные месторождения, протяженные водоносные пласты, аквиферы нефтяных месторождений и другие объекты. Использование каждого из них связано с рядом вызовов и неопределенностей, поэтому все известные крупные проекты CCS на сегодня включают большой объем научно-исследовательских работ.

В 2021 году в России стартовал процесс выдачи поисковых лицензий с целью геологического изучения и определения потенциала недр под размещение парниковых газов, включая CO₂. В статье рассмотрены геологические перспективы размещения CO₂ в Центральном федеральном округе РФ, где находится большое количество эмитентов CO₂ (металлургических и энергетических предприятий) с выбросами 5 млн тонн в год и более.

Целью данной работы является оценка возможности и рисков закачки CO₂ на территории Московской синеклизы и в ее ближайшем окружении.

Материалы и методы. На основании рекомендаций стандарта ISO 27914 и опыта реализуемых в мире проектов использованы критерии выбора геологических объектов размещения CO₂, которые влияют на безопасность и эффективность проектов. Для оценки потенциала закачки использовалась региональная геологическая информация по Центральному федеральному округу РФ и данные по подземным хранилищам газа в этом регионе.

Результаты. По результатам проведенного анализа имеющейся геологической информации удалось выделить несколько перспективных интервалов для закачки и определить основные риски для данной территории.

Заключение. В ходе исследования удалось сделать предварительные выводы о возможностях размещения диоксида углерода на территории Московской синеклизы, а также выявить ключевые направления дальнейших исследования для снятия наиболее значимых неопределенностей применения технологии закачки и хранения CO₂.

Ключевые слова: закачка и хранение CO₂, Московская синеклиза, флюидоупор, водоносные пласты

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Дымочкина М.Г., Павлов В.А., Пенигин А.И., Беловус П.Н. Анализ перспектив долгосрочного размещения диоксида углерода в отложениях московской синеклизы. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):12–22. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-12-22>

Статья поступила в редакцию 08.11.2022

Принята к публикации 23.12.2022

Опубликована 31.03.2023

ANALYSIS OF PROSPECTS FOR LONG-TERM PLACEMENT OF CARBON DIOXIDE IN THE SEDIMENTS OF THE MOSCOW SYNECLISE

Maria G. Dymochkina*, Vladimir A. Pavlov, Artyom V. Penigin, Pavel N. Belovus

Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Dymochkina.MG@gazpromneft-ntc.ru

Background. The crucial part of carbon capture and storage (CCS) technology implementation is the selection process of geological bodies suitable for the safe and efficient storage of a required amount of CO₂ for an unlimited period of time. According to the worldwide experience of CO₂ capture and storage projects mature field, extensive aquifers, aquifers of oil and gas fields and other objects are used for CO₂ injection and storage. The choice of either option is associated with a number of challenges and uncertainties, so all major CCS projects include a substantial quantity of research.

Survey licenses began to be issued in Russia in 2021 for the purpose of geological evaluation and estimation of the potential related to the storage of greenhouse gases, including CO₂. In the article, the geological prospects of

CO₂ storage are considered in the Central Federal District of the Russian Federation, where a significant number of CO₂ emitters (especially metallurgy and power plants) with emissions rated at 5 million tons per year or more are located.

The purpose of this work is to assess the possibility and risks linked to CO₂ injection in the Moscow syncline and adjacent areas.

Materials and methods. The criteria and recommendations given in ISO 27914 standard and experience gained in CCUS projects, both operating and under development worldwide, were used for the selection of geological bodies and the evaluation of efficiency and safety. Regional geological data from Central Federal District sheets and information on underground gas storage facilities in the region were used.

Results. Several prospective formations for CO₂ injection and storage were found compliant with the criteria and main risks for this area were determined based on the analysis of currently available geological data.

Conclusion. In study was made preliminary conclusions about the possibilities of carbon dioxide storage in Moscow Syncline rocks, as well as to identify topics of further research to remove the most significant uncertainties in the use of CCS technology

Keywords: carbon capture and storage, Moscow Syncline, top seal, deep saline aquifers

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

For citation: Dymochkina M.G., Pavlov V.A., Penigin A.V., Belovus P.N. Analysis of prospects for long-term placement of carbon dioxide in the sediments of the Moscow syncline. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):12–22. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-12-22>

Manuscript received 08.11.2022

Accepted 23.12.2022

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Согласно отчету [1] на 2020 год в мире насчитывалось порядка 65 проектов по улавливанию и хранению CO₂, при этом на стадии промышленной эксплуатации находилось 27 объектов с общей закачкой 36,6 млн т в год. Большая часть этих проектов реализовывалась с целью увеличения нефтеотдачи месторождений, в шести крупных проектах общей мощностью около 10 млн т в год закачка углекислого газа в пласт велась с целью долгосрочного размещения.

Организация геологического хранилища в непосредственной близости от источника CO₂ является наилучшим вариантом проектного решения. Это снижает затраты, связанные с транспортом CO₂ на длительные расстояния. В существующих проектах подготовленный CO₂ транспортируется на 1,5–10 км, среди них выделяется канадский проект Quest, в котором чистый CO₂ транспортируют на 65 км до места закачки. Технически CO₂ может быть транспортирован и на большее расстояние, поэтому транспортное плечо — это в большей степени экономическое, чем технологическое, ограничение.

В России множество крупных эмитентов CO₂ размещается в ЦФО в районе крупных городов — Москвы, Ярославля, Рязани, Липецка. Наиболее крупные из них: металлургические комбинаты (МК), такие как Новолипецкий, Череповецкий; электрогенерирующие предприятия — ТЭЦ, ГРЭС; различные нефтеперерабатывающие заводы.

Годовая эмиссия таких предприятий составляет от 2 до 10 млн т CO₂ в год и выше. Поэтому объект, который будет предлагаться в качестве коллектора размещения CO₂, должен принимать как минимум 2 млн т диоксида углерода ежегодно на протяжении не менее 25 лет.

В геологическом отношении территория ЦФО практически целиком приурочена к центральной и южной частям Московской синеклизы, частично к Воронежской антиклизе. Месторождения углеводородов (разрабатываемые или выработанные) здесь отсутствуют, территория изучалась на нефть и газ в середине прошлого века и была признана малоперспективной. Поэтому наиболее подходящими геологическими объектами для размещения CO₂ являются глубокозалегающие водоносные горизонты, которые успешно используются по всему миру и для создания подземных хранилищ газа, и для захоронения промышленных сточных вод.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТОВ

Базовый принцип выбора геологических объектов для долгосрочного размещения CO₂ — это безопасность хранилища на протяжении долгого времени (общей практикой является прогноз возможных последствий на 500 лет и более), включая отсутствие негативного влияния на окружающую среду. К геологическим факторам, отвечающим за безопасность закачки и хранения CO₂, можно отнести:

1. Отсутствие тектонических разломов, нарушающих целостность объекта закачки, а также сейсмической активности, которая может привести к миграции закачанного флюида вверх по разрезу.

В ЦЕНТРАЛЬНОМ И ЮЖНОМ РАЙОНАХ МОСКОВСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ВЫДЕЛЯЮТСЯ 4 ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛА ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ.

Проблематика изучения разломов и трещин очевидна — неопределенности, связанные с их потенциальной проводимостью, всегда достаточно велики. Поэтому наиболее предпочтительным является размещение полигонов закачки CO_2 в спокойных тектонических зонах, большим преимуществом при реализации проекта CCS является отсутствие разломов и трещин. Даже если экранирующая природа тектонических нарушений подтверждена наличием залежей углеводородов тектонически-экранированного типа, под действием закачки CO_2 их герметичность может быть нарушена, причем неравномерно и неоднородно, что может негативно повлиять на выбранный для хранения CO_2 геологический объект и прогноз его изолированности. Нужно отметить, что использование тектонически экранированных ловушек для размещения CO_2 не находится под запретом, например, крупнейший на сегодня австралийский проект Gorgon размещает CO_2 в тектонически экранированный водоносный резервуар [2]. Однако наличие тектонических нарушений накладывает дополнительные обязательства по исследованиям и мониторингу сохранности разломов и трещин в процессе закачки и хранения.

2. Наличие уверенного флюидоупора, желательного регионального значения, который отделит пласт-коллектор, используемый для закачки, от зоны активного водообмена и земной поверхности.

Диоксид углерода, даже находясь в жидком или сверхкритическом состоянии, обладает пониженной вязкостью и плотностью относительно пластовой воды. Эти свойства обеспечивают его высокую подвижность в пласте-коллекторе, которая проявляется в стремительном продвижении закачиваемого флюида вверх по пласту. Продвигаясь по коллектору, диоксид углерода растворяется в воде и частично удерживается капиллярными силами, тем самым теряя подвижность. При этом порядка 50 % CO_2 остается в пласте в свободном виде и способно перемещаться на расстояния до нескольких сот

метров в зависимости от объема закачки и проницаемости пласта. Единственным ограничением на пути движения диоксида углерода вверх по разрезу является флюидоупор. Достигая непроницаемой границы, CO_2 в состоянии «искусственной залежи» будет сохраняться неограниченно долгое время.

К флюидоупору предъявляется ряд важных требований: он должен быть достаточно мощным и прочным; должен сохранять свои прочностные характеристики в процессе роста пластового давления при закачке флюида; он не должен подвергаться разрушительному химическому воздействию под влиянием CO_2 и становиться более хрупким и проницаемым.

Учитывая эти требования, в каждом проекте обосновывается наличие необходимого флюидоупора — на базе исследований ядра и интегрированного гидродинамического, геохимического и геомеханического моделирования. На ранней стадии проекта подходящими под требования закачки CO_2 могут быть признаны региональные и зональные водоупоры, обоснованные по данным гидрогеологических исследований (по сопоставлению состава пластовых вод коллекторов выше и ниже по разрезу от водоупора и др.). По литологическому составу предпочтение отдается глинистым или соляным флюидоупорам как наиболее однородным и низкопроницаемым, однако известны проекты, где породы покрышки сложены карбонатными минералами, например проект Lacq, расположенный во Франции, где покрышкой служат плотные известняки [3].

3. Приуроченность пласта-коллектора к гидрогеологической зоне затрудненного или замедленного водообмена.

Водоносный горизонт не только прямо, но и косвенно (через другие водоносные горизонты) не должен сообщаться с зоной активного обмена и земной поверхностью. Преимущество отдается зональным или локальным водоносным горизонтам, строение которых известно или может быть полноценно изучено. Необходимо понимать границы водоносного горизонта, его геологическое строение, региональный наклон, направление и скорость движения пластовых вод. На прогнозируемой площади распространения шлейфа CO_2 необходимо понимать фильтрационные свойства пласта-коллектора, наличие литологических границ, тектонических нарушений. Минерализация и состав пластовых вод должны способствовать эффективному растворению диоксида углерода, а термобарические условия — обеспечивать его нахождение в пласте в плотном состоянии.

Дополнительным положительным фактором будет наличие резервного (буферного или контрольного) водоносного горизонта над основным коллектором, перекрытого дополнительным флюидоупором, — в случае миграции диоксида углерода вверх по разрезу он послужит дополнительным хранилищем. Такой принцип хорошо себя зарекомендовал при проектировании ПХГ.

По литологическому составу пласта-коллектора ограничений в плане безопасности закачки и хранения нет, однако стоит учитывать, что терригенные коллекторы могут быть гораздо более высокопроницаемыми, однородными, и, с этой точки зрения, более эффективными для закачки, чем карбонатные.

4. Термобарические условия, при которых диоксид углерода сможет сохраняться на протяжении долгого времени в однофазном состоянии.

Ряд зарубежных авторов при выборе пласта для закачки диоксида углерода рекомендуют фокусироваться на глубинах, где термобарические условия будут соответствовать нахождению CO_2 в сверхкритическом или жидком состоянии ($P_{пл} > 7,5$ МПа, $T > 35$ °С) [4]. Обусловлена данная рекомендация тем, что в сверхкритическом или жидком состоянии диоксид углерода занимает на порядок меньший поровый объем, чем в газовом состоянии. Однако эта рекомендация актуальна не для всех условий.

Если геологические характеристики объекта позволяют разместить необходимый объем CO_2 в газовой фазе, при этом проект не теряет своей эффективности (например, в случае использования в качестве хранилищ крупных выработанных газовых месторождений, расположенных на небольших глубинах и характеризующихся низким $P_{пл}$), то данной рекомендацией можно пренебречь.

На территории Московской синеклизы, как ранее уже упоминалось, отсутствуют выработанные месторождения, как газовые, так и нефтяные, а к водоносным резервуарам критерий термобарических условий вполне применим, поэтому в данной работе ему также уделено внимание.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МОСКОВСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

ТЕКТОНИКА

Районом исследования в данной работе является территория Восточно-Европейской платформы — южная и центральная части Московской синеклизы, северо-западная часть Рязанско-Саратовского прогиба (рис. 1). Московская синеклиза представляет

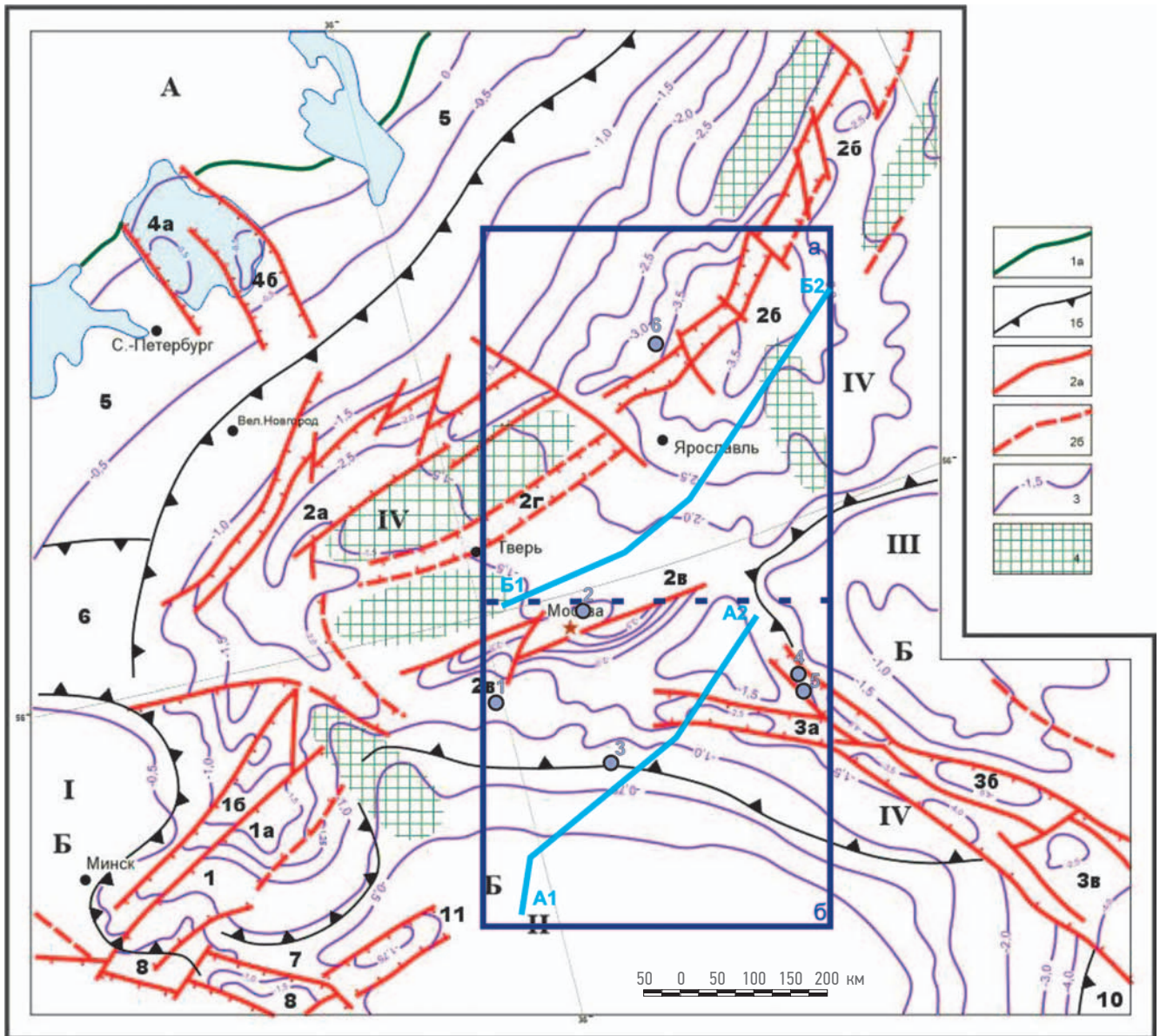
собой депрессию [5], вытянутую в северо-западном направлении и выполненную осадочной толщей верхнепротерозойско-фанерозойского возраста, залегающую на породах фундамента архей-нижнепротерозойского возраста.

По периферии Московская синеклиза ограничена склонами Белорусской и Воронежской антеклиз, Токмовским и Котельничским выступами, Сухонской седловиной, входящей в состав Мезенской синеклизы, и склоном Балтийского щита [6]. Необходимо отметить, что Балтийский щит и Воронежская антиклина характеризуются практически полным отсутствием осадочного чехла, то есть пород, в которые возможна закачка флюида.

В различных районах Московской синеклизы располагаются авлакогены преимущественно северо-восточного простирания, самые крупные из которых Пачелмский, Подмосковный, Крестцовский, Солигаличско-Яренский, Камско-Бельский. Данные структуры образуются под воздействием длительных и многостадийных сбросо-взбросовых движений, поэтому наличие разломов, приуроченных к ним, и трещиноватость окружающей их территории неизбежна. Проводимость нарушений на территории Московской синеклизы подтверждается радиоактивными и литохимическими аномалиями бария, а также повышенным содержанием гелия в поверхностных водах [8].

В современном структурном плане также выделяются структуры III порядка — валы и прогибы. Между авлакогенами размещаются пологие участки моноклиналей с общим трендом наклона на северо-восток, трещиноватость на участках моноклиналей значительно снижена. Требования по обязательному наличию структурной антиклинальной ловушки для размещения CO_2 в международных стандартах и литературе нет. Поэтому перспективными для размещения CO_2 могут быть как валы и прибортовые прогибы, так и участки моноклиналей.

Разрезы центральной и южной частей синеклизы отличаются: в центральной части толщина осадочного чехла достигает 4000 м за счет присутствия в разрезе пермских, а также ордовинско-силурских отложений, которые отсутствуют в южной части (рис. 2А). На юге Московской синеклизы в районе сочленения с Воронежской антеклизой толщина осадочного слоя уменьшается до полного выклинивания (рис. 2Б). На севере Воронежской антеклизы осадочный чехол представлен терригенными породами девонского, юрско-мелового и кайнозойского возраста, залегающего на архейских



- | | | | |
|---------------------------------------|---------------|---------------|------------------|
| ● Существующие
и проектируемые ПХГ | 1 Калужское | 2 Щелоковское | 3 Новомосковское |
| | 4 Касимовское | 5 Увязовское | 6 Скалинское |
- Области исследования:
- | | | | |
|---|--|---------|-----------------------|
| а | а центральная часть Московской синеклизы | A1 — A2 | Геологические разрезы |
| б | б южная часть Московской синеклизы и северо-западная часть Воронежской антеклизы | B1 — B2 | |

Рис. 1. Структурная карта поверхности фундамента центральной части Восточно-Европейской платформы. Условные обозначения: 1 — границы (а — плит, б — прочих структур); 2 — разломы, проникающие в чехол (а — сбросы и взбросы достоверные, б — прочие предполагаемые); 3 — изогипсы, км; 4 — криптоподнятия.

На карте: А — Балтийский щит; Б — Русская плита; антеклизы: I — Белорусская, II — Воронежская, III — Волго-Уральская; IV — Московская синеклиза; 1 — Оршанская впадина (мульды: 1а — Могилевская, 1б — Витебская); 2 — Среднерусский авлакоген (ветви: 2а — Валдайская, 2б — Сухонская, 2в — Московская, 2г — Тверская); 3 — Пачелмский авлакоген (депрессии: 3а — Рязанская, 3б — Сасовская; 3в — Аткарский выступ); 4 — Ладожский прогиб (грабены: 4а — Приозерский, 4б — Пашский); 5 — Балтийская моноклираль; седловины: 6 — Латвийская, 7 — Жлобинская; прочие депрессии: 8 — Припятский прогиб, 9 — Карамышская впадина, 10 — Прикаспийская впадина, 11 — Клинецовский грабен [7]

Fig. 1. Structural map of the top of the basement of the central part of the East European Platform:

1 — boundaries (a — plates, b — other structures); 2 — penetrating faults into the cover (a — proved fault and reverse fault, b — other expected); 3 — isohypses, km; 4 — crypto uplifts. A — Baltic Shield; B — Russian plate; anticlines: I — Belorusskaya, II — Voronezh, III — Volga-Uralskaya; IV — Moscow syncline; 1 — Orshanskaya depression (swally: 1a — Mogilevskaya, 1b — Vitebskaya); 2 — Srednerussky aulacogen (sides: 2a — Valdaiskaya, 2b — Sukhonskaya, 2b — Moskovskaya, 2g — Tverskaya); 3 — Pachelmskiy aulacogen (depressions: 3a — Ryazanskaya, 3b — Sasovskaya; 3b — Atkarsky bowing); 4 — Ladoga trough (grabens: 4a — Priozersky, 4b — Pashsky); 5 — Baltic monocline; saddles: 6 — Latvyskaya, 7 — Zhlobinskaya; other depressions: 8 — Pripyatsky trough, 9 — Karamyshskaya depression, 10 — Caspian depression, 11 — Klintsovsky graben [7]

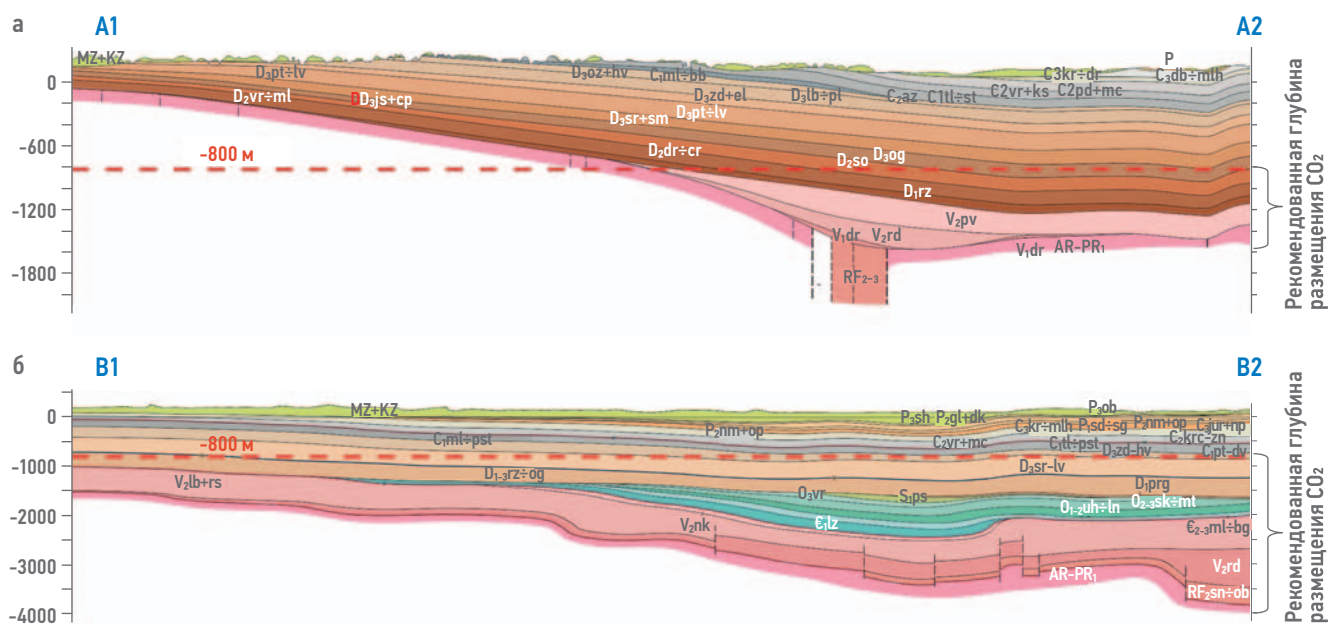


Рис. 2. Геологические разрезы южной части Московской синеклизы и северо-восточной части Воронежской антиклизы (а) и центральной части Московской синеклизы (б) [9, 10]

Fig. 2. Geological sections of the southern part of the Moscow syncline and the northeastern part of the Voronezh anteclise (a) and the central part of the Moscow syncline (b) [9, 10]

породах, однако глубина осадочного чехла не превышает несколько сот метров и не содержит уверенных флюидоупоров.

ГИДРОГЕОЛОГИЯ

В гидрогеологическом отношении территория относится преимущественно к Московскому артезианскому бассейну. К интересующей нас зоне замедленного водообмена относятся девонские, кембрийские и вендские комплексы. Скорости движения вод в таких зонах весьма незначительные, а во впадинах кристаллического фундамента сводятся к нулю [9].

Уверенные региональные водоупоры в данных отложениях, простирающиеся на всю территорию Московского артезианского бассейна, отсутствуют — это связано как с тектоническим строением региона, так и с условиями осадконакопления пород. Единственный подтвержденный водоупорный горизонт в интервале от девонских до вендских отложений — морсовский горизонт среднего девона D₂ms. Он представлен ангидритами, гипсами и карбонатно-глинистыми породами. Также выше по разрезу залегают относительно-водоупорные горизонты в среднекаменноугольных и нижнепермских отложениях, представленные глинами, аргиллитами, гипсами и ангидритами. Водоносные горизонты и комплексы девонских, кембрийских и вендских комплексов содержат порово-трещинно-пластовые воды и приурочены к зоне соленых вод. Минерализация подземных

вод увеличивается с глубиной: в верхнем девоне она составляет 90–115 г/л, в вендском комплексе — до 320 г/л [9]. Подземные воды девонских отложений характеризуются температурой 37–42 °С в наиболее погруженных частях, а в районе Воронежской антиклизы имеют значения всего 8–15 °С. На глубинах 2500 м температура увеличивается до 70–80 °С. Достоверные данные о термобарических условиях кембрия и венда отсутствуют, сделано предположение, что они соответствуют геотермическому градиенту. С точки зрения термобарических условий нахождения диоксида углерода в сверхкритическом либо жидком фазовом состоянии приемлемыми являются глубины размещения от 750 м (абс. отм.) и глубже. В данном интервале осадочный чехол Московской синеклизы представлен отложениями от венда до среднего девона включительно. Отложения состоят из терригенных, карбонатных и галогенных пород, сформированных в континентальных, прибрежно-морских и мелководно-морских условиях теплого моря (рис. 3). Рассмотрим подробнее состав данных отложений.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Вендский и кембрийский комплексы

На породах фундамента по всей территории Московской синеклизы залегают вендские отложения, которые накапливались в условиях континента. Это базальные песчаники, пески с прослоями алевролитов и глин,

неоднородные и местами с высокими ФЕС. Максимальная мощность вендского комплекса представлена в авлакогенах (рис. 3а), за пределами авлакогенов мощность отложений значительно снижена, пласты-коллекторы и покрывки являются невыдержанными. В центральной части вендские отложения отличаются большей мощностью, это касается как коллекторов, так и глинистых пластов, толщина которых достигает до 30 м. К гдовскому ярусу отложений венда относятся искусственные залежи Невского, Гатчинского, Калужского подземных хранилищ газа, расположенных в описываемом регионе.

Давление в данном комплекса в среднем 26 МПа, температура пласта 64 °С.

Поверх вендских отложений в центральной части Московской синеклизы залегают прибрежно-морские терригенные породы кембрийско-нижнеордовикского возраста (рис. 3б). В разрезе выделяются как коллекторы-песчаники, так и глинистые покрывки. В южной части синеклизы данные породы отсутствуют, венд перекрывается сразу отложениями девона.

Девонский комплекс

Разрезы девонских отложения в южной и центральной частях синеклизы сопоставимы. Система представлена отложениями среднего и верхнего девона.

Это прибрежно-морские и мелководно-морские отложения, представленные как терригенными, так и карбонатными породами, сменяющимися без явной границы и не всегда разделяемые. Глинистые прослои в разрезе

также присутствуют, однако носят невыдержанный характер, местами опесчанены, поэтому говорить о наличии региональных флюидоупоров в девоне не представляется возможным.

Наиболее перспективными с точки зрения коллекторских свойств являются отложения ряжского, старооскольского и нижнещигровского горизонтов девона. Именно к девонским отложениям приурочены подземные хранилища газа — Касимовское, Увязовское и Щелковское, расположенные в ЦФО.

Ряжский горизонт среднего девона представлен песками с прослоями алевролитов и песчаников прибрежно-морского генезиса, выше которого залегает морсовский горизонт, сложенный глинисто-доломитовыми и ангидрит-доломитовыми породами с включениями гипса, образованный в закрытой тепловой лагуне [9].

Старооскольская серия среднего девона представлена песчаниками и песками, к кровле сменяющимися алевролитами и глинами, которые и служат покрывной коллекторам.

Самый верхний из доступных по термобарическим условиям нижнещигровский горизонт верхнего девона сложен терригенной толщей прибрежно-морского генезиса, а верхнещигровский горизонт — морскими карбонатными и глинисто-карбонатными породами, которые служат им покрывкой. Выше по разрезу распространены отложения карбона и юры, которые характеризуются неприемлемыми для размещения CO₂ термобарическими условиями, поэтому детально рассматриваться не будут.

а

Система	Отдел	Ярус	Под-ярус	Индекс	Горизонт	Мощность м	Глубина м	Перспективные комплексы	
ДЕВОНСКИЙ	ВЕРХНИЙ	ФРАНКСКИЙ	НИЖНИЙ	D ₃ šč ₂	Верхнещигровский	53-58	870	Флюидоупор — глинистые известняки	
				D ₃ šč ₁	Нижнещигровский	87-113	930	Флюидоупор — опесчаненная толща глин	
		СРЕДНИЙ	ЖИВЕТСКИЙ		D ₂ gv	Черноярский	79-105	1040	Коллектор — мелководно-морской песчаник
					D ₂ ms	Мосоловский	32-47	1150	Флюидоупор — опесчаненная толща глин
	D ₂ mr		Морсовский		66-73	1190	Коллектор — мелководно-морской песчаник, пески с переслаиванием глин		
	D ₂ r		Ряжский		41-62	1260	Флюидоупор — глинистые известняки		
	ПРОТЕРОЗОЙ				V ₂ vd ₂	Ламинаритовый	180-264	1320	Флюидоупор — соли внутренней лагуны, ангидриты
					V ₂ vd ₁	Гдовский	40-82	1580	Коллектор — мелководно-морской песчаник
								Флюидоупор — глины, алевролиты и аргиллиты	
								Коллектор — алевролиты с прослоями песков и песчаников	

Система	Отдел	Ярус	Индекс	Горизонт/толща	Мощность М	Глубина М	Перспективные комплексы
ДЕВОНСКИЙ	ВЕРХНИЙ	ФРАНКСКИЙ	D _{3sm}	Семилуцкий	53	1180	Флюидоупор — глинистые известняки, глины
			D _{3sr}	Саргаевский	71	1233	
			D _{3p+kn}	Пашийский-кыновский	66	1304	Флюидоупор — глины, алевролиты
	СРЕДНИЙ	ЖИВЕТСКИЙ	D _{2st}	Старооскольский	80	1370	Коллектор — пески с прослоями глин
			D _{2nr}	Наровский	86	1450	Флюидоупор — глинистые известняки, глины
			D _{2pr}	Пянуцкий	49-58	1545	Коллектор — песчаники с алевролитами
ОРДОВИКСКАЯ	ВЕРХНИЙ	ТРЕМА-ДОКСКИЙ	O _{3?ps}	Пошехонская	6	1600	Флюидоупор — доломиты, глины и глинистые известняки
			O _{3vr}	Варлыгинская	101-138	1740	
		СРЕДНИЙ	O _{2mt}	Митинская	61-77	1820	Коллектор — переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов
			O _{2p}	Пуртский	81	1900	Флюидоупор — глинистые известняки, аргиллиты
	НИЖНИЙ	ТРЕМА-ДОКСКИЙ	O _{1kd}	Кундский	32	1930	Флюидоупор — аргиллиты
			O _{1vl}	Волховский	32	1960	
		НИЖНИЙ	O _{1dg+el}	Бугинская и ельниковская	88	2050	Коллектор — пески, песчаники и алевролиты
			O _{1kv}	Кувшиновская	71	2120	Флюидоупор — аргиллиты с редкими алевролитами
			Є _{1?urd}	Урдомская	36	2160	
			Є _{1ln}	Лонтовасская	79	2240	Коллектор — переслаивание базальных песчаников и алевролитов
ПРОТЕРОЗОЙСКАЯ	ВЕРХНИЙ	ВЕНДСКИЙ		Ломоносовская	45	2285	Флюидоупор — аргиллиты с алевролитами
			PR _{2pv}	Поваровский	306	2590	Коллектор — переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов
			PR _{2rd}	Редкинский	178		Флюидоупор — аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников
							Коллектор — песчаники разнозернистые, гравелитистые с прослоями алевролитов и аргиллитов

Рис. 3. Стратиграфические колонки и перспективные комплексы для закачки CO₂ южной части Московской синеклизы (а) и центральной части Московской синеклизы (б) [11]

Fig. 3. Columnar section and potential complexes for CO₂ injection of the southern part of the Moscow syncline (a) and the central part of the Moscow syncline (b) [11]

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ БЕЗОПАСНОГО ДОЛГОВРЕМЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ CO₂ НА ТЕРРИТОРИИ МОСКОВСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Проведенный анализ показывает, что, несмотря на сложность геологического строения,

в пределах Московской синеклизы существуют комплексы, которые могут в дальнейшем изучаться как потенциально перспективные для размещения парниковых газов. Вне зоны активного водообмена можно выделить перспективные интервалы: девонский горизонт вендского комплекса; старооскольский

и ряжский горизонты среднего девона и нижнещигровский горизонт верхнего девона.

Вендский и кембрийский комплексы

В центральной части Московской синеклизы, помимо уже упомянутого выше гдовского яруса венда, перспективными являются кембрийско-ордовинские отложения. Сочетание довольно мощных песчаных пачек (50–70 м), перекрытых аргиллитами; термобарических условий и глубин; наличие двух буферных горизонтов выше по разрезу в девонских отложениях делает данный комплекс перспективным как с точки зрения безопасности размещения, так и с точки зрения наличия емкости пласта. Ключевой неопределенностью здесь будет являться латеральная однородность коллекторских свойств — в региональных гидрогеологических работах упоминается низкая водообильность данных отложений, в то же время по данным испытаний разведочных скважин проницаемость может достигать 1–3 Дарси. Эти данные говорят о высокой степени неоднородности пород [9]. Кроме того, неопределенностью является и выдержанность глинистых пластов-флюидоупоров, а также наличие и проницаемость тектонических нарушений, наследуемых с уровня фундамента. В южной части Московской синеклизы развиты только отложения венда, кембрийско-ордовинские отложения в разрезе отсутствуют.

Девонский комплекс

Отложения среднего и верхнего девона по имеющимся региональным данным являются наиболее очевидными с точки зрения перспектив размещения здесь CO_2 . Задача поиска конкретных участков-полигонов закачки парниковых газов будет сводиться к локализации пересечений коллектора и уверенной глинистой либо соляной покрышки. Неоднородность девонских отложений осложняет эту задачу, но наличие в них нескольких промышленных хранилищ газа говорит о том, что выявление таких участков вполне возможно.

В девоне выделяется три перспективных интервала для закачки.

1. Средний девон, ряжский горизонт. Этот интервал — сочетание терригенного коллектора и соляной покрышки — с одной стороны, является одним из наиболее перспективных с целью использования под размещение CO_2 в южной части Московской синеклизы. С другой стороны, из-за близкого расположения к фундаменту в данных отложениях высока вероятность присутствия разрывных нарушений, хоть и не повсеместно — наибольший

риск будет связан с зонами авлакогенов и сопровождающих их разломов.

В данный комплекс проводилась закачка на Щелковском ПХГ, но из-за неконтролируемых процессов распространения газа была прекращена [10]. Также при определении перспективных участков необходимо учесть, что практическое значение подземных вод ряжского горизонта связано с использованием их в качестве минеральных питьевых вод и вод бальнеологического назначения.

2. Средний девон, старооскольский горизонт. Вероятность присутствия тектонических нарушений здесь меньше в сравнении с нижележащими комплексами, а коллекторы более выдержаны. Старооскольские коллекторы характеризуются зонами повышенных ФЕС, например, в Тумской скважине отмечены значения проницаемости 3200 мД при средней проницаемости 18 мД. При этом в коллекторе содержатся глинистые переемы, что повышает его неоднородность по проницаемости. Отложения старооскольского комплекса распространены как в центральной, так и в южной частях Московской синеклизы, при этом в центральной части отложения носят более мощный и выдержанный характер. Пластовое давление в данном комплексе составляет примерно 17,5 МПа, температура пласта в среднем 48 °С, что обеспечит размещение CO_2 в сверхкритическом фазовом состоянии. Именно данный комплекс планируется к использованию для хранения газа для закачки на Скалинском ПХГ [12].

Неопределенностью здесь также будут являться свойства покрышки, которая помимо глинистого материала содержит долю карбонатных минералов, более активно взаимодействующих с CO_2 . На некоторых стратиграфических разрезах по опорным скважинам флюидоупор вообще не выделяется, интервал «флюидоупора» представляет собой пласт с сильно ухудшенными коллекторскими свойствами, но все же состоящий из проницаемых пород, перекрытых коллектором щигровского комплекса.

Воды горизонта представляют интерес для использования в бальнеологических целях, что практически осуществляется в ряде санаториев в Московской области.

3. Верхний девон, нижнещигровский горизонт. Именно этот комплекс используется для хранения газа на Касимовском и Увязовском ПХГ. Стоит отметить, что в южной части Московской синеклизы отметки кровли пласта-коллектора расположены на значениях, близких к граничным по термобарическим условиям CO_2 . Так, начальное пластовое давление пласта-коллектора Касимовского ПХГ составляло всего

7,7 МПа [13]. В центральной части синеклизы отложения нижнешигровского горизонта погружены до глубин 1600–1700 м, что делает их использование наиболее безопасным. Коллекторы отличаются наилучшими ФЕС по разрезу, проницаемости превышают 1000 мД.

При выборе участка для размещения CO₂ стоит учесть, что по качественным показателям воды горизонта могут использоваться для целей водоснабжения, также в качестве минеральных вод различного назначения, однако в связи с низкой водообильностью горизонта используются крайне ограниченно.

ВЫВОДЫ

В заключение стоит отметить, что, несмотря на сложное геологическое строение и низкую изученность детальными методами, центральный и южный районы Московской синеклизы представляют безусловный интерес

для дальнейшего изучения с целью потенциального размещения парниковых газов.

Выделяется как минимуму 4 перспективных интервала — гдовский горизонт вендского комплекса; старооскольский и ряжский горизонты среднего девона и нижнешигровский горизонт верхнего девона, — которые могут быть рассмотрены в виде потенциальных объектов закачки.

При выборе зон размещения CO₂ необходимо уделять особое внимание наличию уверенного флюидоупора над пластом-коллектором и прогнозированию его латеральной выдержанности; отсутствию проводящих тектонических нарушений и разломов; исключению негативного влияния на добычу подземных вод и других полезных ископаемых, а также на процессы промышленного хранения газа, которое исторически осуществляется в рассматриваемом регионе.

При соблюдении данных факторов реализация проектов CCS в ЦФО выглядит перспективным способом декарбонизации промышленных предприятий региона.

Список литературы

1. Global CCS Institute. The Global Status of CCS, Australia. — 2020. — 82 p.
2. Matthew Flett (Ed.). Gorgon Project: Subsurface Evaluation of Carbon Dioxide Disposal under Barrow Island // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia. — 2008. — 18 p.
3. Total S.A. Carbon capture and storage: the Lacq pilot. Project and injection period 2006–2013. — 2015. — 274 p.
4. Bachu S., Hawkes C., Lawton D., Pooladi-Darvish M., Perkins E. IEAGHG R&D Programme: CCS Site Characterisation Criteria, Technical Study Report. — No. 2009/10. — December, 2009. — 129 p.
5. Брянцева Г.В., Фролова Н.С., Лубнина Н.В., Косевич Н.И. Анализ новейших структур юго-западного крыла Московской синеклизы: структурно-геоморфологический и тектонофизический аспекты // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. — Изд-во Моск. ун-та (М.). — 2016. — Т. 91. — № 4–5. — С. 61–71.
6. Астафьев Д.А., Шейн В.С., Алипова Н.Ю., Чагаев А.Я. Вопросы дальнейшего изучения Московской синеклизы // Геология нефти и газа. — 2000. — № 6. — С. 51–57.
7. Панина Л.В., Зайцев В.А. Учебно-методическое пособие по проведению геолого-геоморфологической практики в районе Чашниковской впадины (геология, геоморфология и современные геологические процессы). — М.: Издательство «Перо», 2022. — 154 с.
8. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (новая серия). Лист O-37, (38) — Нижний Новгород. Объяснительная записка. СПб.: ВСЕГЕИ, 2000.
9. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Центрально-Европейская. Лист N-37 — Москва. Объяснительная записка. СПб.: ВСЕГЕИ, 2015.
10. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Центрально-Европейская. Лист O-37 — Ярославль. Объяснительная записка. СПб.: ВСЕГЕИ, 2016.
11. ВЕБ-ГИС Атлас (комплексный интерактивный ресурс) [Электронный ресурс]. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2019. — Режим доступа: Веб-ГИС-Атлас | ВСЕГЕИ-РОСНЕДРА | 2019–2022 (vsegei.ru).
12. Байдин В.В. и др. Создание геологической модели Скалинского ПХГ по результатам геологоразведочных работ на Грязовецкой площади (Вологодская и Ярославская области). — Щелково, 2012. — 871 с.
13. Семенов Е.О. Особенности формирования и оценка коллекторских и экранирующих свойств терригенных пород при создании подземных хранилищ газа в водоносных пластах: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — 25.00.12. — М., 2010. — 130 с.

References

1. Global CCS Institute. The Global Status of CCS, Australia. — 2020. — 82 p.
2. Matthew Flett (Ed.). Gorgon Project: Subsurface Evaluation of Carbon Dioxide Disposal under Barrow Island. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia — 2008. — 18 p.
3. Total S.A. Carbon capture and storage: the Lacq pilot. Project and injection period 2006–2013, 2015, 274 p.
4. Bachu S., Hawkes C., Lawton D., Pooladi-Darvish M., Perkins E. IEAGHG R&D Programme: CCS Site Characterisation Criteria, Technical Study Report, no. 2009/10, December, 2009. — 129 p.
5. Bryantseva G.V., Frolova N.S., Lubnina N.V., Kosevich N.I. Analysis of the newest structures of the southwest flank of the Moscow syncline: structural-geomorphological and tectonophysical aspects. *Bulletin of the Moscow Society of Nature Testers. Geological department*. 2016, vol. 91, no. 4–5, pp. 61–71. (In Russ.)
6. Astafyev D.A., Shein V.C., Alipova N.Yu., Chagaev A.Ya. Questions of further study of the Moscow syncline. *Geology of oil and gas*, 2000, no. 6, pp. 51–57. (In Russ.)
7. Panina L.V., Zaitsev V.A. Educational and methodological guide for geological and geomorphological practice in the area of the Chashnikovskaya depression (geology, geomorphology and present geological processes). Moscow: Publishing House "Pero", 2022, 154 p. (In Russ.)
8. State geologic map of the Russian Federation. Scale of 1:1000000 (new series). List O-37, (38) — Nizhny Novgorod. Explanatory note. Saint Petersburg: VSEGEI, 2000. (In Russ.)

9. State geologic map of the Russian Federation. Scale of 1:1000000 (third generation). Central European Series. List N-37 — Moscow. Explanatory note. Saint Petersburg: VSEGEI, 2000. (In Russ.)
10. State Geological Map of the Russian Federation. Scale of 1:1000000 (third generation). Central European series. Sheet O-37 — Yaroslavl. Explanatory note. Saint Petersburg: VSEGEI, 2016. (In Russ.)
11. WEB GIS Atlas (a comprehensive interactive resource) [Electronic resource]. — St. Petersburg: VSEGEI, 2019, access mode: Web-GIS | VSEGEI-Rosnedra | 2019–2022 (vsegei.ru) (In Russ.)
12. Baidin V.V. et al. Creation of a geological model of the Skalinsky UGS based on the results of geological exploration on Gryazovetskaya area (Vologda and Yaroslavl), Shchelkovo, 2012, 871 p. (In Russ.)
13. Semenov E.O. Features of formation and evaluation of reservoir and sealing properties of terrigenous rocks by creating UGS facilities in aquifers: diss. ... candidate of geol.-mineral. sciences. — 25.00.12. Moscow, 2010, 130 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

В.А. Павлов — подготовил текст статьи и графику.

А.В. Пенигин — участвовал в разработке концепции статьи и оценке технологических требований к реализации закачки CO₂.

П.Н. Беловус — участвовал в разработке концепции статьи и оценке технологических требований к реализации закачки CO₂.

Mariia G. Dymochkina — prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of work.

Vladimir Al. Pavlov — prepared the text of the article and graphics.

Artem V. Penigin — participated in the development of the article concept and the assessment of technological requirements for the implementation of CO₂ injection.

Pavel N. Belovus — participated in the development of the article concept and the assessment of technological requirements for the implementation of CO₂ injection.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мария Георгиевна Дымочкина* — кандидат технических наук, ведущий эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Dymochkina.MG@gazpromneft-ntc.ru

Владимир Александрович Павлов — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Pavlov.VAleksa@gazpromneft-ntc.ru

Артем Витальевич Пенигин — руководитель проекта по разработке продуктов газовых МУН и декарбонизации, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: penigin.av@gazpromneft-ntc.ru

Павел Николаевич Беловус — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Belovus.PN@gazpromneft-ntc.ru

Mariia G. Dymochkina* — Cand. Sci. (Techn.), Lead expert, Gazpromneft STC LLC
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Dymochkina.MG@gazpromneft-ntc.ru

Vladimir A. Pavlov — Lead specialist, Gazpromneft STC LLC
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Pavlov.VAleksa@gazpromneft-ntc.ru

Artem V. Penigin — Engineering manager for gas EOR and decarbonization, Gazpromneft STC LLC
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: penigin.av@gazpromneft-ntc.ru

Pavel N. Belovus — Lead specialist, Gazpromneft STC LLC
75–79 letter D, Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Belovus.PN@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

© А.В. Буторин, 2023



А.В. Буторин

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

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

Введение. Одной из ключевых задач для сейсморазведки является прогноз геологического строения изучаемых пластов. В частности, оценка мощности коллекторов на основании имеющейся скважинной статистики. Подобная задача является стандартной в рамках динамического анализа волнового поля и зачастую решается путем построения прогнозной модели на основании имеющейся геолого-геофизической информации, в том числе по известным значениям эффективной мощности в скважинах.

Цель. Оценка эффективности методов машинного обучения при решении задачи прогноза мощности коллекторов по данным сейсморазведки. Современный анализ данных зачастую использует эту категорию методов для построения различных прогнозных моделей. Сейсмическая интерпретация, в свою очередь, связана с использованием относительно простых линейных моделей. Это делает актуальным определение прироста качества от использования сложных моделей предсказания.

Материалы и методы. Для исследования использован относительно хорошо изученный бурением участок одного из месторождений в Западной Сибири. Рассматриваемая территория полностью покрыта данными 3D-сейсморазведки, для построения модели имеются 170 скважин, в которых определено значение эффективной мощности.

В рамках исследования рассмотрен как стандартный подход с применением линейной регрессии, так и более сложные алгоритмы машинного обучения, такие как многомерная регрессия, метод случайного леса, метод ближайших соседей и нейронная сеть. Для оценки качества предсказания имеющаяся выборка скважин разделена на обучающую и валидационную, состоящие из 80 и 90 скважин соответственно.

Все вычисления реализованы с использованием открытых библиотек языка программирования python.

Результаты. Получены распределения ожидаемой точности прогноза для каждого из рассмотренных методов. В тексте статьи подробно описан алгоритм работы, а также выполненные тесты для подбора параметров каждого алгоритма.

Заключение. Полученные результаты позволяют сделать вывод об эффективности использования методов машинного обучения. Все рассмотренные сложные алгоритмы позволяют получить более точный прогноз эффективной мощности по сравнению с подходом линейной регрессии. Наиболее значительный прирост точности наблюдается при использовании нейронной сети и составляет 23 %.

Ключевые слова: количественный прогноз, динамический анализ, машинное обучение

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Буторин А.В. Сравнение эффективности методов машинного обучения для решения задачи количественного прогноза по данным сейсморазведки. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):23–29. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-23-29>

Статья поступила в редакцию 17.11.2022

Принята к публикации 23.12.2022

Опубликована 31.03.2023

COMPARISON OF THE EFFECTIVENESS OF MACHINE-LEARNING METHODS FOR SOLVING THE PROBLEM OF QUANTITATIVE PREDICTION BASED ON SEISMIC DATA

Aleksandr V. Butorin

Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

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

Introduction. One of the key tasks for seismic interpretation is the prediction of the geological structure of the studied formations. In particular, a common task is to estimate the net thickness of reservoirs based on available well statistics. Such a task is standard in the framework of dynamic wave field analysis and is often solved by constructing a predictive model based on available geological and geophysical information, including values of net thickness in available wells.

Goal. The purpose of the work is to evaluate the effectiveness of machine learning methods in solving the problem of reservoir thickness prediction based on seismic data. Modern data analysis often uses this category of methods to build various predictive models. Seismic interpretation, in turn, is often associated with the use of relatively simple linear models. This makes it relevant to determine the gain from the use of complex prediction models.

Materials and methods. To carry out the study, a relatively well-studied area of one of the fields in Western Siberia was used. The territory under consideration is completely covered with 3D seismic data, there are 170 wells for constructing the model, in which the value of net thickness is determined.

To implement the study, both a standard linear regression and more complex machine learning algorithms are considered. Among the algorithms, multidimensional regression, random forest method, nearest neighbor method and neural network are considered. To assess the quality of prediction, the available sample of wells is divided into training and validation samples consisting of 80 and 90 wells, respectively.

All calculations are implemented using open python programming language libraries.

Results. As a result, distributions of the expected accuracy of the forecast for each of the considered methods were obtained. The text of the article describes in detail the research algorithm, as well as the tests performed to select the parameters of each algorithm.

Conclusion. The results obtained allow us to conclude about the effectiveness of using machine-learning methods. All the approaches considered make it possible to obtain a more accurate prediction of the net thickness compared to the linear regression approach. The most significant increase in accuracy is observed with using a neural network and the improvement estimated as 23 %.

Key words: quantitative analysis, dynamic analysis, machine learning

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

For citation: Butorin A.V. Comparison of the effectiveness of machine-learning methods for solving the problem of quantitative prediction based on seismic data. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):23–29. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-23-29>

Manuscript received 17.11.2022

Accepted 23.12.2022

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Ключевой задачей интерпретации данных сейсморазведки является прогноз геологических параметров среды по характеристикам волнового поля. К подобным параметрам могут быть отнесены: глубина залегания пласта, его литологический состав, песчаность, пористость, проницаемость, насыщенность. Характеристики волнового поля могут быть разделены на кинематические, связанные с временем регистрации отражения, и динамические, связанные с его энергетическими параметрами. В рамках данного исследования рассмотрена задача прогноза мощности коллектора по динамическим характеристикам волнового поля.

Выбранная задача является стандартной и выполняется в большинстве геолого-геофизических проектов при наличии необходимой скважинной информации, что обуславливает актуальность данного исследования. Связь между параметрами амплитуды и эффективной мощностью коллектора — хорошо изученный феномен, основанный на интерференции отражений. Одна из известных публикаций [1] наглядно показывает на модельных данных сублинейную связь между мощностью песчаника с амплитудой волнового поля. В целом для большинства практических проектов подход остается схожим и заключается в поисках наиболее достоверной линейной связи между поисковым параметром (эффективной толщиной) и характеристикой амплитуды (атрибутом). Найденная

функциональная связь в дальнейшем используется для прогноза искомого параметра в межскважинном пространстве.

С точки зрения алгоритмов машинного обучения рассматриваемая задача относится к категории алгоритмов «обучения с учителем» — априорно известные значения в точках скважин и набор атрибутов волнового поля формируют обучающую выборку, которая используется для создания предсказывающей модели. С этой точки зрения рассматриваемая геологическая задача является стандартной задачей регрессии в рамках машинного обучения, решаемая с помощью множества алгоритмов, реализованных в различных языках программирования. В рамках данного исследования все вычисления выполнены с использованием открытых библиотек языка программирования python, в частности библиотеки sklearn, содержащей реализации основных алгоритмов машинного обучения.

В качестве объекта исследования выбран разбуренный участок одного из месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе Западной Сибири. Целевыми пластами в рамках рассматриваемого района являются пласты группы АС, сформированные в условиях мелководно-морских обстановок. Развитие коллектора связано с фациями аккреционной системы меандрирующего русла, однозначно картируемого по данным сейсморазведки. Всего на участке пробурено 170 скважин, вся территория участка покрыта данными сейсморазведки МОГТ 3D с кратностью системы наблюдения 144 (рис. 1).

МЕТОДЫ

На начальном этапе имеющиеся скважины были разделены на две выборки: 80 скважин использованы в качестве обучающего массива, 90 скважин исключены из процесса построения предсказывающей модели и использовались на финальном этапе в качестве отложенной выборки для оценки качества каждой модели. Подобный подход является необходимым условием при работе с алгоритмами машинного обучения, наличие валидационной выборки позволяет объективно оценить качество и проконтролировать отсутствие эффекта переобучения, то есть его настройки на имеющуюся обучающую выборку. В рамках исследования рассмотрены наиболее распространенные методы, доступные для применения в библиотеке `sklearn`: многомерная регрессия, метод случайного леса, метод ближайших соседей и нейронная сеть. Все эти методы являются хорошо известными и подробно описаны в научной литературе, по этой причине в данной работе не приводятся их математические формулировки и не описываются алгоритмы вычисления. Для формирования обучающей выборки использованы трассы исходного суммарного куба в точках скважин. Вычисление атрибутов для обучающей выборки выполнено в интервале 40 мс относительно целевого отражающего горизонта, соответствующего кровле продуктивного пласта. В рамках заданного окна были вычислены стандартные атрибуты волнового поля: мгновенная амплитуда, а также магнитуды по частотным компонентам 10, 20, 30 и 40 Гц, полученные с использованием непрерывного вейвлет-преобразования по вейвлетам Риккера. Внутри рассматриваемого интервала для оценки характеристик атрибутов выполнен перебор окон от 0 до 8 мс. Внутри каждого окна использованы различные статистические оценки: сумма, минимальное и максимальное значение, среднеквадратическое значение. Данные вычисления выполнены для каждой трассы, что позволило получить на выходе массив из 1800 атрибутов для каждой скважины. Набор атрибутов и истинные значения эффективной мощности формируют входной массив для обучения алгоритмов.

Полученный массив значений, вычисленных по трассам суммарного куба, характеризуется высокой степенью корреляции для некоторых атрибутов. Данное обстоятельство может негативно сказываться на ходе обучения некоторых алгоритмов, поэтому для минимизации этого фактора к атрибутам

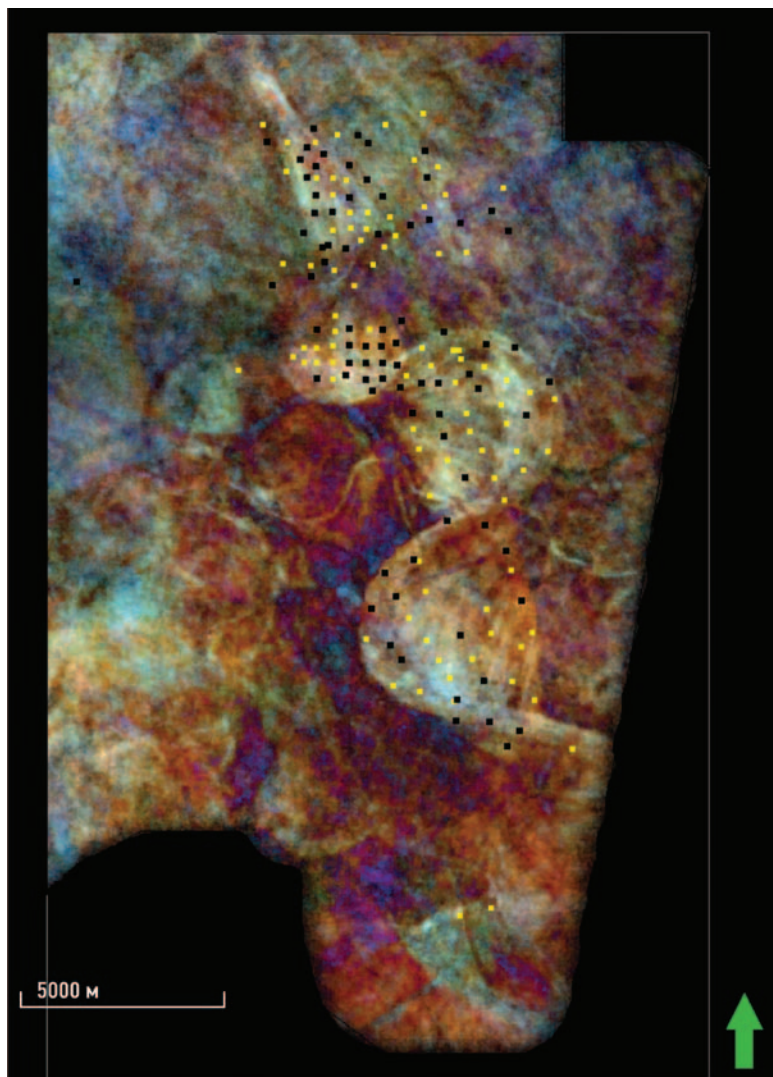


Рис. 1. Карта RGB-смешивания по целевому пласту. Черные точки — выборка скважин для обучения; желтые точки — скважины для валидации (А.В. Буторин)
Fig. 1. RGB-map for aiming horizon. Black dots — sample wells for education of model; yellow dots — sample for validation (Aleksandr V. Butorin)

применен метод главных компонент. Метод главных компонент (PCA) позволяет получить некоррелируемые атрибуты, однако количество компонент определяется эмпирически и в ходе исследования данное значение варьировалось от 1 до 50. По результатам тестирования отмечено, что применение метода главных компонент позволяет, с одной стороны, повысить скорость обучения, а с другой стороны — положительно влияет на метрики качества. Дополнительно протестировано добавление к обучающей выборке результатов кластеризации по форме трассы. Кластеризация выполнена с применением метода K-средних, представленного в библиотеке `sklearn`. Установлено, что добавление результатов кластеризации не влияет на качество моделей. Таким образом, был сформирован массив для дальнейшего применения методов

количественного прогноза. Массив представлен истинными значениями эффективной мощности по 80 скважинам, а также набором атрибутов после применения метода главных компонент с выбором от 1 до 50 элементов для каждой точки скважины. Данный массив использовался для обучения моделей машинного обучения и получения прогнозного алгоритма, который в дальнейшем применялся к валидационной выборке с оценкой среднеквадратического отклонения (СКО) прогноза.

РЕЗУЛЬТАТЫ

На начальном этапе получены оценки базовых алгоритмов прогноза. В качестве одного из алгоритмов протестирован метод среднего значения. В рамках данной модели для каждой скважины валидационной выборки прогнозное значение принималось равным среднему по обучающей выборке. Подобный алгоритм позволяет получить среднеквадратическую ошибку, равную 5,91 м. Данная оценка является наиболее грубой моделью, при которой не учитываются имеющиеся сейсмические данные, и она может использоваться как фундамент для последующей оценки эффективности более сложных алгоритмов.

В качестве второго базового алгоритма рассмотрена линейная регрессия по одному атрибуту. Для реализации данного подхода по каждому из 1800 атрибутов

с использованием метода наименьших квадратов получена зависимость эффективной мощности от атрибута, которая в дальнейшем применялась к атрибутам валидационной выборки. Полученная статистика показана на **рис. 2**. Выбор условно наилучшей модели сделан по коэффициенту корреляции, который составил 0,68. При подобном подходе точность прогноза эффективной мощности на валидационной выборке составила 5,69 м. В данном случае можно оценить эффект от учета геофизических данных. В рассматриваемом примере прирост точности оказывается незначительным, что связано с достаточно однозначным выделением геологического объекта и относительно высокой успешностью бурения.

Необходимо отметить, что полученный результат отражает неопределенность решения задачи количественного прогноза. Как видно из **рис. 2**, в имеющейся выборке присутствуют атрибуты, обеспечивающие более высокую точность на валидационной выборке, — минимальная ошибка составляет 4,96 м. Однако данный атрибут характеризуется меньшим значением коэффициента корреляции на обучающей выборке, поэтому его выбор невозможен. Данный факт хорошо иллюстрирует неопределенности, обусловленные ограниченностью имеющейся скважинной статистики.

Таким образом, получены начальные оценки точности прогноза эффективной мощности при использовании относительно простых алгоритмов. Данные значения применяются

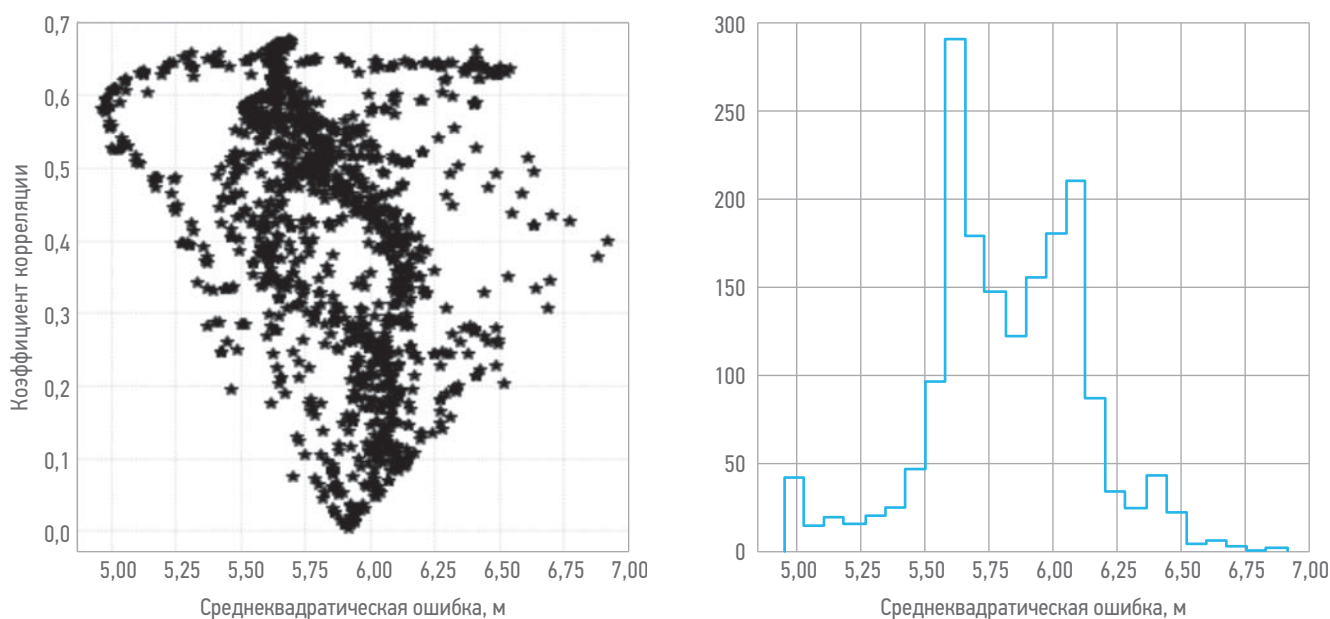


Рис. 2. Статистика применения линейной регрессии по одному атрибуту. Слева — кросс-плот между коэффициентом корреляции и среднеквадратической ошибкой; справа — гистограмма среднеквадратических ошибок (А.В. Буторин)

Fig. 2. Statistics of linear regression for single attribute. Left — cross-plot for correlation coefficient and standard deviation of errors. Right — histogram of standard deviation of errors (Aleksandr V. Butorin)

в дальнейшем для оценки эффективности методов машинного обучения. Рассмотрим алгоритм исследования для методов машинного обучения: на начальном этапе используемая выборка случайным образом разделялась на обучающую и тестовую в пропорции 70 и 30 %. Первая выборка использовалась для обучения алгоритма, вторая — для оценки метрик качества и выбора наилучшей модели. В качестве критерия выбора использовался коэффициент корреляции фактического и прогнозного значения эффективной мощности. В ходе обучения создавался цикл вычисления главных компонент от 1 до 50 с шагом 5. Внутри цикла происходило обучение и выбор наилучшей модели для выбранного алгоритма. Наиболее точный алгоритм применялся к отложенной валидационной выборке для оценки среднеквадратического отклонения прогноза. Описанная последовательность действий повторялась 100 раз для получения распределения ошибки прогноза для каждого из методов. За счет использования случайного разделения выборки и вероятностной природы алгоритмов каждая реализация характеризовалась своим итоговым значением среднеквадратической ошибки прогноза, что позволило сформировать статистику по эффективности каждого алгоритма. Таким образом, для каждого из рассматриваемых методов машинного обучения была сформирована гистограмма, показывающая ожидаемый диапазон точности прогноза.

ОБСУЖДЕНИЕ

Рассмотрим результаты применения методов машинного обучения. На **рис. 3** приведены гистограммы для каждого из используемых алгоритмов, включая линейную регрессию с одним параметром. Необходимо отметить, что в данном случае не производился отбор моделей простой регрессии по коэффициенту корреляции, поэтому полученное распределение имеет большую дисперсию и бимодальную форму — левый максимум соответствует моделям с высокой корреляцией, правый — моделям с низкой корреляцией. Наиболее простым алгоритмом является многомерная регрессия [2]. В общей постановке использована регрессия с регуляризацией. Регрессия использует линейную комбинацию входных атрибутов для построения прогнозной модели. При этом регуляризация позволяет дополнительно ввести штраф на значение мультипликатора при каждом атрибуте, чтобы избежать слишком больших

значений весового коэффициента. Без использования регуляризатора регрессия представляет собой применение метода

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ДЛЯ ПРОГНОЗА МОЩНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПОВЫШАЕТ ТОЧНОСТЬ НА 23 % ПО СРАВНЕНИЮ С ДРУГИМИ МЕТОДАМИ.

наименьших квадратов. В рамках исследования рассмотрено два вида регуляризации: минимизация суммы квадратов весовых коэффициентов — Ridge и минимизация суммы абсолютных значений — Lasso. Принципиальным отличием этих алгоритмов является возможность обнуления некоторых атрибутов в рамках Lasso-регрессии. Для регрессии по методу наименьших квадратов точность модели варьируется от 5,02 до 6,20 м с математическим ожиданием 5,49 м. Ridge-регрессия показывает аналогичное распределение точности. Lasso-регрессия показывает большую точность: минимальное значение составило 4,75 м, максимальное — 5,39 м, математическое ожидание — 5,12 м. Таким образом, использование Lasso-регрессии позволяет повысить прогнозную точность по отношению к использованию регрессии по одному атрибуту. Другим алгоритмом машинного обучения выступал метод случайного леса [3], заключающийся в использовании ансамбля решающих деревьев для формирования предсказывающей модели. Ключевыми настройками

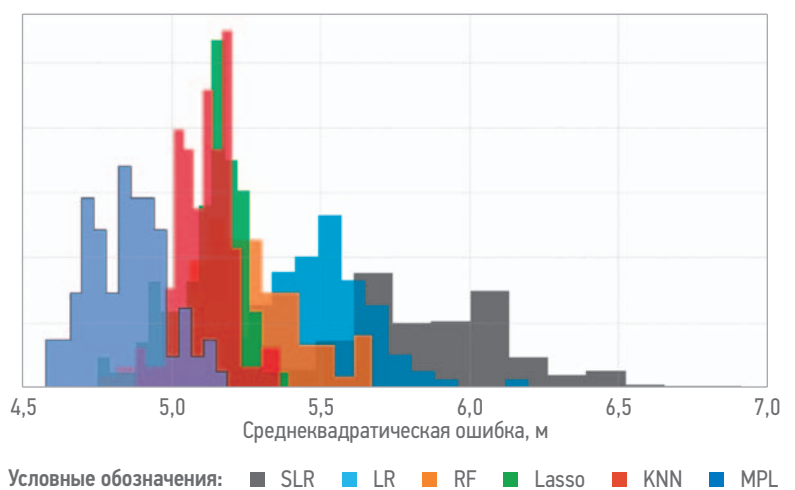


Рис. 3. Полученные распределения ошибок для рассматриваемых методов (SLR — регрессия по одному атрибуту, LR — многомерная регрессия, RF — случайный лес, Lasso-регрессия, KNN — метод ближайших соседей, MPL — нейронная сеть) (А.В. Буторин)

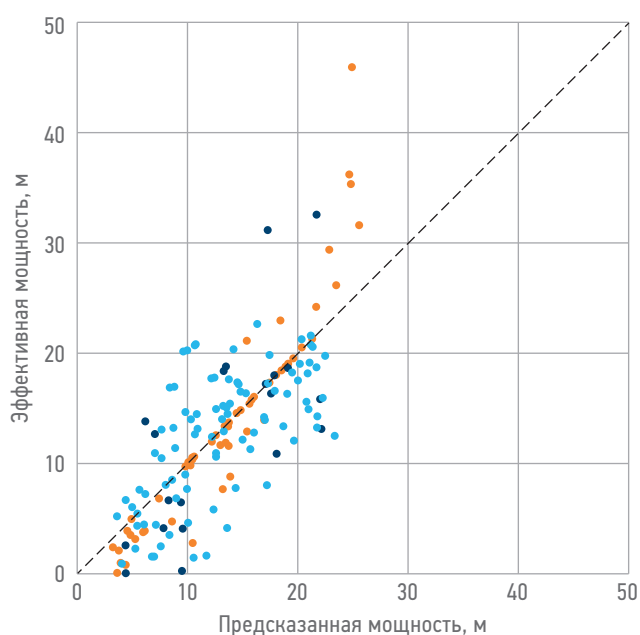
Fig. 3. Histograms of standard deviation of errors for different methods (SLR — single linear regression, LR — linear regression, RF — random forest, Lasso-regression, KNN — method of nearest neighbors, MPL — neural net) (Aleksandr V. Butorin)

данного алгоритма является количество решающих деревьев и их глубина. Для подбора указанных гиперпараметров использован метод перебора по сетке — глубина варьировалась от 2 до 10 разбиений, а количество деревьев — от 5 до 40. Полученное распределение ошибки характеризуется минимальным значением 4,76 м, максимальным — 5,67 м, с математическим ожиданием — 5,24 м. По результатам расчетов метод случайного леса показал меньшую точность, чем Lasso-регрессия.

Следующим рассмотренным алгоритмом является метод ближайших соседей [4], который использует осреднение по заданному количеству соседних точек обучения. Для определения соседних точек используется евклидово расстояние в области атрибутов. Ключевым значимым параметром модели выступает количество соседних точек для осреднения, в данном случае также выполнен перебор значений от 2 до 20 точек.

Как показало тестирование, оптимальное количество соседей находится в диапазоне 10–16 точек. Полученное распределение по 100 реализациям позволяет оценить распределение точности: минимальное значение ошибки — 4,88 м, максимальное — 5,37 м, математическое ожидание ошибки — 5,12 м. Как видно из гистограммы, ожидаемая точность прогноза методом ближайших соседей практически совпадает со значением точности Lasso-регрессии.

Последним из рассматриваемых алгоритмов выступала двухслойная нейронная сеть [5]. В рамках нейронной сети создается последовательность слоев, на каждом из которых осуществляется линейная комбинация входных значений атрибутов с применением заданной функции активации. Дополнительно для стабилизации решения использована регуляризация по сумме квадратов весовых коэффициентов. Как показало тестирование, наилучший результат достигается



Условные обозначения: ■ Обучение ■ Валидация ■

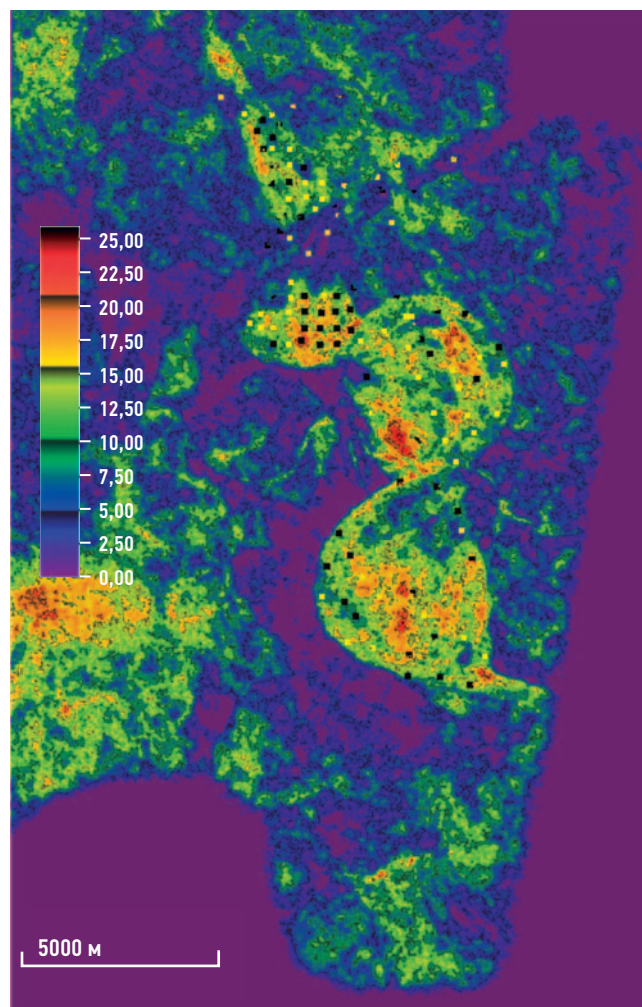


Рис. 4. Результат прогноза эффективной мощности с применением алгоритма нейронной сети. Слева — сопоставление фактических и прогнозных значений (пунктиром показана линия $y=x$, красные точки — обучающая выборка, синие точки — тестовая выборка на этапе обучения, зеленые точки — валидационная выборка); справа — прогнозная карта эффективной мощности пласта (А.В. Буторин)
Fig. 4. Result of reservoir thickness estimation from neural network. Left — comparison of true and predicted values (dotted line — $y=x$, red dots — train set, blue dots — test set, green dots — validation set); Right — map of reservoir thickness (Aleksandr V. Butorin)

при использовании логистической функции активации. Полученное распределение точности характеризуется следующими параметрами: минимальное значение — 4,58 м, максимальное — 5,19 м, математическое ожидание ошибки — 4,85 м.

Таким образом, использование нейронной сети позволяет получить наименьшую прогнозную оценку ошибки. Прирост в качестве прогноза составляет 23 % по отношению к методу регрессии по одному атрибуту. Анализируя результат применения одной из моделей, основанной на нейронной сети (рис. 4), можно отметить, что дисперсия на обучении и валидации остается схожей, что говорит об отсутствии переобучения модели. Однако отмечается занижение прогноза в областях с высокой мощностью, что может быть связано с недостаточностью подобных скважин в тестовой выборке.

Резюмируя проведенное исследование, можно отметить, что использование методов машинного обучения позволяет повысить точность прогноза на 23 %. Наилучший результат достигается при использовании нейронной сети, в то время как остальные методы показывают схожую точность прогноза и обеспечивают повышение точности прогноза около 10–13 %. Незначительный прирост в информативности связан с неоторой смещенностью имеющейся статистики — бурение скважин априорно ориентировалось на выделяемый геологический объект, что приводит к удовлетворительному прогнозу даже при использовании модели среднего значения. Результаты исследования показывают простоту использования современных алгоритмов анализа, все вычисления выполнены с применением открытых библиотек языка python.

Список литературы / References

1. Meckel L.D., Nath A.K. Geologic considerations for stratigraphic modelling and interpretation. In Seismic Stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration, ed. C. E. Payton. AAPG Memoir, 1977, no. 26, pp. 417–438.
2. Linear Models [Electronic Resource]. Access: https://scikit-learn.org/stable/modules/linear_model.html#lasso
3. Decision Trees [Electronic Resource]. Access: <https://scikit-learn.org/stable/modules/tree.html#regression>
4. Nearest Neighbors [Electronic Resource]. Access: <https://scikit-learn.org/stable/modules/neighbors.html>
5. Neural network models (supervised) [Electronic Resource]. Access: https://scikit-learn.org/stable/modules/neural_networks_supervised.html

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Буторин — разработал концепцию исследования, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Aleksandr V. Butorin — developed the article concept, prepared the text and pictures. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Александр Васильевич Буторин — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геофизика» Института наук о Земле СПбГУ, руководитель по развитию дисциплины «сейсморазведка» ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д
e-mail: Butorin.AV@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 877389
SPIN-код: 8474-6120
Web of Science: B-7405-2019
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439>
Scopus: 56370048400

Aleksandr V. Butorin — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor at the Department of Geophysics at Institute of Earth Sciences, Head of seismic discipline Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Butorin.AV@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 877389
SPIN-code: 8474-6120
Web of Science: B-7405-2019
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439>
Scopus: 56370048400

ПРОГНОЗ КОЛЛЕКТОРА И ПРОВОДИМОСТИ ПЛАСТА ПО ГИС ПРИ УЧЕТЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТОЧЕЧНЫХ И ИНТЕРВАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ СКВАЖИН

© Коллектив авторов,
2023



И.В. Парубенко¹, А.С. Белоножко¹, Ф.Ф. Бикбаев^{2,*}, В.Ю. Бахурский³

¹Научно-технический центр «НИС Нафтогас», Республика Сербия, Нови Сад

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Bikbaev.FF@gazpromneft-ntc.ru

Цель. В статье продемонстрированы инструменты интеграции результатов точечных и интервальных испытаний в петрофизическую модель с целью расширений представлений о коллекторе и для прогноза параметра проводимости пласта Kh по данным ГИС.

Методы. На первом этапе работы выявлены конкретные способы учета данных комплекса испытаний установками ГДК-ОПК в модели коллектора ГИС. Причем в условиях низкопроницаемых отложений особое внимание уделено вопросу получения так называемых сухих измерений подвижности в ходе ГДК-ОПК и их учету в модели коллектора.

На втором этапе авторами рассматривается комплексирование данных ГДИ и результатов испытаний ГДК-ОПК с прогнозом Kh по ГИС. Чтобы осуществить такую задачу, необходимо верифицировать и классифицировать по надежности результаты ГДИ, что стало возможным благодаря выработанным критериям оценки качества ГДИ в данной работе. Качественные результаты ГДИ позволяют оперировать величиной Kh (ГДИ) как калибровочными при расчете Kh по ГИС. Благодаря качественным замерам подвижности флюида прибором ОПК в ачимовских отложениях осуществляется трансформация $K_{пр}$ из абсолютной в эффективную индивидуально для типа флюида: газ, нефть, вода. После чего осуществляется сам прогноз Kh на основе данных ГИС, контролируя величину Kh (ГИС) с Kh (ГДИ). Неопределенность модели коллектора ГИС снимается сопоставлением Kh (ГИС-ГДИ) таким образом, что корректная модель коллектора с корректным Нэф формирует максимальное совпадение прогнозного Kh с калибровочным по ГДИ в точках калибровочных скважин. Этому способствует низкий уровень проницаемости ачимовских отложений, который слабо влияет на величину Kh , в отличие от Нэф.

Результаты. 1. Получены способы учета данных комплекса испытаний установками ГДК-ОПК в модели коллектора ГИС. 2. Получен инструмент для расчета прогнозного Kh по данным ГИС, согласованный с фактическими данными Kh по ГДИ. 3. Выделены универсальные критерии в оценке качества результатов ГДИ. 4. Предложен нестандартный способ подтверждения/опровержения модели коллектора ГИС с помощью сопоставления Kh (ГИС, прогноз — ГДИ, факт).

Заключение. В работе удалось выстроить унифицированную схему действий для реализации как первого этапа работы по интеграции результатов испытаний ГДК-ОПК в модель коллектора ГИС, так и второго этапа по прогнозу Kh на основе ГИС, калиброванному на фактические результаты ГДИ. Такое представление позволяет не только повышать точность петрофизического прогноза, но и расширять охват задействованных данных из смежных областей нефтегазового инжиниринга.

Ключевые слова: ачимовские отложения, коллектор низкопроницаемых отложений, эффективная проницаемость, опробование ГДК-ОПК, проводимость пласта

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Парубенко И.В., Белоножко А.С., Бикбаев Ф.Ф., Бахурский В.Ю. Прогноз коллектора и проводимости пласта по ГИС при учете результатов точечных и интервальных испытаний скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):30–38. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-30-38>

Статья поступила в редакцию 29.06.2022

Принята к публикации 01.11.2022

Опубликована 31.03.2023

FORECAST OF THE NET PAY AND Kh OF THE RESERVOIR BY LOGS, ACCORDING TO THE RESULTS OF XPT AND MDT TEST

Ivan V. Parubenko¹, Aleksey S. Belonozhko¹, Fidan F. Bikbaev^{2,*}, Vladislav J. Bakhurskiy³

¹Scientific and Technical Center "NIS Naftogas", Republic of Serbia, Novi Sad

²Scientific and Technical Center of Gazprom Neft (Gazpromneft NTC LLC), RF, Saint Petersburg

³Gazpromneft-GEO, Russian Federation, Saint Petersburg

E-mail: Bikbaev.FF@gazpromneft-ntc.ru

Goal. The article demonstrates the approaches for integrating the results of point and interval testing into petrophysical model in order to expand the understanding of the reservoir and to predict parameter Kh from well logging data.

Methods. At the first stage of the work, specific methods were identified for considering the data of the complex of tests by hydrodynamic logging and wireline formation test installations in the reservoir model by petrophysics. Moreover, in the conditions of low-permeability deposits, special attention is paid to the issue of obtaining the so-called dry mobility measurements during the HDD-OPK and their inclusion in the reservoir model.

At the second stage, the authors consider the integration of flow testing data and the results of hydrodynamic logging and wireline formation test and formation evaluation from well logging. To carry out such a task, it is necessary to verify and classify the results of flow testing by reliability, which became possible due to the developed criteria for assessing the quality of flow testing in this work. Qualitative results of flow testing make it possible to operate with the value of Kh as a calibration when calculating Kh by well logging. Thanks to high-quality measurements of fluid mobility by the wireline formation test in the Achimov deposits, the permeability is transformed from absolute to effective individually for the type of fluid: gas, oil, water. After that, Kh prediction itself is carried out on the basis of well logging data, controlling the value of Kh (well logging) with Kh (flow testing). The uncertainty of the well logging reservoir model is removed by cross-plotting Kh (well logging- flow testing) in such a way that the correct reservoir model with the correct NET pay by logging forms the maximum match between the predicted Kh and the calibration one from the flow testing at the points of the calibration wells. This is facilitated by the low level of permeability of the Achimov deposits, which has little effect on the Kh value, in contrast to NET pay.

Results. 1. Methods have been obtained for considering the data of the complex of tests by the hydrodynamic logging — wireline formation test installations in the petrophysics's reservoir model. 2. A tool was obtained for calculating the predicted Kh from well logging data, consistent with the actual Kh data from well testing. 3. Universal criteria have been identified for assessing the quality of well test results. 4. A non-standard way of confirming/refuting the petrophysics's reservoir model using cross-plotting Kh (well logging, formation evaluation — flow testing, fact) is proposed.

Conclusion. In the work, it was possible to build a unified scheme of actions for the implementation of both the first stage of work on integrating the results of the hydrodynamic logging — wireline formation tests into petrophysics's reservoir model, and the second stage according to the Kh forecast based on the well logging, calibrated to the actual well test results. This representation allows not only to improve the accuracy of the petrophysical forecast, but also to expand the coverage of the involved data from related areas of petroleum engineering.

Keywords: achimov deposits, low-permeability reservoirs, effective permeability, MDT, reservoir transmissibility

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

For citation: Parubenko I.V., Belonozhko A.S., Bikbaev F.F., Bakhurskiy V.J. Forecast of the net pay and Kh of the reservoir by logs, according to the results of XPT and MDT test. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):30–38. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-30-38>

Manuscript received 29.06.2022

Accepted 01.11.2022

Published 31.03.2023

ЦЕЛЬ

Петрофизические модели часто калибруются по косвенным данным. Так, приращение УЭС разноглубинных зондов электрометрии интерпретируется как признак коллектора, расчет $K_{п\text{дин}}$ при построении корреляционного графика $K_p = f(K_{п\text{дин}})$ выполняется на основе результатов моделирования на керне ($K_{во}$, $K_{но}$) в лаборатории. Из-за этого, порой обоснованно, между петрофизиками и инженерами смежных дисциплин возникают дискуссии о корректности той или иной модели петрофизического прогноза по ГИС. Учет в моделях фактических данных носит более однозначный характер прогноза таких моделей и позволяет увеличивать точность прогнозируемых параметров по ГИС. В качестве одного из таких примеров авторы приводят опыт моделирования коллектора и корректировки по фактическим данным интервальных и точечных испытаний на примере ачимовских отложений Западной Сибири.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРОБОВАНИЯ ГДК-ОПК ПРИ ПОСТРОЕНИИ МОДЕЛИ КОЛЛЕКТОРА ПО ГИС

В настоящей работе не приводятся в полной мере все возможности применения результатов гидродинамического каротажа и опробования пластов, рассматривается их использование только в контексте построения модели коллектора по ГИС.

Имея результаты точечного/интервального опробования пластов на кабеле, требуется обязательная калибровка модели коллектора по ГИС на замеры подвижностей флюидов по ГДК-ОПК, т.к. полученные при ГДК-ОПК положительные подвижности пластового флюида свидетельствуют о факте наличия коллектора в точке замера [1]. Необходимо определить кондиционную модель коллектора по ГИС.

«Сухие» замеры подвижности флюида, полученные прижимными зондами ГДК, могут

свидетельствовать либо о неколлекторе, либо о снижении ФЕС призабойной зоны пласта (ПЗП) из-за ее недостаточной очистки

«СУХИЕ» ЗАМЕРЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПРИЖИМНЫМИ ЗОНДАМИ ГДК, МОГУТ БЫТЬ РЕЗУЛЬТАТОМ НЕДОСТАТОЧНОЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ЭФФЕКТА СУПЕРЧАРДЖИНГА.

и последующем возникновении эффекта суперчарджинга (особенно характерно для низкопроницаемых микронеоднородных коллекторов). В этой связи рекомендуется не принимать «сухие» замеры зондов ГДК за факт наличия неколлектора ввиду возможных аппаратных ограничений, которые в данном контексте могут ложно объясняться геологическими причинами. В качестве примера калибровки модели коллектора по ГИС по результатам точечного/интервального опробования пластов на кабеле приборами ГДК-ОПК приводится кросс-плот скважины с сопоставлением выделенных коллекторов по модели ГИС (выше K_p гранич. = 0,13) и подвижностей по ГДК-ОПК (рис. 1) в интервале

ачимовских пластов Западной Сибири. Все замеренные положительные подвижности по ОПК-ГДК (в том числе те, которые количественно искажены ввиду суперчарджинга) попадают в интервалы коллекторов, выделенных по ГИС классическим способом на основе K_p гранич. (рис. 1). Подобным кросс-плотом выполнена верификация имеющегося количественного критерия ГИС. Требуется, чтобы минимум 90 % замеренных положительных подвижностей приходилось на зону коллекторов по разработанному критерию ГИС, чтобы подтвердить такой критерий ГИС.

«Сухие» замеры прижимным зондом по ГДК (рис. 2 трек 3) не являются свидетельством неколлектора в силу неоднородности разреза и низких проницаемостей ачимовских отложений, при которых ограничение прибора ГДК по прокачке ФБР и очистке ПЗП являются критичными [2]. Наглядным аргументом исключения из анализа таких «сухих» замеров по ГДК как факта наличия неколлектора являются замеры положительных подвижностей компоновкой ОПК в интервале с «сухими» замерами по ГДК (интервалы 3213,0-3213,5, 3215,8-3216,5 м на рис. 2, трек 4). Надежность данных ОПК в подобных случаях обеспечивается благодаря производительному насосу, которым отбирается большой объем флюида, в результате чего очищается ПЗП и появляется возможность замерить фактическую подвижность. Таким образом, продемонстрированы приоритетные и игнорируемые калибровочные данные, полученные приборами ГДК и ОПК, в рамках проводимого анализа.

2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГДИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ПРОВОДИМОСТИ ПЛАСТА (КН) ПО ГИС И ПОДТВЕРЖДЕНИЯ МОДЕЛИ КОЛЛЕКТОРА ГИС

Прогноз величины K_h по ГИС является полезным инструментом, которым будут пользоваться инженеры-разработчики при формировании системы разработки, геометрии проводки горизонтального ствола скважины (ГС), подборе типа заканчивания, подземного насосного оборудования и т.д. Ниже представлена развернутая схема действий (табл. 1) для получения инструмента по прогнозу K_h на основе данных ГИС. Данная таблица объединяет опыт получения корректного прогноза K_h по ГИС по нескольким геологическим кейсам.

Параметр K_h (мД·м) является двухкомпонентным: 1. K — эффективная проницаемость, мД; 2. H — эффективная толщина, м. В контексте данной работы отдельно будет рассмотрена

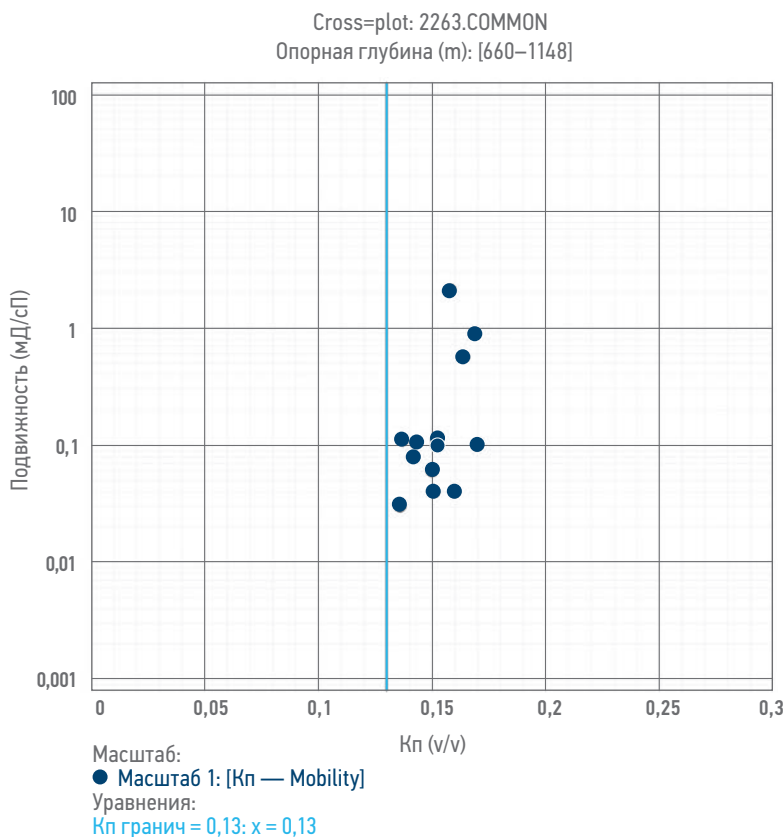


Рис. 1. Кросс-плот подвижности флюида и коэффициента пористости, определенного по данным ГИС (Кп ГИС), с нанесенным Кп гранич. (И.В. Парубенко)
Fig. 1. Fluid mobility versus log porosity with plotted porosity cutoff (Ivan V. Parubenko)

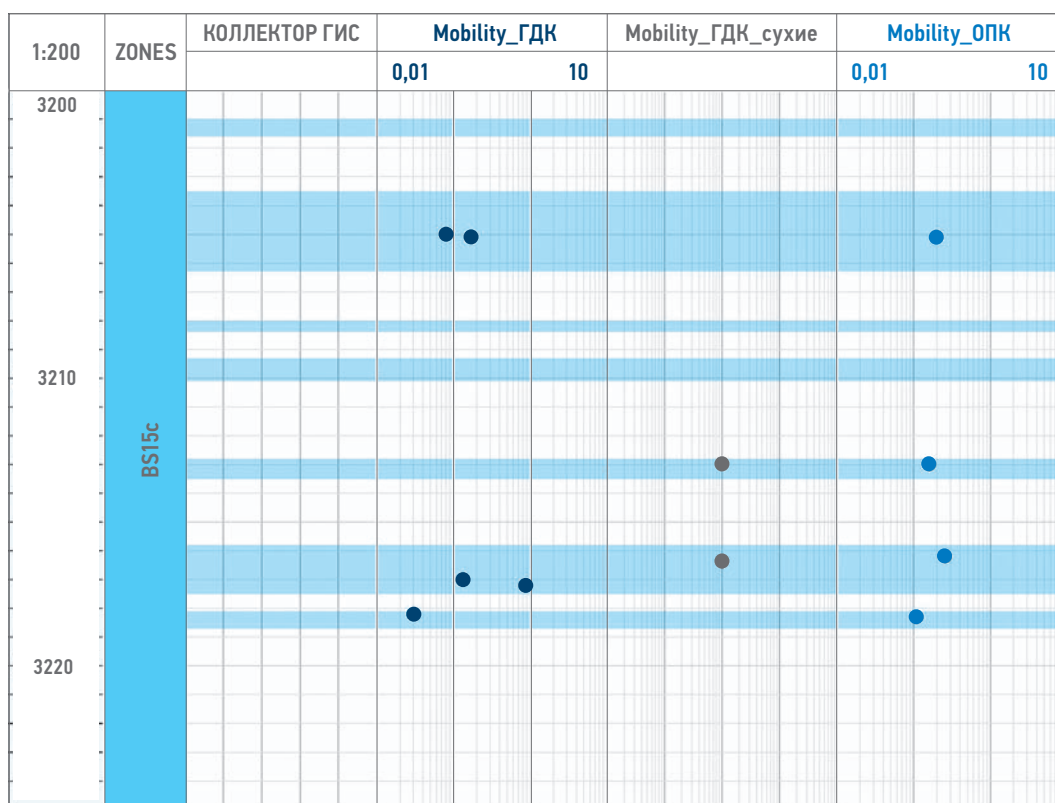


Рис. 2. Сопоставление выделенных по ГИС коллекторов с фактическими подвижностями при ОПК-ГДК по скв. Суторминская 8891 (И.В. Парубенко)

Fig. 2. Comparison of net pay identified by log with fact mobility from MDT-XPT for well Sutorminskaya 8891 (Ivan V. Parubenko)

настройка каждой компоненты, прогнозируемой по ГИС.

Исходные данные: качественные КВД с известными проводимостями K_h (ГДИ), $H_{эф}$ (ГИС), $K_{пр}$ (ГИС), $K_{пр.абс}$ (кern), $K_{пр.эф}$ (кern)/ подвижности k/μ (ГДК-ОПК).

Ожидаемый результат: инструмент для прогноза проводимостей K_h по ГИС, калиброванный по фактическим K_h (ГДИ).

Компоненты результата: 1. Корреляционные уравнения для перевода $K_{пр.абс}$ (ГИС) в $K_{пр.эф}$ (рекомендуется индивидуально для каждого типа флюида: нефть, газ, вода); 2. Калиброванные по фактическим K_h суммарные $H_{эф}$ по пласту (ГИС).

Инструмент контроля: согласованность величин фактических K_h (ГДИ) с прогнозными (ГИС).

Допущения, при которых реализуется алгоритм:

1. Данный анализ применим при устойчивой модели $K_{пр}$ по ГИС.
2. Требуется обоснованный перевод $K_{пр.абс}$ в $K_{пр.эф}$ (рекомендуется индивидуальный для каждого типа флюида: нефть, газ, вода).
3. В пункте №3 (табл. 1) $K_{пр}$ не изменятся при переборе модели коллектора по ГИС.

Порядок действий: согласно алгоритму действий табл. 1.

1) Анализ данных ГДИ:

На первом этапе данного анализа инженерами по разработке проводится работа по верификации исследований и классификации результатов обработки ГДИ [3, 4]. В рамках данной работы были выявлены факторы, которые определяли градацию исследований по надежности:

1. Отсутствие явных признаков радиального режима фильтрации при ГДИ.
2. Наличие двухфазного притока при испытании.
3. Высокая неопределенность в вязкости флюида.
4. Наличие ГРП.

При наличии первого фактора или двух (одновременно) других результат ГДИ исключается из данного анализа. Все исследования систематизируются в единую таблицу, фрагмент которой продемонстрирован на рис. 3. Негативными факторами, ограничивающими количество скважин для участия в данном анализе, выступали:

1. Горизонтальные скважины ввиду специфики интерпретации ГИС по петрофизической модели, настроенной на вертикальные керновые скважины.
2. Скважины с неоднозначными приобретенными коллекторами, находящимися

Таблица 1. Алгоритм действий для получения инструмента прогноза Kh по ГИС и подтверждения модели коллектора по ГИС
Table 1. Workflow for forecast the Kh by logs and confirming net pay by logs

Этап	Действия	Порядок выполнения	Роль в анализе
Анализ данных ГДИ	А. Верификация результатов ГДИ Б. Оценка Kh после качественной обработки ГДИ В. Классификация результатов по степени надежности	1	Получение фактических величин Kh, необходимых для калибровки и эталонирования модели ГИС. Систематизация результатов ГДИ изучаемых скважин
Трансформация K _{пр абс} в K _{пр эф}	А. Расчет K _{пр абс} по ГИС с подтверждением кросс-факторными данными: K _{пр абс} (кern), подвижности (ОПК) Б. Перевод K _{пр абс} (ГИС) в K _{пр эф} (ГИС) по алгоритмам, составленным на основе керновых измерений K _{пр эф} и корректных подвижностей ОПК–ГДК	2	Разработка корректного инструмента по прогнозу одной из компонент проводимости Kh — K _{пр эф} на основе ГИС
Расчет прогнозного Kh по ГИС	А. Расчет H _{эф} по разным моделям коллектора по ГИС, необходимой для последующей оценки Kh по ГИС Б. Выбор той модели коллектора по ГИС, H _{эф} по которой наилучшим образом позволяет прогнозировать Kh по ГИС В. Расчет Kh (прогноз, ГИС) на основе выбранной модели коллектора по ГИС и уравнения перевода из K _{пр абс} в K _{пр эф}	3	Выбор стабильной модели коллектора по ГИС, соответствующей фактическим Kh (ГДИ). Разработка корректного инструмента прогноза Kh на основе ГИС, соответствующего всем фактическим данным

Площадь	Пласт	Скв.	Интервал перфорации, м	Общее время исслед, ч	Kh/μ, мД*м	Kh, мД*м	Расч. вязкость пл. флюида, сПз	Тип исследования	Факторы неопределенности			
									Однофазность притока (неопределенность доли воды в притоке)	Достоверность μ _n , сПз (кондиционная проба пластового флюида)	Исследование до ГРП (неопределенность параметров трещин ГРП)	Восстановленность (длительность отработки, достижение радиального режима)
Карамовское	Ач1	Х1	2874–2887	917	0,75	6,4	1,2	КСД	8% воды	глубинная проба	После ГРП	Среднее кач-во
	Ач1	Х2	2874–2887	222	0,25	0,7	3,4	КВД ГРП	100% воды		После ГРП	Среднее кач-во
	Ач1	Х3	2874–2887	1843,7	0,7	6,1	1,2	КСД	10% воды	глубинная проба	После ГРП	Среднее кач-во
	Ач1	Х4	3155–3165	148	0,9	3,4	2,6	ГРП КВД	100% воды		После ГРП	Среднее кач-во
	Ач1	Х5	3418–3448	3985	0,8	4,0	2,0	КСД	66% воды	глубинная проба	инф-ции о ГРП нет	
Суторминское	Ач	Х1	3006–3024	145	11,12	31,1	3,6	КВД (ГРП)	100% воды		После ГРП	
Ётыпуровское	БП16	Х1	2766–2774	122	0,41	1,2	3,5	КВУ	100% воды		После ГРП	Среднее кач-во
	БП16	Х2	2749,5–2775,5	66	0,32	1,0	3,4	КИИ 95	0% воды	нет кондиционных проб	инф-ции о ГРП нет	Высокое кач-во
	БП16	Х3	2821,5–2845,2	3	0,77	3,7	2,1	КИИ 146	0% воды	нет кондиционных проб	инф-ции о ГРП нет	Высокое кач-во
	БП16	Х4	2826–2840,5	36	1,2	5,9	2,1	КВД	0% воды	нет кондиционных проб	инф-ции о ГРП нет	Высокое кач-во

Условная градация ГДИ по качеству: ■ кондиционная ■ среднекондиционная ■ некондиционная

Рис. 3. Фрагмент таблицы качества ГДИ с градацией по надежности Kh (И.В. Парубенко)
Fig. 3. Fragment of the well test quality table with Kh reliability gradation (Ivan V. Parubenko)

за пределами интервала перфорации, в связи с неопределенностью величины H_{эф}, рассчитанной по ГИС.

2) Трансформация K_{пр абс} в K_{пр эф}:

На втором этапе осуществляется корректный перевод настроенной на kern модели абсолютной проницаемости,

полученной по ГИС, в эффективную проницаемость. Рекомендуется такую трансформацию проницаемости осуществлять индивидуально для каждой зоны насыщения (вода, нефть, газ). Для корректной трансформации K_{пр абс} в K_{пр эф} необходимо иметь:

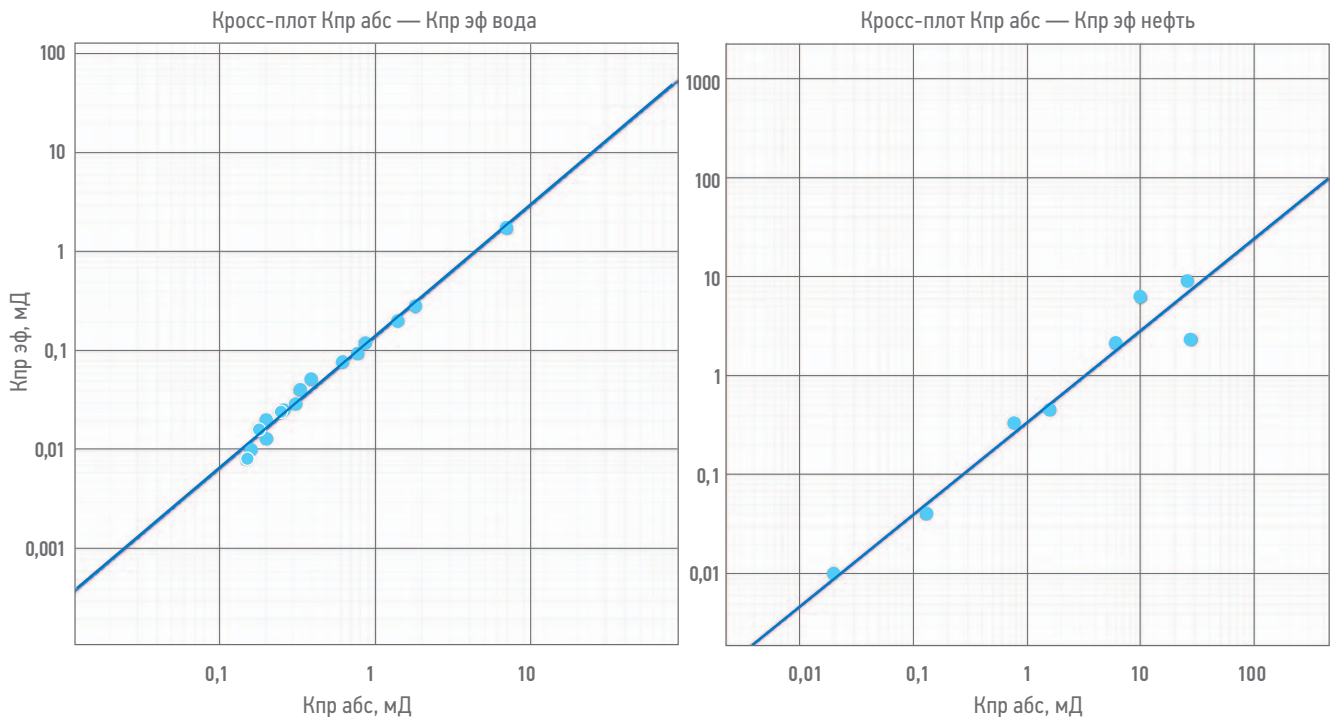


Рис. 4. Корреляционные зависимости перевода величины $K_{пр\ абс}$ в $K_{пр\ эф}$ по воде (а) и по нефти (б) (И.В. Парубенко)
 Fig. 4. Correlation of the conversion of $K_{erm\ abs}$ to $K_{erm\ eff}$ for water (a) and for oil (b) (Ivan V. Parubenko)

- достоверную модель $K_{пр\ абс}$ по ГИС, заверенную независимыми измерениями (керна, ЯМК и т.д.);
- корреляционную зависимость для перевода $K_{пр\ абс}$ в $K_{пр\ эф}$, составленную на основе керновых измерений $K_{пр\ эф}$ или измерений подвижности ОПК–ГДК. В качестве примера (рис. 4) приводятся 2 зависимости — для водонасыщенной и нефтенасыщенной частей залежи, — рассчитанные на основе подвижностей, замеренных прибором ОПК. Замеренные подвижности пластовых флюидов, полученные путем ОПК, позволяют рассчитывать $K_{пр\ эф}$ в пластовых условиях, зная вязкости флюидов согласно РVT-модели. Требуется использовать только кондиционные замеры подвижностей, не подвергнутые эффекту суперчарджинга. Расчет $K_{пр\ эф}$ по ОПК требуется осуществлять согласно уравнению (1):

$$K_{пр\ эф} = M \cdot \mu, \quad (1)$$

где $K_{пр\ эф}$ — эффективная проницаемость в пластовых условиях, мД, M — подвижность пластового флюида, мД/сП, μ — вязкость пластового флюида, сП.

Считать прогноз $K_{пр\ эф}$ по достоверным при высокой степени корреляции ($R^2 > 0,7$) представленным графикам рис. 4.

3) Расчет прогнозного K_h на основе $K_{пр\ эф}$ и $N_{эф}$, полученных по ГИС:

Перед тем как получить прогнозную величину K_h , необходимо рассчитать $N_{эф}$ по ГИС согласно той модели коллектора, которая настроена в рамках актуальной петрофизической модели. В рассматриваемом примере петрофизическая модель предполагала несколько моделей коллектора, соответствующих разноразмерным вариантам — табл. 2.

Так как параметр $K_{пр\ эф}$ в составе K_h заверен прямыми керновыми измерениями

Таблица 2. Различные модели коллектора по ГИС, относящиеся к вариантам P10, P50 и P90 действующей петрофизической модели

Table 2. Various net models by logs related to options P10, P50 and P90 of the petrophysical model

Параметр модели	Различные модели коллектора		
	№1	№2	№3
NTG	80%	64%	37%
Расчлененность пласта	3	4	4
Критерий коллектора по ГИС	$POR_{1\ cutoff}$	$POR_{2\ cutoff}$	$POR_{3\ cutoff} + Swi_{cutoff}$

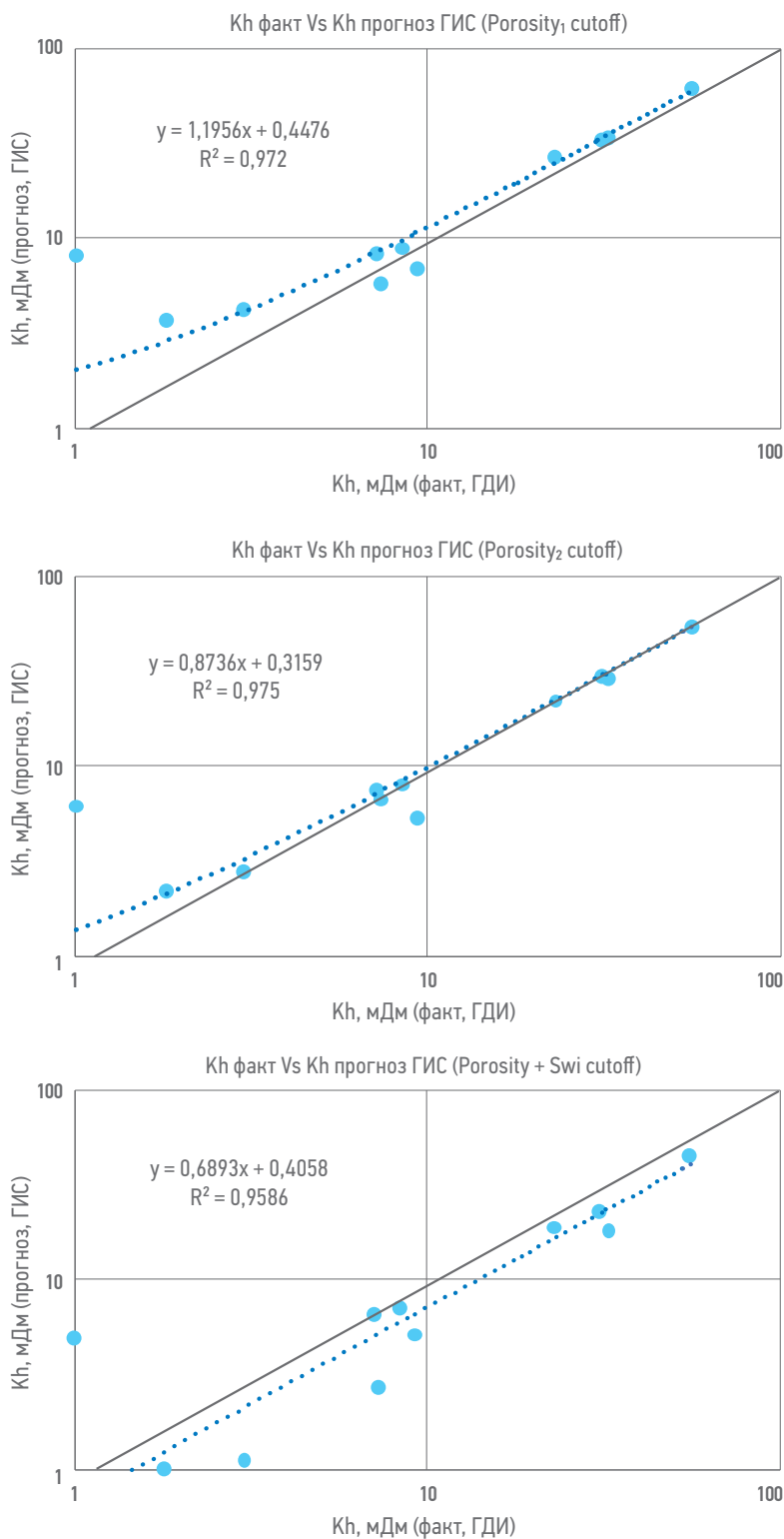


Рис. 5. Сравнительные кросс-плоты Kh (факт, ГДИ) и Kh (прогноз, ГИС) с перебором различных моделей коллектора по ГИС при расчете Kh (прогноз, ГИС) (И.В. Парубенко)

Fig. 5. Comparative cross-plots of Kh (fact, well logging) and Kh (evaluation, logs) with enumeration of various reservoir models by logs when calculating Kh (evaluation, logs) (Ivan V. Parubenko)

и данными ОПК, то сопоставление прогнозного Kh по ГИС с фактическим по ГДИ может служить дополнительным аргументом корректности получаемых по ГИС эффективных

толщин и модели коллектора при условии высокой корреляции в поле Kh (прогноз, ГИС) — Kh (факт, ГДИ).

Таким образом, выполняется расчет прогнозной величины Kh по ГИС по различным моделям выделения коллектора, представленных в табл. 2, при этом параметр $K_{\text{пр абс}}$ (ГИС) переводился в $K_{\text{пр эф}}$ по уравнениям, полученным на втором этапе. После расчета Kh (прогноз, ГИС) по каждой из моделей коллектора выполнялось сравнение Kh (прогноз, ГИС) с фактическими величинами Kh (факт, ГДИ).

По итоговому сравнительным кросс-плотам делается вывод о максимальном соответствии модели коллектора при прочих равных условиях. Такие сравнительные по Kh кросс-плоты представлены на рис. 5. Согласно рисунку модель коллектора, которая реализована при условном граничном значении — Porosity₂ cutoff, являющаяся вариантом P50, позволяет рассчитать $H_{\text{эф}}$ по ГИС, при которой величина Kh наилучшим образом корреспондируется с фактическими Kh по ГДИ.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В представленной работе реализованы критерии ранжирования испытаний ГДИ для задач смежных областей (в данном случае — для петрофизики). Авторами продемонстрированы возможности применения результатов ОПК-ГДК в калибровке модели коллектора по ГИС, рассмотрена применимость результатов ГДИ для подтверждения/опровержения моделей коллектора по ГИС. Представлены возможности прогноза проводимости пласта Kh по данным ГИС с пошаговым алгоритмом действий.

В результате таких манипуляций удалось получить:

1. Критерий коллектора по ГИС, заверенный фактическими данными ГДК-ОПК.
2. Трансформацию профиля абсолютной проницаемости по ГИС в эффективную проницаемость, представленную в пластовых условиях.
3. Инструмент для прогноза проводимости пласта Kh по ГИС.

ОБСУЖДЕНИЕ

Безусловно, существуют классические подходы в петрофизической оценке свойств пласта, не предполагающие разработки дополнительных критериев коллектора по ГИС, расчета Kh по ГИС. Такие оценки носят узкий характер и, как правило, менее

точные в прогнозе, хуже согласуются с фактическими данными при масштабировании модели на уровне геологии и гидродинамики. Напротив, учет и настройка данных качественных испытаний точечных замеров и пластоиспытателей на кабеле помогают не только расширить петрофизический прогноз, но и качественно имплементировать результаты петрофизики в геологические и гидродинамические модели.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

УЭС — удельное электрическое сопротивление,

Кп — коэффициент пористости,

Кп дин — коэффициент динамической пористости,

Кво — коэффициент остаточной водонасыщенности,

Кно — коэффициент остаточной нефтенасыщенности,

ГИС — геофизические исследования скважин,

ГДК — гидродинамический каротаж,

ОПК — кабельный пластоиспытатель в открытом стволе,

ФБР — фильтрат бурового раствора,

ПЗП — призабойная зона пласта,

Кп гранич — граничное значение Кп,

КВД — кривая восстановления пластового давления,

Нэф — эффективная толщина коллектора,

Кпр абс — коэффициент абсолютной проницаемости,

Кпр эф — коэффициент эффективной проницаемости,

ГДИ — гидродинамические исследования,

ГРП — гидроразрыв пласта,

NTG — песчанистость пласта,

ЯМК — ядерно-магнитный каротаж.

Список литературы

1. Delia S.V., Drandusov K.A., Ezersky D.M. Pore Structure of West Siberian Jurassic Clastic Reservoirs: Detailed Evaluation with Use of New Generation Wireline Technologies // SPE Russian Petroleum Technology. — 2016. — № SPE-181966-MS.
2. Парубенко И.В., Алексеева Д.И., Акимова О.А. Анализ расширенного комплекса ГИС и исследований керна для выделения сложных низкопроницаемых коллекторов // Каротажник, 2019. — №6. — С. 118–133.
3. Санников В.А., Курочкин В.И., Лапшин А.Н. Система оценки качества и достоверности гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство, 2013. — №9. — С. 36–39.
4. Вотчель В.А. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин с различным типом вскрытия и заканчивания // Наука, образование и культура, 2020. — №10. — С. 17–19.

References

1. Delia S.V., Drandusov K.A., Ezersky D.M. Pore Structure of West Siberian Jurassic Clastic Reservoirs: Detailed Evaluation with Use of New Generation Wireline Technologies. *SPE Russian Petroleum Technology*. 2016, no. SPE-181966-MS. (In Russ.)
2. Parubenko I.V., Alekseeva D.I., Akimova O.A. Analysis of an advanced set logs and core data to identify complex low-permeability reservoirs. *Karotazhnik*. 2019, no. 6, pp. 118–133. (In Russ.)
3. Sannikov V.A., Kurochkin V.I., Lapshin A.N. System for assessing the quality and reliability of hydrodynamic data well's. *Neftyanoe Khozyaystvo*. 2013, no. 9, pp. 36–39. (In Russ.)
4. Votchel V.A. Analysis of the results of hydrodynamic data well's with different types of drilling-in and completion. *Science, education and culture*. 2020, no. 10, pp. 17–19.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.В. Парубенко — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи и рисунки, утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.С. Белоножко — участвовал в разработке и создании блока статьи, подготовил текст статьи и рисунки, утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ф.Ф. Бикбаев — утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.Ю. Бахурский — утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ivan V. Parubenko — developed the general concept of the article, prepared the text of the article and drawings, approved the final version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Aleksey S. Belonozka — participated in the development and creation of the block of the article, prepared the text of the article and figures, approved the final version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Fidan F. Bikbaev — approved the final version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Vladislav Yu. Bakhurskiy — approved the final version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Владимирович Парубенко — эксперт по петрофизике, НТЦ «НИС Нафтагас» 21102, Республика Сербия, г. Нови Сад, ул. Народного фронта, 12.
e-mail: iparubenko@mail.ru

Ivan V. Parubenko — Petrophysics expert, STC «NIS Naftagas» 12, Narodnogo fronta str., 21102, Novi Sad, Serbia.
e-mail: iparubenko@mail.ru

Алексей Сергеевич Белоножко — продукт-менеджер по разработке, НТЦ «НИС Нафтагас» 21102, Республика Сербия, г. Нови Сад, ул. Народного фронта, 12.
e-mail: alex.belanozhka@gmail.com

Aleksey S. Belonozka — Product-manager of development, STC «NIS Naftagas» 12, Narodnogo fronta str., 21102, Novi Sad, Serbia.
e-mail: alex.belanozhka@gmail.com

Фидан Файрузович Бикбаев* — руководитель проектов по повышению эффективности, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: BikbaevFF@gazpromneft-ntc.ru

Fidan F. Bikbaev* — Product manager, Gazpromneft STC LLC 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: BikbaevFF@gazpromneft-ntc.ru

Владислав Юрьевич Бахурский — заместитель руководителя проекта, ООО «Газпромнефть-ГЕО» 191167, Россия, Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22.
e-mail: Bakhurskiy.VYu@gazprom-neft.ru

Vladislav Yu. Bakhurskiy — Deputy project manager, Gazpromneft GEO LLS 22 Sinopskaya emb., 191167, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Bakhurskiy.VYu@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ТИПИЗАЦИЯ КАРБОНАТНОГО РАЗРЕЗА ПУТЕМ ИНТЕГРИРОВАННОГО АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ УТОЧНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА

© Коллектив авторов,
2023



Е.С. Колбикова^{1,*}, Д.Ш. Мачукаев¹, С.В. Бучинский²

¹ООО «РПС», РФ, Москва

²АО «МХК «ЕвроХим», РФ, Москва

Электронный адрес: kolbikova@ya.ru

Введение. Оценка фильтрационно-ёмкостных свойств трещиноватого карбонатного разреза в большинстве случаев сопряжена с трудностями, обусловленными высокой литологической гетерогенностью отложений, неоднородностью свойств как по разрезу, так и по латерали, сложной структурой пустотного пространства коллекторов, а главное, наличием системы трещин, обуславливающей фильтрацию флюидов в резервуарах такого типа. Для более геологичного моделирования поведения фильтрации и достижения максимального уровня добычи важно осуществлять дифференцированное изучение фильтрационно-ёмкостных свойств карбонатного коллектора.

Цель. В рамках работы осуществлялась разработка методики петрофизической типизации сложнопостроенных карбонатных отложений башкирского яруса. На текущий момент существует большое разнообразие современных методик дифференцированной оценки фильтрационных свойств карбонатных коллекторов, включающих использование результатов интерпретации Hi-Tech-методов и различных статистических алгоритмов. Целью работы являлась апробация рекомендуемых методик ведущими производителями скважинного оборудования и вендорами ПО для выявления наиболее оптимальных и эффективных решений в области прогноза трещиноватости.

Материалы и методы. Типизация коллекторов башкирского яруса выполнялась путём интегрированного анализа результатов специальных методов ГИС, керновых исследований, данных ПГИ и комплекса ГИС путём привлечения соответствующей алгоритмической базы, а также методов машинного обучения на этапе кластеризации карбонатных отложений по типу пустотного пространства.

Результаты. По итогам комплексирования результатов оценки трещиноватости с использованием различных алгоритмов анализа скважинных материалов была выполнена петротипизация изучаемого карбонатного разреза и разработана электрофациальная модель, позволяющая выполнять прогноз выделенных петротипов, в частности трещинно-поровых и порово-трещинных коллекторов, по определённому комплексу ГИС с применением методов машинного обучения в автоматическом режиме.

Заключение. Выделение типов коллекторов по ГИС — это первый шаг к их дифференцированному изучению. Дифференцированное изучение важно, так как позволяет точнее определить характеристики пласта. В частности, исследования КВД, в которых одновременно участвуют интервалы с разным типом пустотного пространства, приводят к неоднозначной интерпретации. В предложенной программе исследований в новых разведочных скважинах типизация коллекторов по описанной методике — это важный элемент в схеме проведения работ по гидродинамическим исследованиям и исследованиям керна. Присутствие в разрезе трещиноватых коллекторов оказывает существенное влияние на дренирование залежи и подходы к разработке месторождения, что обуславливает необходимость учета в гидродинамической модели данной особенности с целью воспроизведения характерных эффектов от наличия системы трещин. Конечная цель дифференцированных исследований — построение гидродинамической модели двойной среды.

Ключевые слова: прогноз петротипов, электрофациальная модель, дифференцированное изучение карбонатного коллектора, сейсмофациальный анализ

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Колбикова Е.С., Мачукаев Д.Ш., Бучинский С.В. Петрофизическая типизация карбонатного разреза путём интегрированного анализа геолого-геофизических данных с целью уточнения фильтрационных свойств коллектора. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):39–47. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-39-47>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

PETROPHYSICAL CLUSTERING OF CARBONATES BY COMPLEX ANALYSIS OF A WIDE RANGE OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA TO CLARIFY THE RESERVOIR FILTRATION PROPERTIES

Elena S. Kolbikova^{1*}, Daud S. Machukaev¹, Stanislav V. Buchinskiy²

¹LLC "RPS", RF, Moscow

²EuroChem, RF, Moscow

E-mail: kolbikova@ya.ru

Background. Evaluation of filtration-capacitance properties of fractured carbonate section in most cases is associated with difficulties due to the high lithological heterogeneity of deposits, heterogeneity of properties both along the section and laterally, the complex structure of the void space of collectors, and most importantly, the presence of a system of fractures that causes fluid filtration in reservoirs of this type. For a more homologous modeling of filtration behavior and achieving the maximum production level, it is important to carry out a differentiated study of the filtration-capacitance properties of the carbonate reservoir

Aim. Within the framework of the work, the methodology of petrophysical typification of complex carbonate deposits of the Bashkir tier was developed. Now there is a wide variety of modern methods for the differentiated assessment of the filtration properties of carbonate reservoirs, including the use of the results of the interpretation of Hi-Tech methods and various statistical algorithms. The purpose of the work was to test the recommended methods by leading manufacturers of downhole equipment and software vendors to identify the most optimal and effective solutions.

Materials and methods. The Bashkir tier reservoirs were typified by integrated analysis of the results of HI-TECH methods, core studies, production data and well logging by involving the appropriate algorithmic base, as well as machine learning methods at the clustering stage

Results. Based on the results of combining the results of fracture assessment using various algorithms for the analysis of borehole materials, petrotypization of the studied carbonate section was performed and an electrofacies model was developed that allows the prediction of selected petrotypes for a specific well logging data complex using machine learning methods in automatic mode.

Conclusions. The identification of reservoir types by well log data is the first step to their differentiated study. Differentiated study is important because it allows you to more accurately determine the characteristics of the formation. Hydrodynamic studies, in which intervals with different types of void space simultaneously participate, lead to an ambiguous interpretation. In the proposed research program in new exploration wells, the typing of reservoirs according to the described methodology is an important element in the scheme of hydrodynamic and core studies. The presence of fractured reservoirs in the section has a significant impact on the drainage of the deposit and approaches to the development of the deposit, which makes it necessary to consider this feature in the hydrodynamic model to reproduce the characteristic effects of the presence of a system of fractures. The goal of differentiated research is to build a hydrodynamic model of a dual porosity and permeability.

Keywords: petrotype prediction, electrofacies model, differentiated study of carbonate reservoir, seismofacies analysis

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

For citation: Kolbikova E.S., Machukaev D.S., Buchinskiy S.V., Petrophysical clustering of carbonates by complex analysis of a wide range of geological and geophysical data to clarify the reservoir filtration properties. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):39–47. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-39-47>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

В рамках работы осуществлялась разработка методики петрофизической типизации сложнопостроенных карбонатных отложений башкирского яруса. Задача выделения петротипов вызвана сложным характером распределения по площади и разрезу коллекторов порово-трещинного и порового типов и, как следствие, высокой неоднородностью фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) слагающих газопродуктивную толщу пород изучаемого объекта.

Типизация коллекторов башкирского яруса выполнялась путём комплексного анализа результатов обработки волнового акустического

каротажа, интерпретации имиджей, керновых исследований, данных ПГИ и комплекса ГИС путём привлечения соответствующей алгоритмической базы, а также методов машинного обучения на этапе кластеризации. Основной целью анализа было выделение зон повышенной трещиноватости и деление коллекторов по типу пустотного пространства с последующим уточнением фильтрационных характеристик коллектора.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Петрофизическая типизация карбонатных отложений башкирского яруса основывалась

на настройке электрофациальной модели с использованием современного подхода на базе метода статистического моделирования — Высокоразрешающая Классификация на Графах MRGC (Multi-resolution graph based clustering). Алгоритм MRGC основан на методе распознавания многомерных точечных структур на основе непараметрического метода k-ближайших соседей и графического представления данных.

Поскольку структура данных контролируется характеристиками кривых, то интерпретация кластеров в понятиях типов горных пород или фаций является более или менее трудоёмкой в зависимости от набора доступной геолого-геофизической информации. Немаловажным моментом в применении подхода является возможность решения проблемы размерности. Пространство кривых ГИС не эквивалентно геологическому пространству, и две точки близких друг к другу в пространстве каротажных кривых не всегда могут быть сходными в геологическом смысле [1].

Размерность приводит к сильной нелинейности взаимосвязей между данными ГИС и литологией и затрудняет привязку какой-либо выделенной части данных к седиментологически релевантной характеристике (описанию). Ни данные ГИС, ни описания керн не следует воспринимать как абсолютно надёжные данные. Данные ГИС зависят от условий в скважине и имеют ограниченное разрешение, а описания керн охватывают ограниченный интервал скважины и зависят от интерпретации. MRGC решает проблему размерности, используя подход K-NN в сочетании с критерием ранжирования ядер, и предоставляет все преимущества других методов, в то же время исключая большую часть их недостатков [1, 2].

Классический подход к фациальному анализу, то есть автоматическая кластеризация, требует задания числа кластеров, и его результаты очень чувствительны к этому параметру. MRGC предлагает оптимальное число кластеров, к тому же позволяя геологу контролировать уровень детальности, фактически необходимой для определения электрофаций. MRGC создаёт несколько оптимальных значений числа кластеров, соответствующих различным разрешениям. В дополнение к этому результаты MRGC упорядочены в иерархическую структуру таким образом, что кластеры из более высоких разрешений всегда являются подкластерами кластеров низкого разрешения [1, 5].

Следующим ключевым моментом настройки электрофациальной модели, позволяющей решать задачи дифференциации разреза

для последующего прогноза зон с повышенными фильтрационными свойствами, является обучение модели, а именно создание модели, чувствительной к областям трещиноватости, то есть характеризующей структуру пустотного пространства. При этом важно понимать, что использование различных комбинаций геофизических параметров/кривых ГИС даёт на выходе дифференциацию

ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОЕ ИЗУЧЕНИЕ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ПОЗВОЛИТ ПОСТРОИТЬ ГИДРОДИНАМИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ ДВОЙНОЙ СРЕДЫ.

разреза по различным геологическим критериям. Не все комбинации кривых имеют одинаковую ценность. Разные комбинации могут содержать информацию, относящуюся к различным аспектам пород, таким как седиментация, или диагенез, или поведение поровой сети. Кроме этого, различные комбинации кривых могут давать в результате разные кластеры и структуры плотности, где некоторые структуры могут выглядеть более выделяющимися и более пригодными для сопоставления с геологическими элементами. Примеры комбинаций входных параметров, дающих разную геологическую информацию, при обучении электрофациальных моделей приведены в таблице ниже (табл. 1).

Важную роль в изучении и оценке трещиноватости карбонатных коллекторов играет интегрированный анализ разнотипной скважинной информации, включая стандартный каротаж, результаты керновых исследований, а также результаты интерпретации специальных методов ГИС с высокой вертикальной разрешающей способностью, таких как скважинные имиджи и волновой акустический каротаж, позволяющие получить полное представление о параметрах трещин, определить доминирующее направление распространения трещин, идентифицировать области повышенной трещиноватости, выделить флюидопроницаемые трещины путём комплексного анализа с привлечением данных о напряжённо-деформированном состоянии среды.

В качестве обучения использовался набор модельных кривых (рис. 1), представляющий собой комплекс методов ГИС, наиболее оптимальный для описания структуры пустотного пространства: гамма-каротаж (GR), гамма-гамма плотностной каротаж (RHO), метод удельного электрического сопротивления (RLA5), метод нейтронной пористости (NPHI), интервальное время пробега продольной волны и волны Стоунли (DTCO

Таблица 1. Комбинации разнотипной геолого-геофизической информации при обучении электрофациальной модели. Сформирован авторами
Table 1. Combinations of different types of geological and geophysical information in the training of an electrofacies model. Formed by the authors

Комбинация кривых	Геологическая информация
Плотностной каротаж (RHO), Нейтронный каротаж (NPHI), Гамма-каротаж (GR), Спектроскопия (ECS)	Минералогия и пористость
Волновой Акустический Каротаж (SWP), Отношение скоростей продольной и поперечной волны V_p/V_s	Литология и Механические свойства
Ядерно-магнитный каротаж, Имиджи сопротивления (FMI)	Текстура/Пористость/Распределение по размерам зёрен
Отношения кривых сопротивлений & Многозондовый Боковой каротаж	Проницаемость и Информация о проницаемости и давлении в газовой шапке по профилям зоны проникновения раствора
Кавернометрия, Микробоновой каротаж	Индикатор качества скважинных условий
1D-кривые (Радиоактивный каротаж, Акустический каротаж (DTCO)), массивы данных (ядерно-магнитный каротаж/имиджи сопротивлений), кривые удельного сопротивления высокого разрешения)	Постепенная интеграция геолого-геофизических данных Петрографические категории Минералогия/Поровая сеть/Текстура

и DTST). В качестве ассоциированной кривой для сравнения электрофаций MRGC с фациальной кривой использовался результат дифференцированного деления, выполненного по данным интегрированного анализа петрофизических производных, полученных по результатам интерпретации данных AKLS (Sonic Scanner) и скважинного имиджера (FMI), таких как карта анизотропии, индекс проницаемости по Стоунли (STPI — Stoneley Permeability Index), плотность трещин и индекс трещин, в совокупности с результатами интерпретации стандартного комплекса ГИС оптимизационным подходом.

В рамках получения петрофизических производных использовалась алгоритмическая база современного интерпретатора Ni-Tech-исследований и включала следующие подходы:

- анализ динамических параметров продольной и поперечной волны (амплитуда, затухание, энергия);
- выделение трещин на основе отражений волны Стоунли;
- оценка проницаемых интервалов путём моделирования волны Стоунли и сопоставления с фактически прослеженной волной по монополюсной волновой картине;
- анализ анизотропии скоростей поперечных волн по кросс-дипольной волновой

картине, основанный на алгоритме вращения Алфорда;

- оценка плотности трещин и индекса трещин путём анализа имиджа сопротивления статистическими алгоритмами, включая преобразование имиджа сопротивления в имидж трещин с помощью алгоритма бинаризации имиджа и выявления границ [6].

В результате обучения была получена кластерная модель (рис. 2), позволяющая выделить электрофации четырёх типов: 1 — трещинно-поровый коллектор; 2 — порово-трещиноватый коллектор; 3 — трещиноватый; 4 — неколлектор.

В результате фациального деления была уточнена модель проницаемости, коэффициент проницаемости рассчитан с учётом зависимостей коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости $K_{пр} = f(K_{по-газ})$, полученных на керне. Уточненные зависимости проницаемости от замеров пористости при насыщении образцов керна газом приведены на рис. 3.

РЕЗУЛЬТАТЫ

По итогам комплексирования результатов оценки трещиноватости статистическими

	NAME	COL	POT	WEIGHT	DTCO	GR_COR	RHO_COR	RLA5_COR	DTST	NPHI_COR	FACIES_1
1	Порово-трещинный			569							
2	Трещинно-поровой			317							
3	Трещиноватый			129							
4	Плотный			253							

Рис. 1. Обучение электрофациальной модели для дифференциации разреза по типу пустотного пространства. Сформировано авторами
Fig. 1. Training of an electrofacies model for the rock differentiation by the type of void space. Formed by the authors

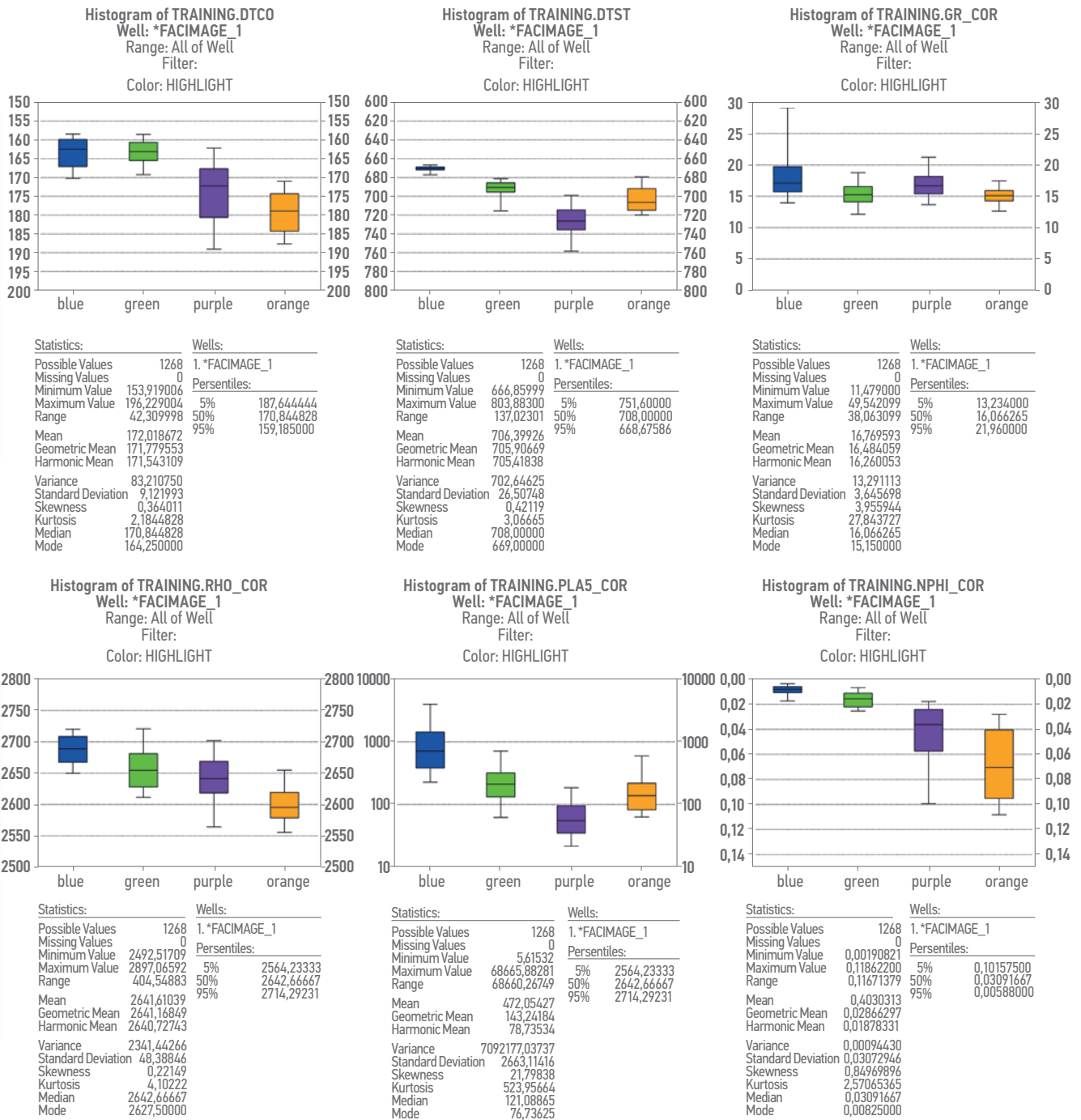
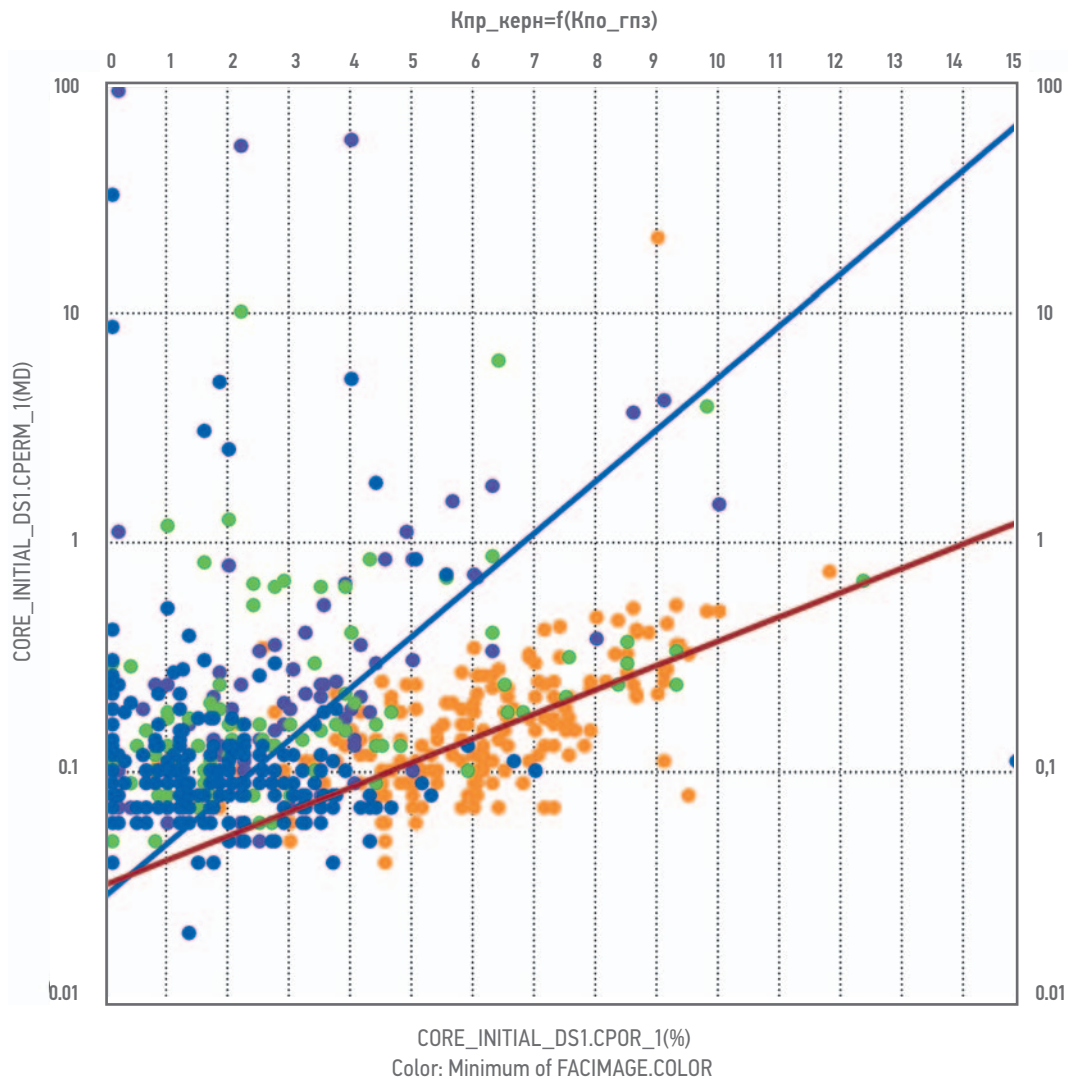


Рис. 2. Дифференциация петротипов на гистограммах обучающей выборки, используя "boxplots" диаграммы. Сформировано авторами
Fig. 2. Differentiation of petrotypes on the histograms of the training data by using "boxplots". Formed by the authors

алгоритмами данных электрического микроимиджера, интерпретации данных волнового акустического каротажа, петрофизической интерпретации стандартного комплекса ГИС оптимизационным подходом и керновых исследований удалось выделить четыре петротипа (1 — трещинно-поровый коллектор; 2 — порово-трещинный коллектор; 3 — трещиноватый; 4 — неколлектор) в изучаемом карбонатном разрезе и уточнить зависимости коэффициента проницаемости от пористости по данным керна (рис. 4).

В рамках финальной стадии была разработана электрофациальная модель, позволяющая выполнять прогноз выделенных петротипов по разрезу и латерали по определённому комплексу ГИС с применением методов машинного обучения в автоматическом режиме. Это особенно актуально для скважин, в которых отсутствует априорная информация. Полученные электрофации, учитывающие структуру пустотного пространства, были использованы для обучения кубов сейсмических атрибутов и расчёта кубов литофаций



Functions:

fracture_2: Regression Logs: CORE_INITIAL_DS1.CPOR, CORE_INITIAL_DS1.CPERM_1
 $CPERM = 10^{**}(-1.54048 + 0.225705 * CPOR)$

fracture_2: Regression Logs: CORE_INITIAL_DS1.CPOR, CORE_INITIAL_DS1.CPERM_1
 $CPERM = 10^{**}(-1.49046 + 0.105942 * CPOR)$

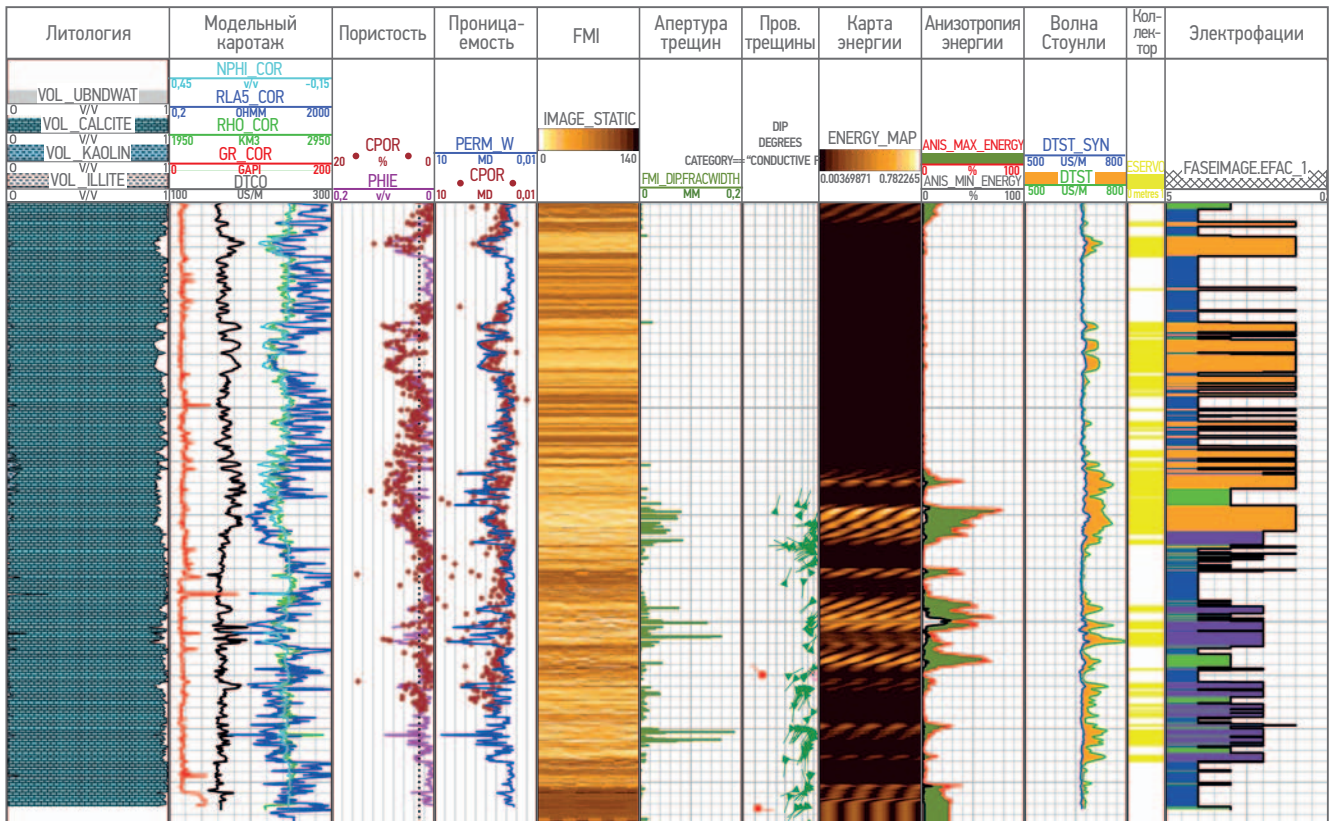
Рис. 3. Уточнение зависимости $K_{пр}=f(K_{по_газ})$ с учётом типизации коллектора. Сформировано авторами
Fig. 3. Refinement of the dependence $Permeability=f(Porosity)$ considering the rock typing. Formed by the authors

и вероятности существования каждой литофации в результате проведения последующего сейсмофациального анализа с использованием современного алгоритма классификации сейсмических данных DNNA (Democratic Neural Network Association) [3, 4]. В рамках стохастического моделирования полученные типы коллекторов были распределены в объёме, что дало возможность оценить долю трещинно-порового и порово-трещинного типа по разрезу и по площади (рис. 5). Дифференциация на типы коллекторов позволила применить уточнённую модель проницаемости. Учитывая тот факт, что месторождение находится на этапе разведки, возможность

выполнения прогноза пространственного распространения фаций и уточнения ФЕС является ключевой в вопросе поиска перспективных зон и успешного заложения новых скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

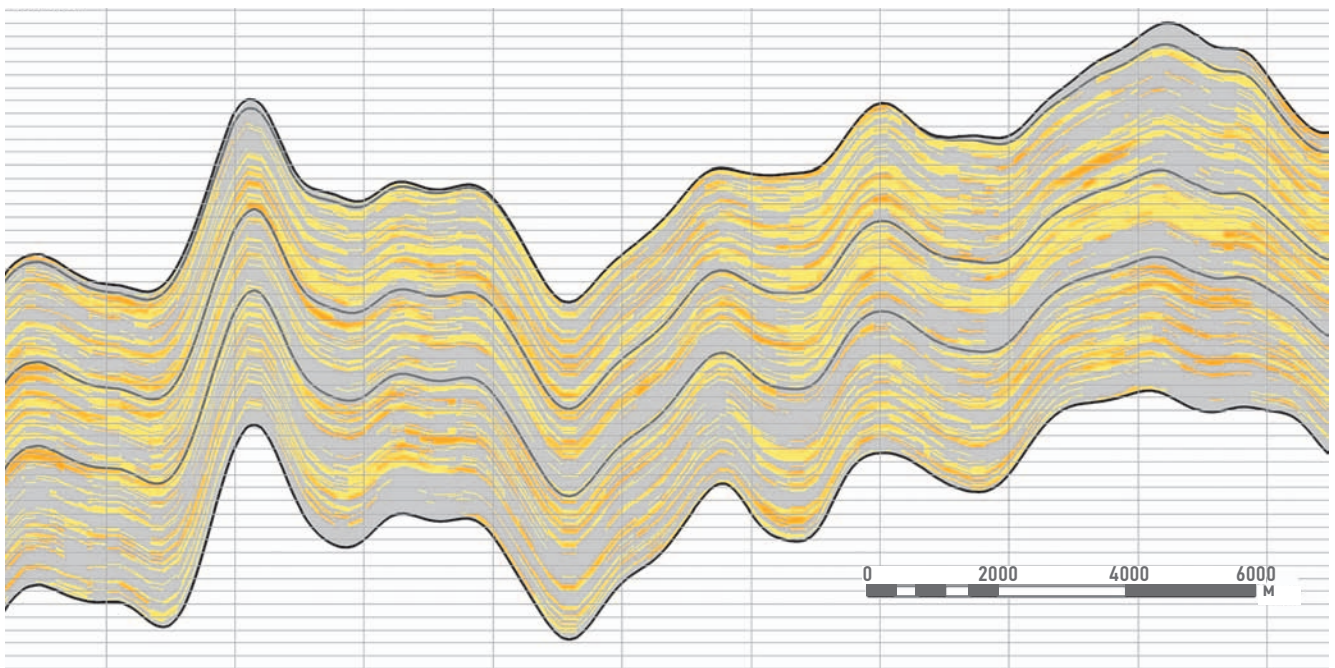
- Выделение типов коллекторов по ГИС — это первый шаг к их дифференцированному изучению. Дифференцированное изучение важно, так как позволяет точнее определить характеристики пласта.
- Применение расчета кубов петрофаций необходимо как этап более полного



Условные обозначения:



Рис. 4. Результат использования электрофациального анализа в разведочной скважине в глубинном представлении. Сформировано авторами
 Fig. 4. The result of using electrofacies analysis in an exploration well in-depth representation. Formed by the authors



Условные обозначения:



Рис. 5. Геологический разрез по кубу типов коллектора. Сформировано авторами
 Fig. 5. Geological section from the cube of reservoir types. Formed by the authors

- и точного представления об объемном распределении физических свойств.
- Применение 'Machine Learning' подходов позволяет настроить сложные нелинейные зависимости, недоступные классическим методам.
 - В предложенной программе исследований в новых разведочных скважинах

- типизация коллекторов по описанной методике — это важный элемент в схеме проведения работ по гидродинамическим исследованиям и исследованиям ядра.
- Конечная цель дифференцированных исследований — построение гидродинамической модели двойной среды.

Список литературы

1. *Ye S., Rabiller P.* Новый инструмент для Электрофациального анализа: MRGC — Многомерная кластеризация на графах // 41й ежегодный симпозиум SPWLA, 2000, 1 с.
2. *Гусев СИ, Колбикова Е.С., Гараев А.Ф., Малиновская ОИ, Валиев РК.* Прогнозирование перспективных эффективных толщин карбонатного коллектора девонского возраста Харьягинского месторождения путём комплексного анализа геолого-геофизической информации методами машинного обучения // Нефтегазовая геология. SPE-206520-RU Общество инженеров нефтегазовой промышленности, 2021, 1–22 с.
3. *Камаль Хами-Еддин, Клеин П, Ричард Л.* Контролируемая классификация престаэк данных на основе классификации скважинных данных, 2009, Международный симпозиум SEG, 1–4 с. <https://doi.org/10.1190/1.3255223>
4. *Камаль Хами-Еддин, Паскаль Клеин, Ричард Л, Бруно де Рибет, Маэль Грот.* Новая техника прогнозирования литологии и характера насыщения по престаэк данным: Практическое применение на карбонатном резервуаре, 13-й Международный симпозиум SEG, Токио, Япония, Апрель, 2019, 1–14 с.
5. *Ye S.J., Rabiller P.* Автоматическое упорядочивание электрофаций. *Petrophysics*, Vol. 46, N° 6., 2005, 409–426 с.
6. *Ye S.J., Rabiller P.* Автоматизированное определение трещиноватости по данным скважинного имиджа сопротивления высокого разрешения. SPE 49300, Ежегодная Техническая Конференция, SPE 1998, 777–784 с. <https://doi.org/10.2118/49300-MS>

References

1. Ye S.J. & Rabiller P. A New Tool For Electrofacies Analysis: MRGC Multi-resolution graph based clustering. *41st Annual SPWLA Symposium*. 2000, p. 1.
2. Kolbikova E., Gusev S., Garaev A., Malinovskaya O., Kamilevich R. Forecast of prospective oil saturation zones in the Devonian carbonate deposits of the Kharyaginsky field based on geological and geophysical information analysis by using machine learning methods. *SPE-206520, SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2021, p. 1–22.
3. Kamal Hami-Eddine, Klein P., Richard L., Well Facies-based supervised classification on prestack. *SEG Library*. 2009, pp. 1–4. <https://doi.org/10.1190/1.3255223>
4. Kamal Hami-Eddine, Pascal Klein, Loic Richard, Bruno de Ribet, and Maelle Grout. A new technique for lithology and fluid content prediction from prestack data: An application to a carbonate reservoir. *The 13th SEGJ International Symposium, Tokyo, Japan*. April 2019, pp. 1–14.
5. Shin-Ju Ye, Philippe Rabiller. Automated Electrofacies Ordering. *Petrophysics*. 2005, vol. 46, no. 6, pp. 409–426.
6. Ye S.J., Rabiller P. Automated Fracture Detection On High Resolution Resistivity Borehole Imagery "SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 1998. *SPE-49300-MS*. 1998, pp. 777–784. <https://doi.org/10.2118/49300-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.С. Колбикова — разработала общую концепцию статьи, подготовила текст статьи, подготовила рисунки к статье, выводы и заключение, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.Ш. Мачукаев — принимал участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

С.В. Бучинский — принимал участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Elena S. Kolbikova — developed the article general concept, prepared the text of the article and references, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Daud S. Machukaev — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Stanislav V. Buchinskiy — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Елена Сергеевна Колбикова* — технический эксперт, ООО «РПС»
115054, Россия, г. Москва, ул. Дубининская, д. 53/5.
e-mail: kolbikova@ya.ru

Elena S. Kolbikova* — Technical expert, "RPS" LLC
53/5, Dubininskaya str., 115054, Moscow, Russia.
e-mail: kolbikova@ya.ru

Дауд Ширваниевич Мачукаев — технический эксперт, ООО «РПС»
115054, Россия, г. Москва, ул. Дубининская, д. 53/5.
e-mail: daudmachukaev@gmail.com

Daud S. Machukaev — Technical expert, "RPS" LLC
53/5, Dubininskaya str., 115054, Moscow, Russia.
e-mail: daudmachukaev@gmail.com

Станислав Владимирович Бучинский — кандидат технических наук, главный геолог (до 08.2022), АО «МХК «ЕвроХим»,
115054, Россия, г. Москва, ул. Дубининская, д. 53, стр. 6.
e-mail: sbuchinskiy@gmail.com

Stanislav V. Buchinskiy — Cand. Sci. (Techn.),
Geology head, EuroChem (up to 08/2022)
53/6, Dubininskaya str., 115054, Moscow, Russia.
e-mail: sbuchinskiy@gmail.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОВЕДЕНИЕ ГЛУБИННОЙ ПРОБЫ ВОДЫ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ

© Коллектив авторов,
2023



**А.А. Лобанов^{1,2,*}, М.А. Звонков³, И.Ф. Сафаров¹, Т.С. Ющенко⁴, Г.Д. Тарасов⁵,
Д.М. Лазуткин⁶, М.В. Хачатурян⁷**

¹ООО «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Санкт-Петербург

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

³ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», РФ, Тюмень

⁴ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства», РФ, Москва

⁵ООО «Ачим Девелопмент», РФ, Новый Уренгой

⁶ООО «Газпромнефть-Пальян», РФ, Ханты-Мансийск

⁷АО «Томскнефть» ВНК, РФ, Томск

Электронный адрес: lobanov.mdh@gmail.com

Введение. Известно, что при кристаллизации вода расширяется, что приводит к росту давления глубинных проб воды при их охлаждении ниже 0 °С. При этом в открытых источниках отсутствуют количественные оценки условий внутри приемных камер при их заморозке.

Материалы и методы. Измерения давления и температуры глубинной пробы воды при ее охлаждении производились при помощи внутреннего датчика давления и температуры, встроенного в поршень приемной камеры.

Результаты. Описана динамика РТ-характеристик глубинной пробы при ее заморозке. Рост давления составил 120,5 МПа при охлаждении от 10 до -15 °С.

Заключение. Впервые в открытом доступе представлена количественная оценка роста давления глубинной пробы при ее охлаждении. Обобщена информация по требованиям к температурным режимам хранения и транспортировки проб, предложены приоритетные направления НИОКР, позволяющие снизить риски при проведении работ с глубинными пробоотборниками.

Ключевые слова: глубинная проба, пластовая вода, HSE, кристаллизация воды

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Финансирование: работа выполнена при поддержке средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности (проект № FZSM-2021-0025).

Для цитирования: Лобанов А.А., Звонков М.А., Сафаров И.Ф., Ющенко Т.С., Тарасов Г.Д., Лазуткин Д.М., Хачатурян М.В. Поведение глубинной пробы воды при отрицательной температуре. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):48–55. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-48-55>

Статья поступила в редакцию 01.08.2022

Принята к публикации 01.11.2022

Опубликована 31.03.2023

BEHAVIOR OF A DOWNHOLE WATER SAMPLE AT NEGATIVE TEMPERATURE

**Alexey A. Lobanov^{1,2,*}, Michael A. Zvonkov³, Ildar F. Safarov¹, Taras S. Yushchenko⁴,
Gennady D. Tarasov⁵, Dmitry M. Lazutkin⁶, Michael V. Khachatryan⁷**

¹Gazpromneft-GEO LLC, RF, Saint Petersburg

²Kazan (Volga Region) Federal University, RF, Kazan

³Gazpromneft-Noyabrskneftegazgeofizika LLC, RF, Tyumen

⁴Gazpromneft-Technology Partnerships LLC, RF, Moscow

⁵Achim Development LLC, RF, Novy Urengoy

⁶Gazpromneft-Palyan LLC, RF, Khanty-Mansiysk

⁷JSC Tomskneft VNK, RF, Strezhevoy

E-mail: lobanov.mdh@gmail.com

Introduction. It is known that during crystallization, water expands, which leads to an increase in the pressure of downhole water samples when they are cooled below 0 °C. At the same time, in open sources there are no quantitative estimates of the conditions inside the receiving chambers when they are frozen.

Materials and methods. Measurements of pressure and temperature of a downhole water sample during its cooling were carried out using an internal pressure and temperature sensor built into the piston of the sample chamber.

Results. The dynamics of PT-characteristics of a deep sample during its freezing is described. The pressure increase was 120.5 MPa upon cooling from 10 to -15 °C.

Conclusion. For the first time in the public domain, a quantitative assessment of the increase in pressure of a downhole sample during its cooling is presented. Information on the requirements for temperature regimes of storage and transportation of samples is summarized, priority areas of R&D are proposed to reduce risks when working with downhole samplers.

Keywords: downhole sample, reservoir water, HSE, water crystallization

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

Funding: this work was funded by the subsidy allocated to Kazan Federal University for state assignment in the sphere of scientific activities (Project no. FZSM-2021-0025).

For citation: Lobanov A.A., Zvonkov M.A., Safarov I.F., Yushchenko T.S., Tarasov G.D., Lazutkin D.M., Khachatryan M.V. Behavior of a downhole water sample at negative temperature. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):48–55. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-48-55>

Manuscript received 01.08.2022

Accepted 01.11.2022

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В 2019 г. авторы реализовали проект НИОКР по разработке комплекса оборудования для отбора, оценки качества и транспортировки глубинных проб пластовых флюидов; подробная информация о результатах проекта представлена в работе [3]. Основным новшеством комплекса являлась конструкция приемной камеры глубинного пробоотборника, в поршне которой был размещен автономный датчик давления и температуры (рис. 1). В совокупности с внешним манометром-термометром, встроенным в электронный блок пробоотборника, данное решение позволяет получать прямую информацию о состоянии камеры от подготовки пробоотборника к работе до перевода пробы в лабораторную установку. Несмотря на простоту решения, оно позволяет преодолеть ряд серьезных практических проблем, связанных с оценкой качества глубинных проб, и является, по мнению авторов, одним из наиболее важных нововведений отечественного рынка отбора глубинных проб за последние 10–15 лет. Внедрение разработанного комплекса в производственную деятельность позволило получать уникальные сведения о поведении проб флюидов различной природы, ранее не публиковавшиеся в открытом доступе. Авторами ведется работа по систематизации и статистической обработке собираемых данных, результаты которой будут раскрыты в дальнейших статьях. Известно, что глубинные пробы пластовых флюидов являются опасными объектами с точки зрения рисков работы с избыточным давлением. Особо критичным сочетанием факторов является воздействие низких температур на пробы воды или пробы нефти, по которым не проведена детальная промысловая оценка качества (в них может

находиться любое количество воды). Как известно, вода при кристаллизации расширяется, что обуславливает значительный рост давления в практически изохорических условиях приемной камеры вплоть до возможности ее взрыва. Несмотря на общеизвестность данного факта, конкретных данных по динамике изменения условий внутри камеры при ее охлаждении авторам обнаружить не удалось.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрим динамику изменения РТ-условий внутри приемной камеры с глубинной пробой воды при нарушении условий ее хранения и транспортировки.

После отбора (17–21.11.21) в течение 5 дней (24–28.11.21) проба находилась в неотапливаемом помещении при отрицательных температурах воздуха. Результаты термобарометрии внутри камеры пробоотборника в данный период представлены на рис. 2.

ДАВЛЕНИЕ ГЛУБИННОЙ ПРОБЫ ВОДЫ В ГЕРМЕТИЧНОМ ПРОБООТБОРНИКЕ ПРИ ЗАМОРОЗКЕ ДОСТИГЛО 122,8 МПа.

Стоит обозначить, что результаты данных измерений имеют некоторую степень условности по трем причинам:

1. Условия измерения выходят за рабочие пределы датчика.
2. Минимальная температура калибровки датчика составляла 20 °С.
3. Сам объект измерений в условиях отрицательных температур не соответствует целевому объекту измерений (вещество в приемной камере представляет собой

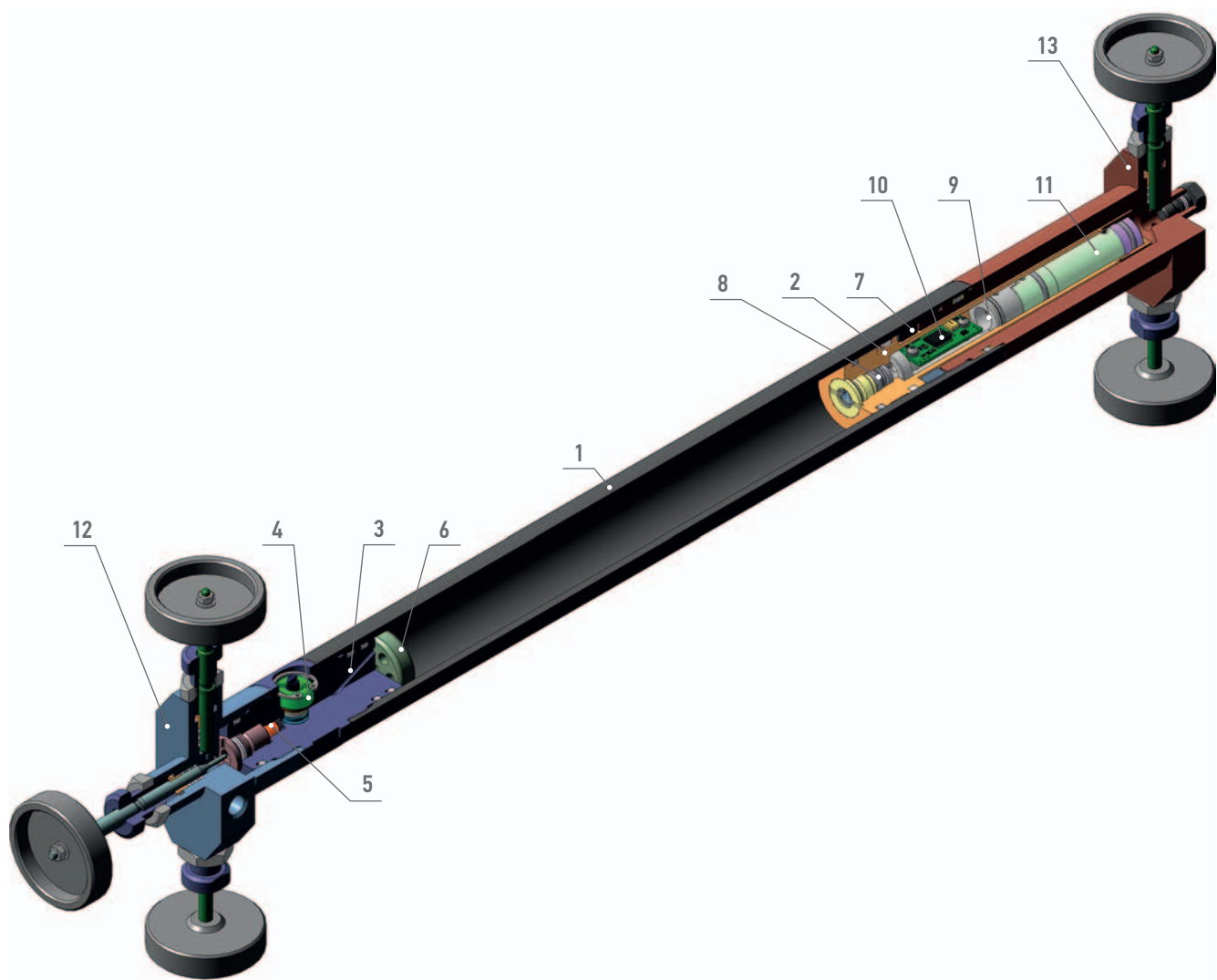


Рис. 1. Приемная камера разработанного пробоотборника

1 — Кожух приемной камеры; 2 — Поршень разделительный; 3 — Переходник; 4 — Запорный клапан; 5 — Обратный клапан; 6 — Втулка-перемешиватель; 7 — Винт-стоп; 8 — Датчик давления и температуры; 9 — Разъем РС7БТВ; 10 — Плата контроллера; 11 — Блок питания; 12 — Разрядная головка; 13 — Задняя головка. Составлено авторами

Fig. 2. Sampler inlet chamber of the developed sampler

1 — The inlet chamber casing; 2 — Separating piston; 3 — Adapter; 4 — Shut-off valve; 5 — Back-pressure valve; 6 — Mixing bushing; 7 — Stop screw; 8 — Pressure and temperature gauge; 9 — Connector RS7BTV; 10 — Controller board; 11 — Power supply unit; 12 — Discharge head; 13 — Back head. Prepared by the authors

твердое тело, в то время как датчик предназначен для измерения давления жидкостей и газов).

Принимая эти условия, проследим, что именно происходило внутри камеры в рассматриваемый период.

На **рис. 3** представлена РТ-изохора вещества в приемной камере, разделенная на три основных процесса:

- охлаждение в период с 23.11.21 20:00 по 25.11.22 09:00;
- релаксация в период 25.11.21 09:00 по 27.11.22 09:00;
- нагрев в период 27.11.21 09:00 по 30.11.22.

Для сравнения полученных результатов с уже известными экспериментальными данными по изохорической кристаллизации

дистиллированной воды на графики наложены результаты, полученные в работе [1]¹.

Согласно данным датчика, кристаллизация воды началась при 5 °С и давлении 2 МПа (наблюдается начало роста давления в камере). Сам процесс кристаллизации можно разделить на четыре этапа:

Этап I. В диапазоне температур от 5 до 1 °С, сопровождающийся средним темпом роста давления 0,1 МПа/°С.

Этап II. В диапазоне температур от 1 до -6,5 °С, сопровождающийся средним темпом роста давления 12,2 МПа/°С.

¹ Условия проведения эксперимента: объем дистиллированной воды 2 мл; начальное давление эксперимента — атмосферное; начальная температура эксперимента — 0 °С.

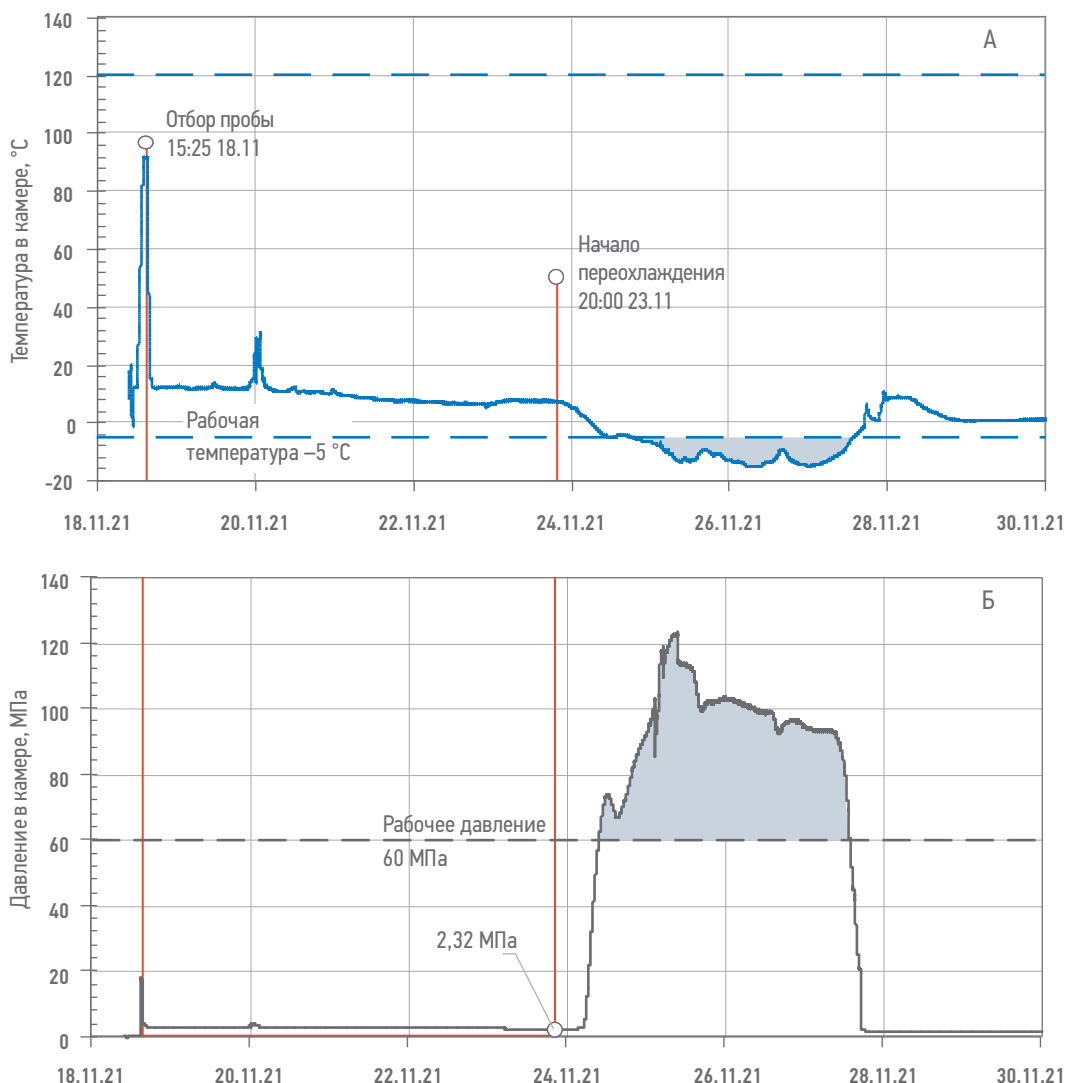


Рис. 2. Палетка качества пробы в процессе отбора и транспортировки. Составлено авторами
 А — зависимость температуры пробы от времени проведения работ; Б — зависимость давления пробы от времени проведения работ
Fig. 2. Sample quality palette during sampling and transport. Prepared by the authors
 А — the dependence of the sample temperature on the time of work; Б — the dependence of the sample pressure on the time of work

Этап III. В диапазоне температур от $-6,5$ до -11 °C, сопровождающийся «скачками» показаний датчика и замедлением темпа роста давления до $5,3$ МПа/°C.

Этап IV. В диапазоне температур от $-10,8$ до $-13,7$ °C, сопровождающийся минимальным темпом снижения давления $2,1$ МПа/°C.

В пике давление в камере дошло до $122,8$ МПа, что в два раза больше рабочего давления камеры. После этого начался процесс, который авторы условно назвали «релаксация», в период которого температура колебалась от -15 до -9 °C. С каждым циклом изменения температуры давление в камере снижалось и в начале процесса нагрева составляло $93,8$ МПа при -15 °C. Снижение давления может

быть связано как с деформацией камеры, так и с прогрессирующим дрейфом показаний датчика.

Нагрев камеры сопровождался аналогичными этапами, близкими по значениям температуры:

Этап I. В диапазоне температур от -15 до $-10,8$ °C, сопровождающийся средним темпом роста давления $1,4$ МПа/°C.

Этап II. В диапазоне температур от $-10,8$ до $-5,3$ °C, сопровождающийся «скачками» показаний датчика и замедлением темпа роста давления до $3,9$ МПа/°C.

Этап III. В диапазоне температур от $-5,3$ до $-0,7$ °C, сопровождающийся минимальным темпом снижения давления $10,4$ МПа/°C.

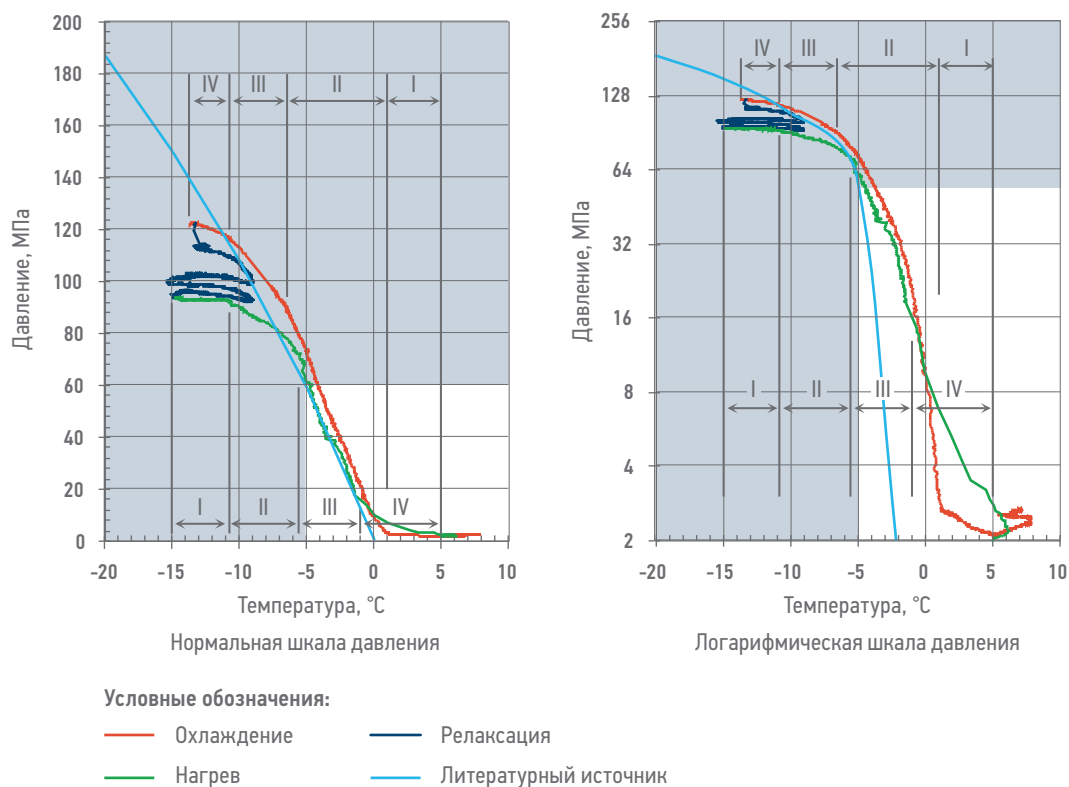


Рис. 3. РТ-изохора воды в приемной камере. Составлено авторами
Fig. 3. РТ-isochore of a water in the sampling chamber. Prepared by the authors

Этап IV. В диапазоне температур от $-0,7$ до $5,0$ °С, сопровождающийся минимальным темпом снижения давления $2,8$ МПа/°С.

В целом на качественном уровне результаты измерений довольно хорошо воспроизводят экспериментальные данные по дистиллированной воде (например, при нагреве камеры в диапазоне температур от -8 до -3 °С отклонения находятся в диапазоне от $-6,6$ % до $4,0$ % со средним значением $-1,3$ %), что показывает возможность применения данных по темпу роста давления дистиллированной воды в практической деятельности. Таким образом, в диапазоне температур от 0 до -15 °С авторы рекомендуют использовать значение 10 МПа/°С (значение, полученное в работе [1]).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Необходимо констатировать, что сегодня, как и 100 лет назад, вопросы температурного режима хранения проб пластовых флюидов остаются актуальными. Приведем цитату из доклада инженера И.О. Лучинского «Метод определения застывания нефтяных продуктов» на первом Всероссийском съезде нефтеработников (31 декабря 1921 г. — 10 января 1922 г.) [2]:

«Жалобы на неверные определения застывания встречались и на практике, и в литературе... Сумма недоразумений увеличивалась еще отбором проб и способом их сохранения и пересылки, создающими часто свою, неизвестную химикам "термическую" обработку».

В ГОСТ 52659-2006 «Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб» зафиксировано требование к температуре хранения проб, отобранных при атмосферном давлении, не ниже 4 °С. Отличием работы с пробами под давлением является то, что ценной ошибкой в данном вопросе является не некорректное определение физико-химических показателей пластовых флюидов, а человеческая жизнь и здоровье. Цифра $122,8$ МПа (давление, сопоставимое, например, с давлением пороховых газов в стволе артиллерийских орудий) хорошо иллюстрирует этот факт.

В период 2019–2021 годов авторы активно взаимодействовали с различными нефтесервисными организациями и производителями оборудования для отбора глубинных проб и на своей практике убедились, что со стороны данного профессионального сообщества отсутствует готовность на должном уровне проработки формулировать технические и нормативно-методические требования к эксплуатации глубинных пробоотборников по исторически сложившейся причине

отсутствия со стороны заказчиков интереса к данному вопросу (анализ некоторых основных причин этого представлен авторами в работах [4, 5]). Это обусловило то, что требования к температурным режимам хранения проб в периметре компании «Газпром нефть» формулировались по методологии экспертного опроса. Как результат:

- в корпоративном нормативно-методическом документе М-01.01.03.04-04 «Оценка качества проб пластовых флюидов» зафиксировано требование к нижней допустимой температуре транспортировки и хранения проб не ниже +15 °С. Данная температура выбрана из соображений разумности: она достаточно удалена от температуры кристаллизации воды и одновременно допускает некоторое неизбежное снижение температуры ниже температурных режимов производственных помещений и автотранспорта;
- одним из элементов разработанного комплекса оборудования является транспортировочный кейс с функцией автоподогрева пробы в случае снижения температуры окружающей среды ниже +15 °С.

Поскольку (1) обсуждаемые вопросы касаются безопасности выполнения работ;

(2) проекты НИОКР в области отбора глубинных проб на отечественном рынке в период с 2018 г. по настоящее время явно активизировались [5]; представляется очень важным донести до производителей и недропользователей следующие их приоритеты:

1. Создание программно-технологической платформы, обеспечивающей онлайн-мониторинг местонахождения, термобарических условий и предиктивной аналитики состояния приемной камеры в процессе отбора, хранения и транспортировки глубинных проб.
2. Даже при абсолютном контроле процесса транспортировки проб всегда остается объективный риск охлаждения приемной камеры при ее подъеме на дневную поверхность (например, в случае остановки подъемника при нахождении прибора в зоне многолетнемерзлых пород). Решением этой проблемы может стать создание технологий ограничено (например, с подогревом до +15 °С) экзотермического отбора проб, то есть отбора проб с подогревом приемной камеры в процессе подъема на поверхность (более подробная информация по данному виду устройств представлена в работе [5]).

Список литературы

1. Ukpai G., Năstase G., Serban A., Rubinsky B. Pressure in isochoric systems containing aqueous solutions at subzero Centigrade temperatures // *PLoS one*. — 2017. — Vol. 12. — № 8. — P. e0183353.
2. Лучинский И.О. Метод определения застывания нефтяных продуктов // Нефтяное и сланцевое хозяйство. — 1922. — № 5–6. — P. 265–267.
3. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O. [et al.] End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary — Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 12-15 October, Moscow, Russia. — 2021. — URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings/21RPTC/4-21RPTC/D042S014R002/470354> (date accessed: 18.10.2021).
4. Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I. [et al.] Systematic approach to quality management of downhole sampling: Analysis of current trends in Russia // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. — 2021. — Vol. 200. — № December 2020. — P. 108338.
5. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О. [и др.] Системный подход к управлению качеством глубинных проб пластовых нефтей в современных условиях // *Недропользование XXI век*. — 2020. — № 2а (85). — P. 60–81.

References

1. Ukpai G., Năstase G., Serban A., Rubinsky B. Pressure in isochoric systems containing aqueous solutions at subzero Centigrade temperatures. *PLoS one*. 2017. Vol. 12. № 8. P. e0183353.
2. Luchinsky I.O. Method for determining the solidification of oil products. *Oil Industry*. 1922. № 5–6. P. 60–81.
3. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O. [et al.] End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary — Text : electronic. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 12-15 October, Moscow, Russia. 2021. URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings/21RPTC/4-21RPTC/D042S014R002/470354> (date accessed: 18.10.2021).
4. Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I. [et al.] Systematic approach to quality management of downhole sampling: Analysis of current trends in Russia. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 200. № December 2020. P. 108338.
5. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I. [et al.] Systems Approach to Management of In-place Oil Downhole Samples under Current Conditions. *Neдрopolzovanie XXI vek*. 2020. № 2A. P. 60–82.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Лобанов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.А. Звонков — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Ф. Сафаров — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Т.С. Ющенко — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Г.Д. Тарасов — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.М. Лазуткин — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.В. Хачатурян — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexey A. Lobanov — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Michael A. Zvonkov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ildar F. Safarov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Taras S. Yushchenko — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Gennady D. Tarasov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dmitry M. Lazutkin — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Michael V. Hachaturjan — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексей Александрович Лобанов* — кандидат технических наук, руководитель направления по исследованию флюидов, ООО «Газпромнефть-ГЕО»
191167, Россия, г. Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 22а.
e-mail: Lobanov.AA@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 4342-5177
ORCID: 0000-0002-6085-4636
Scopus Author ID: 57204039678

Михаил Алексеевич Звонков — руководитель направления по отборам проб пластовых флюидов, ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика»
625007, Россия, г. Тюмень, ул. Мельникайте, д. 116, к. 1.
e-mail: zvonkov.ma@gazprom-neft.ru

Alexey A. Lobanov* — Cand. Sci. (Techn.), Head of reservoir fluid studying, Gazprom-neft GEO LLC
22 liter A, Sinopskaya River emb., 191167, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Lobanov.AA@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 4342-5177
ORCID: 0000-0002-6085-4636
Scopus Author ID: 57204039678

Michael A. Zvonkov — Head of reservoir fluid sampling, Gazprom-neft Noyabrskneftegazgeofizika LLC
116-1, Melnikaite str., 625007, Tyumen, Russia.
e-mail: zvonkov.ma@gazprom-neft.ru

Ильдар Фанилевич Сафаров — начальник управления, ООО «Газпромнефть-ГЕО»
191167, Россия, г. Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 22а.
e-mail: Safarov.IF@gazprom-neft.ru

Тарас Сергеевич Ющенко — руководитель направления по PVT и работе скважин, ООО «Газпромнефть — Технологические Партнерства»
121205, Россия, г. Москва, Инновационный центр «Сколково», ул. Синорского, д. 11.

Геннадий Дмитриевич Тарасов — ведущий инженер отдела разработки месторождений, ООО «Ачим Девелопмент»
629303, Россия, г. Новый Уренгой, ул. Захаренкова, д. 11.
e-mail: g.d.tarasov@achimdevelopment.ru

Дмитрий Михайлович Лазуткин — кандидат технических наук, руководитель направления по системам диагностики разработки месторождений, ООО «Газпромнефть-Пальян»
628011, Россия, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Промышленная, д. 19, каб. 410.
e-mail: Lazutkin.DM@gazprom-neft.ru

Михаил Викторович Хачатурян — начальник управления разработки месторождений АО «Томскнефть» ВНК
626780, Россия, г. Стрежевой, ул. Мира, д. 4.
e-mail: Khachaturyan.MV@gazprom-neft.ru

Ildar F. Safarov — Head of department, Gazprom-neft GEO LLC
22 liter A, Sinopskaya River emb., 191167, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Safarov.IF@gazprom-neft.ru

Taras S. Yushchenko — Head of PVT and well operations, Gazprom-neft Technology Partnerships LLC
11, Skolkovo Innovation Center, Sikorskogo str., 121205, Moscow, Russia.

Gennady D. Tarasov — Leading engineer of the field development department, LLC “Achim Development”
11, Zakharenkova str., 629303, Novy Urengoy, Russia.
e-mail: g.d.tarasov@achimdevelopment.ru

Dmitry M. Lazutkin — Cand. Sci. (Techn.), Lead of production diagnostic systems direction, Gazprom-neft Paljan LLC
19, room 410, Promyshlennaya str., 628011, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, Khanty-Mansiysk, Russia.
e-mail: Lazutkin.DM@gazprom-neft.ru

Michael V. Khachaturian — Head of field development department, JSC Tomskneft VNK
4, Mira str., 626780, Strezhevoy, Russia.
e-mail: Khachaturyan.MV@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРИМЕНЕНИЕ МОСТОВОЙ ПАКЕР-ПРОБКИ ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА И ВЯЗКОУПРУГОГО СОСТАВА ДЛЯ ЕЁ БЕЗОПАСНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНЫХ РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

А.С. Кичигин^{1,*}, Д.В. Нуриев¹, Е.Н. Козлов¹, Е.В. Дмитриев¹, О.В. Олендер¹, Д.Е. Вернигора¹, А.С. Буравцов¹, А.В. Трифонов², С.М. Симаков³

¹ООО «Газпромнефть-Заполярье», РФ, Тюмень

²ООО «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Санкт-Петербург

³Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Kichigin.AS@gazprom-neft.ru

Введение. Продолжительные по времени ремонтные работы с глушением солевыми растворами газовых скважин могут значительно ухудшить фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов из-за проникновения воды в породу коллектора. Неокомские пласты имеют высокий потенциал по добыче газа и разрабатываются с применением горизонтальных скважин, протяженность стволов которых более 1000 м. В связи с этим при проведении ремонтов газовых скважин актуальной задачей является применение методов временной изоляции пластов для сохранения высоких темпов добычи. Несмотря на обширный опыт применения извлекаемых пакерующих устройств для газоблокирующих работ, технологии безопасного извлечения данного типа оборудования без привлечения специализированной техники не развиты.

Цель. Применение мостовой пакер-пробки для временной изоляции продуктивного горизонта и вязкоупругого состава для её безопасного извлечения при продолжительных ремонтных работах на газовых скважинах.

Материалы и методы. Для снижения негативного влияния жидкостей глушения на фильтрационно-емкостные характеристики пласта при ремонтных работах предложена технология установки мостовой пакер-пробки для временной изоляции пласта. В связи с труднодоступностью месторождений Крайнего Севера работы по извлечению пакер-пробки предложено проводить без привлечения специализированной техники путем закачки вязкоупругого состава в интервал хвостовика ниже пакер-пробки после её срыва для изоляции пласта на время проведения спускоподъемных операций.

Результаты. Апробировано решение по временной изоляции продуктивных пластов путем применения извлекаемого пакерующего устройства. Извлечение пакерующего устройства проведено в безопасном режиме путем применения вязкоупругого состава с регулируемыми характеристиками. После проведения ремонтных работ по скважине достигнут проектные показатели по добыче, полностью сохранены коллекторские свойства пласта.

Заключение. Применение технологии установки извлекаемого пакера с последующим его извлечением без привлечения специализированной техники является высокоперспективным решением для сохранения продуктивности неокомских пластов.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, капитальный ремонт скважин, пакер, глушение скважины, вязкоупругий состав

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Кичигин А.С., Нуриев Д.В., Козлов Е.Н., Дмитриев Е.В., Олендер О.В., Вернигора Д.Е., Буравцов А.С., Трифонов А.В., Симаков С.М. Применение мостовой пакер-пробки для временной изоляции продуктивного горизонта и вязкоупругого состава для её безопасного извлечения при продолжительных ремонтных работах на газовых скважинах. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):56–63. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-56-63>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

IMPLEMENTATION OF TEMPORARY PACKER ISOLATION OF PRODUCTIVE ZONES FOR LONG-TERM GAS WELL WORKOVER OPERATIONS AND VISCOELASTIC SYSTEM FOR SAFE PACKER REMOVAL

Anatoly S. Kichigin^{1,*}, Dinis V. Nuriev¹, Evgeny N. Kozlov¹, Evgeny V. Dmitriev¹, Oleg V. Olender¹, Denis E. Vernigora¹, Andrey S. Buravtsov¹, Andrey V. Trifonov², Sergey M. Simakov³

¹Gazprom-neft Zapolyarye LLC, RF, Tumen

²Gazprom-neft GEO LLC, RF, Saint Petersburg

³Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Kichigin.AS@gazprom-neft.ru

Introduction. Long-term repair work with killing gas wells with saline solutions can significantly worsen the reservoir properties of productive formations due to water penetration into the reservoir rock. The Neocomian formations have a high potential for gas production and are developed using horizontal wells, the length of which is more than 1000 m. In this regard, when carrying out workovers of gas wells, an urgent task is to use methods of temporary isolation of the formations to maintain high production rates. Despite extensive experience in the use of retrievable packers for gas-blocking operations, the technologies for safely retrieving this type of equipment without the involvement of specialized equipment have not been developed.

Target. The use of a bridge packer plug for temporary isolation of the productive horizon and a viscoelastic composition for its safe extraction during long-term repair work on gas wells.

Materials and methods. To reduce the negative impact of killing fluids on the porosity and porosity characteristics of the formation during repair work, a technology for installing a bridge packer plug for temporary isolation of the formation is proposed. Due to the inaccessibility of the fields of the Far North, it is proposed to carry out work on extracting the packer plug without the involvement of specialized equipment by pumping a viscoelastic composition into the liner interval below the packer plug after its failure to isolate the formation for the duration of tripping operations.

Results. A solution was tested for temporary isolation of productive formations by using a retrievable packer device. The extraction of the packer device was carried out in a safe mode by using a viscoelastic composition with adjustable characteristics. After the repair work on the well, the design production indicators were achieved, and the reservoir properties of the reservoir were fully preserved.

Conclusion. The use of the technology of installing a recoverable packer with its subsequent extraction without the involvement of specialized equipment is a highly promising solution for maintaining the productivity of the Neocomian formations.

Keywords: horizontal wells, well workover, packer, well killing, viscoelastic systems

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

For citation: Kichigin A.S., Nuriev D.V., Kozlov E.N., Dmitriev E.V., Olender O.V., Vernigora D.E., Buravtsov A.S., Trifonov A.V., Simakov S.M. Implementation of temporary packer isolation of productive zones for long-term gas well workover operations and viscoelastic system for safe packer removal. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):56–63. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-56-63>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Районы Крайнего Севера являются наиболее перспективными для освоения новых запасов углеводородов на территории РФ. Неокомские пласты нефтегазоконденсатных месторождений имеют высокий потенциал и разрабатываются с применением горизонтальных скважин с протяженностью стволов более 1000 м. Типовая конструкция скважины, вскрывающей газовые и газоконденсатные залежи неокомских пластов, представлена на **рис. 1**.

Вскрытые продуктивные пласты БЯ₁₋₄ являются одними из наиболее мощных и выдержанных пластов неокомской части разреза [2], формирование которых происходило преимущественно в условиях подводной дельтовой равнины (фронта дельты). Пласты-коллекторы состоят из мелкозернистых сильнослюдистых песчаников и алевролитов, при этом часто представлены неравномерным переслаиванием. Цемент кальцитовый, базально-поровый, плёночного типа. Остаточная водонасыщенность породы пластов составляет 20–30 %. Из-за неоднородности литологического строения наблюдается также значительная вариация

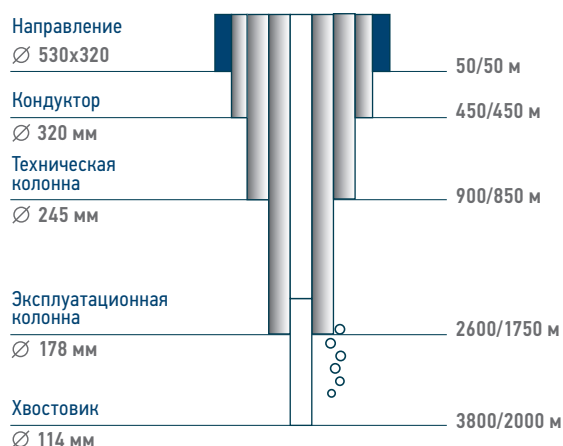
фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вскрытых коллекторов. Коэффициент аномальности пластового давления не превышает 1,2.

При проведении ремонтных работ газовых и газоконденсатных скважин, пробуренных на неокомские залежи, как правило, предусмотрено глушение скважин солевыми растворами. Однако проникновение водных растворов при ремонтных работах в пластовую систему значительно снижает потенциал залежи из-за ухудшения ФЕС продуктивных пластов вследствие снижения фазовой проницаемости [3]. Фильтрация

ТЕХНОЛОГИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПАКЕР-ПРОБКИ ПРИ РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЯЗКОУПРУГОГО СОСТАВА ПОЗВОЛЯЕТ СОХРАНИТЬ ПРОДУКТИВНОСТЬ ПЛАСТОВ.

растворов на водной основе в газосодержащий пласт также приводит к ослаблению скелета породы вследствие эффекта Ребиндера, что может провоцировать избыточный вынос песка и приводить к ряду проблем, начиная с эрозии подземного

Схема скважины
(глубина по стволу/вертикали)



Направление (тип)	Комбинированный кондуктор 530×324 мм
Заканчивание скважин (тип)	Хвостовик-фильтр
Длина горизонтальной секции, м	1000–2000
Давление целевого пласта, атм	200–220
Температура целевого пласта, °С	66–68
Проницаемость целевого пласта, мД	10–30

Рис. 1. Типовая конструкция скважины. Составлено авторами
Fig. 1. Typical well design. Prepared by the authors



Рис. 2. Конструкция извлекаемой мостовой пакер-пробки. Составлено авторами
Fig. 2. Design of a retrievable packer. Prepared by the authors

оборудования и необходимости удалять песок в поверхностном оборудовании и заканчивая потерей контроля над скважиной и необходимостью зарезки дополнительных стволов. Кроме того, продолжительный вынос из пласта водной фазы усугубляет степень коррозионного воздействия газа с высоким парциальным давлением диоксида углерода при относительно высоких температурах на материал внутрискважинного оборудования. В связи с этим актуальной задачей является временная изоляция пластов для сохранения высоких темпов добычи газа и безопасности при ремонтных работах на горизонтальных газоконденсатных скважинах.

ЦЕЛЬ

Применение мостовой пакер-пробки для временной изоляции продуктивного

Неокомского горизонта и вязкоупругого состава для её безопасного извлечения при продолжительных ремонтных работах на газовых скважинах.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

РЕШЕНИЕ ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВ — АЛЬТЕРНАТИВА ГЛУШЕНИЮ СКВАЖИН.

Для нивелирования негативного влияния жидкостей глушения на ФЭС пласта при ремонтных работах на газовых и газоконденсатных скважинах предложена технология установки извлекаемой мостовой пакер-пробки для временной изоляции пласта.

В конструкции пакер-пробки (рис. 2) предусмотрены двусторонние клинья, которые обеспечивают надежное якорение пробки, что позволяет выдерживать

дифференциальное давление сверху и снизу до 69 МПа. Пакерующий элемент пробки выполнен из трёх элементов, что обеспечивает надежную изоляцию при высоких давлениях и температурах. Уникальная конструкция уравнительного клапана обеспечивает выравнивание давления перед тем, как инструмент для извлечения зайдёт в профиль пробки. Инструмент для извлечения мостовой пробки спускается в скважину на кабеле, ГНКТ или на трубах. Ловильный инструмент оснащен башманом с косым срезом, что обеспечивает вращение инструмента в случае большого скопления шлама. Инструмент также оснащен специально разработанным овершотом для возможности захвата по ответной части, испытания которого подтвердили надежность захвата пробки. Конструкция инструмента позволяет проводить циркуляцию над пробкой при помощи ГНКТ или спускаемой колонны. Параметры извлекаемой мостовой пакер-пробки приведены в табл. 1.

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ВЯЗКОУПРУГИЙ СОСТАВ

Современные блокирующие составы имеют на сегодня определённую зону для совершенствования технологического потенциала [1], а именно:

- неконтролируемая динамика образования сшитой структуры;
- низкая адгезионная и механическая прочность структуры;
- необходимость дополнительных обработок разрушающими составами;
- негативное влияние на ФЕС продуктивных пластов;
- низкая стабильность в присутствии двухвалентных солей кальция;
- негативное влияние на окружающую среду.

Для проведения испытаний на неоконских пластах с целью временного блокирования газа при извлечении пакер-пробки

Таблица 1. Параметры извлекаемой мостовой пакер-пробки
Table 1. Parameters of packer

Параметр	Метрическая система	Британская система
Размер НКТ, мм/дюйм	114,3	4,5
Минимальный вес НК, кг/м / фунт/фут	14,10	9,47
Максимальный вес НК, кг/м / фунт/фут	22,40	15,05
Проходное сечение, мм/дюйм	96,52	3,800
Усилие среза, тонн/фунт	15,63	35 000
Дифференциальное давление, МПа/Psi	68,95	10 000
Ход штока, мм/дюйм	104,78	4,13

был испытан инновационный вязкоупругий состав на основе смеси биополимеров со стабилизирующими добавками. Состав подбирался по результатам проведения комплекса лабораторных исследований в соответствии с условиями ремонта и геолого-физическими условиями залежи. Подобранный состав обладает высокой адгезионной и механической прочностью в жестких пластовых условиях (пластовое давление 20,0 МПа, пластовая температура 61–63 °С). Расчетная плотность состава (1,16 г/см³) достигнута путем растворения хлорида кальция, при этом состав продемонстрировал полную совместимость с двухвалентными ионами кальция. Регулирование времени гелеобразования и деструкции (рис. 3) под СПО также было достигнуто на стадии лабораторного тестирования за счет варьирования концентраций компонентного состава. В результате испытаний вязкоупругого состава на неоконских пластах при СПО пакерующего устройства было заблокировано газопроявление и исключено поглощение в пласт технологических жидкостей, что обеспечило безопасное извлечение пакер-пробки без негативного влияния на ФЕС пласта силами бригады ТИКРС.



Рис. 3. Деструкция вязкоупругого геля с течением времени. Составлено авторами
Fig. 3. Destruction of a viscoelastic gel as a function of time. Prepared by the authors

РЕЗУЛЬТАТЫ

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПО УСТАНОВКЕ ИЗВЛЕКАЕМОГО ПАКЕРА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЕ

Испытания по установке извлекаемой мостовой пакер-пробки проведены при ремонтных работах газоконденсатной скважины № 1Н. Термобарические параметры в скважине № 1Н приведены в **табл. 2**.

Установка пакера проходила в следующей последовательности:

- спуско-подъемные операции (СПО) для шаблонирования места посадки пакера;
- установка пакер-пробки, извлекаемой на ГНКТ за одно СПО.

Во время шаблонирования было получено осложнение с заходом в хвостовик имитатора пакер-пробки. Данное осложнение связали с отсутствием стингера и переходом из эксплуатационной колонны $\varnothing 177,8 \times 9,19$ мм в хвостовик $\varnothing 114,3 \times 7,37$ мм. Для обеспечения заходности была проведена модификация планируемого к спуску оборудования с изменением дизайна нижнего профиля.

Перед началом работ устьевое давление составляло 16,0 МПа. После установки пакера ГНКТ было поднято на поверхность с замещением объема НКТ рабочей технологической жидкостью — устьевое давление 0 атм. Установка пакера была выполнена в горизонтальной части хвостовика $\varnothing 114,3 \times 7,37$ мм ($\varnothing_{\text{внутр}} 99,56$ мм) выше продуктивного горизонта, при этом спуск осуществлялся через НКТ $\varnothing 114,3 \times 8,56$ ($\varnothing_{\text{внутр}} 97,18$ мм).

Установка пакера позволила осуществить дальнейшие продолжительные ремонтные работы силами бригады ТИКРС по переоборудованию устья скважины на газоконденсатной скважине без глушения. Общая продолжительность ремонта составила 136 сут. Во время ремонта полностью отсутствовало проявление газа и поглощение рабочей технологической жидкости в пласт. Таким образом, была сохранена начальная фазовая проницаемость коллектора.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ПАКЕР-ПРОБКИ НА НКТ

В процессе проведения работ на скважине № 1Н плановые сроки ремонта были увеличены из-за дополнительно выполненных

мероприятий. В связи с логистическими ограничениями месторождений Крайнего Севера технологическое дежурство флота ГНКТ в течение всего периода проведения ремонтных работ экономически нецелесообразно. Было принято решение по окончании ремонта произвести извлечение пакер-пробки на НКТ силами бригады ТИКРС путем закачки вязкоупругого состава без привлечения специализированной техники. Конструкция инструмента для извлечения предполагает возможность создания циркуляции над пробкой при помощи прямой промывки по НКТ. Данная конструктивная особенность позволяет разместить вязкоупругий состав над пробкой без поглощений, а также частично продавить его в интервал хвостовика ниже пакер-пробки после её срыва. Благодаря вышеописанной технологической операции при извлечении пакер-пробки сохранялось отсутствие поглощений в пласт и газопроявлений скважины. Схема извлечения пакер-пробки на НКТ проиллюстрирована на **рис. 4**.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ РАБОТЫ

Работы на газоконденсатной скважине без глушения за счет установки пакер-пробки выше продуктивного горизонта выполнены, извлекаемое пакерирующее устройство для эффективной изоляции продуктивных неокомских пластов успешно испытано, во время ремонта отсутствовало проявление газа и поглощение рабочей технологической жидкости в пласт. Таким образом, можно с уверенностью констатировать, что была сохранена начальная фазовая проницаемость коллектора. Работы по извлечению пакер-пробки проведены силами ТИКРС в безопасном режиме путем закачки вязкоупругого состава. Регулируемое время сшивания вязкоупругого состава позволило разместить вязкие пакки в интервале хвостовика ниже пакер-пробки. Благодаря корректно подобранной технологии при извлечении пакер-пробки сохранялось отсутствие поглощений в пласт

Таблица 2. Термобарические параметры в скважине № 1Н
Table 2. Thermobaric parameters in well No. 1H

Буферное давление	Затрубное давление	Межколонное давление 178/245	Межколонное давление 245/324	Пластовое давление	Пластовая температура
МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	°С
16,31	16,39	0	0	196,24	61,24

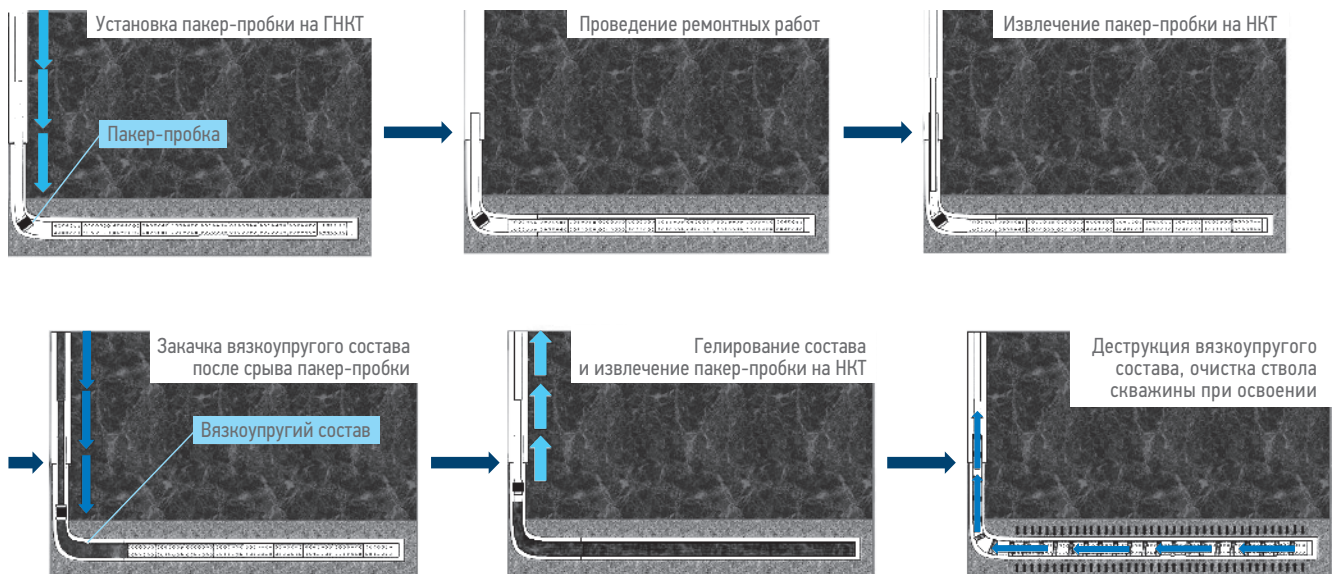


Рис. 4. Схема технологии безопасного извлечения пакер-пробки на НКТ с применением программируемого вязкоупругого состава. Составлено авторами

Fig. 4. Scheme of the technology for safely removing the packer using a viscoelastic systems. Prepared by the authors

и газопроводной скважины. Способность к самодеструкции вязкоупругого состава способствовала ускоренному проведению заключительных работ. Время, затраченное на освоение скважины, составило 48 часов. По результатам проведенной работы с установкой пробки, закачкой вязкоупругого состава и последующим извлечением пакер-пробки запусковые параметры по скважине показали максимально приближенные показатели относительно ожидаемых суточных дебитов.

НОВИЗНА РЕШЕНИЯ

Предложено и апробировано перспективное решение по обеспечению безопасности при извлечении пакерирующих устройств путем применения вязкоупругого состава с регулируемыми характеристиками. Применение технологии установки извлекаемого пакера с последующим извлечением без привлечения специализированной техники является высокоперспективным решением для сохранения продуктивности неоконских пластов.

Список литературы / References

1. Gamage P., Deville J. P., Sherman J. Solids-Free Fluid-Loss Pill for High-Temperature Reservoirs. SPE Drill & Compl. — March 2014. — 29 (01). — Pp. 125–130.
2. Kiryukhina, T., Stoupakova A., Ulyanov G., Kiryukhina N., Norina D., Suslova A. Petroleum Systems of the Russian Western Arctic Basins // OTC Arctic Technology Conference. — Houston, Texas. — USA. — February 7–9, 2011. — Pp. 12–30.
3. Oudemans P. SPE European Formation Damage Conference. Kill Procedures to Avoid Formation Damage in the High Rate Gas Wells of an Underground Storage Project. The Hague, Netherlands. — May 31–June 1, 1999. — Pp. 12–24.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.С. Кичигин — автор идеи временной изоляции пласта продуктивного пласта с применением извлекаемой мостовой пакер-пробки, руководитель всех операций с ГНКТ и пакерирующим элементом, занимался подготовкой материалов по режимам установки пакер-пробки.

Д.В. Нуриев — автор идеи безопасного извлечения пакерирующего устройства путем закачки вязкоупругого состава, осуществлял инженерную поддержку при разработке рецептуры и планировании работ по закачке вязкоупругого состава, занимался подготовкой материалов по вязкоупругому составу.

Anatoly S. Kichigin — the author of the idea of temporary isolation of the productive formation with the use of a retrievable bridge packer plug, the head of all operations with coiled tubing and the packer element, was preparing materials for the packer plug installation modes.

Dinis V. Nuriev — the author of the idea of safe recovery of the packer by injection of a viscoelastic composition, provided engineering support in the development of the formulation and planning of work on the injection of a viscoelastic composition, and was involved in the preparation of materials for the viscoelastic composition.

Е.Н. Козлов — автор идеи альтернативных способов изоляции продуктивного пласта при ТИКРС, руководитель проводимых работ.

Е.В. Дмитриев — выполнил планирование и контроль выполнения работ, содействовал в подготовке материалов по параметрам проведенных работ.

О.В. Олендер — провел анализ и предоставил данные по геолого-физическим характеристикам неокомских пластов, разработал концепцию подходов к изоляции продуктивных пластов при ТИКРС.

Д.Е. Вернигора — оказал экспертную поддержку в разработке и корректировке рецептуры вязкоупругого состава, выполнил анализ и прогнозирование влияния технологических жидкостей и блокирующих составов на продуктивность неокомских пластов.

А.С. Буравцов — провел анализ и предоставил данные по параметрам работы скважины до и после обработки, проанализировал влияние проведенных мероприятий на эффективность добычи скважины.

А.В. Трифонов — оказал экспертную поддержку по проведению ремонта при получении осложнений, принял участие в подготовке материалов.

С.М. Симаков — оказал экспертную поддержку по выбору пакерующего устройства, предоставил данные по извлекаемой пакер-пробке.

Evgeny N. Kozlov — the author of the idea of alternative methods for isolating the productive formation during the workover operation, the head of the ongoing work.

Evgeny V. Dmitriev — carried out the planning and control of the work, assisted in the preparation of materials on the parameters of the work performed.

Oleg V. Olender — conducted analysis and provided data on the geological and physical characteristics of the Neocomian formations, developed the concept of approaches to isolating productive formations during TI workover.

Denis E. Vernigora — provided expert support in the development and adjustment of the formulation of the viscoelastic composition, performed the analysis and prediction of the effect of process fluids and blocking compositions on the productivity of the Neocomian formations.

Andrey S. Buravtsov — conducted an analysis and provided data on the well operation parameters before and after treatment, analyzed the impact of the measures taken on the well production efficiency.

Andrey V. Trifonov — provided expert support for repairs in case of complications, took part in the preparation of materials.

Sergey M. Simakov — provided expert support on the choice of a packer, provided data on the packer plug being retrievable.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анатолий Сергеевич Кичигин* — начальник отдела по гидроразрыву пласта и ГНКТ, ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Россия, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б, К. 2001.
e-mail: Kichigin.AS@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 56880181200

Динис Вильсурович Нуриев — руководитель по инженерной поддержке глушения и РИР, ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Россия, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б, К. 2001.
e-mail: Nuriev.DV@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57194708067

Евгений Николаевич Козлов — начальник управления внутрискважинных работ, ООО «Газпромнефть-Заполярье» 625048, Россия, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б, К. 2001.
e-mail: Kozlov.EN@tmn.gazprom-neft.ru

Anatoly S. Kichigin* — Head of the Department for Hydraulic Fracturing and Coiled Tubing, ООО Gazpromneft-Zapolyarye 8B K. 2001, str. 50 years of October, Tyumen, Tyumen region, 625048, Russia.
e-mail: Kichigin.AS@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 56880181200

Dinis V. Nuriyev — Head of Engineering Support for Jamming and RIR, ООО Gazpromneft-Zapolyarye 8B K. 2001, str. 50 years of October, Tyumen, Tyumen region, 625048, Russia.
e-mail: Nuriev.DV@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57194708067

Evgeniy N. Kozlov — Head of the Department of Intervention Operations, ООО Gazpromneft-Zapolyarye 8B K. 2001, str. 50 years of October, Tyumen, Tyumen region, 625048, Russia.
e-mail: Kozlov.EN@tmn.gazprom-neft.ru

Евгений Вячеславович Дмитриев — руководитель направления по супервайзингу внутрискважинных работ,
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
625048, Россия, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б, К. 2001.
e-mail: Dmitriev.EV@gazprom-neft.ru

Олег Валерьевич Олендер — руководитель проекта программы по поддержке и управлению изменениями бизнес кейсов,
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
625048, Россия, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б, К. 2001.
e-mail: Olender.OV@tmn.gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57200386686

Денис Евгеньевич Вернигора — руководитель направления по развитию методов интенсификации, ООО «Газпромнефть-Заполярье»
625048, Россия, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б, К. 2001.
e-mail: Vernigora.DE@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57142461500

Андрей Сергеевич Буравцов — главный специалист по разработке,
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
625048, Россия, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б, К. 2001.
e-mail: Buravtsov.AS@gazprom-neft.ru

Андрей Владимирович Трифонов — заместитель генерального директора по производству — главный инженер, ООО «Газпромнефть-ГЕО»
191167, Россия, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 22, Литер а, помещ. 56.
e-mail: Trifonov.AVI@tmn.gazprom-neft.ru

Сергей Михайлович Симаков — эксперт,
ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Simakov.SM@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57200398175

Evgeniy V. Dmitriev — Head of Well Intervention Supervising Department,
ООО Gazpromneft-Zapolyarye
8B K. 2001, str. 50 years of October, Tyumen,
Tyumen region, 625048, Russia.
e-mail: Dmitriev.EV@gazprom-neft.ru

Oleg V. Olender — Project manager of the program for support and change management of business cases, ООО Gazpromneft-Zapolyarye
8B K. 2001, str. 50 years of October, Tyumen,
Tyumen region, 625048, Russia.
e-mail: Olender.OV@tmn.gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57200386686

Denis E. Vernigora — Head of Stimulation Methods Development, Gazpromneft-Zapolyarye LLC
8B K. 2001, str. 50 years of October, Tyumen,
Tyumen region, 625048, Russia.
e-mail: Vernigora.DE@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57142461500

Andrey S. Buravtsov — Chief development specialist, Gazpromneft-Zapolyarye LLC
8B K. 2001, str. 50 years of October, Tyumen,
Tyumen region, 625048, Russia.
e-mail: Buravtsov.AS@gazprom-neft.ru

Andrey V. Trifonov — Deputy general director for production — Chief engineer, Gazpromneft-GEO LLC
d. 22, Liter a, room. 56, Sinopskaya emb., 191167,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Trifonov.AVI@tmn.gazprom-neft.ru

Sergey M. Simakov — Expert, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Simakov.SM@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57200398175

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ДИАГНОСТИКА И ЛИКВИДАЦИЯ НЕЦЕЛЕВОЙ ЗАКАЧКИ И ДОБЫЧИ ВОДЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗРЕЛОГО ФОНДА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА

© Коллектив авторов,
2023



В.М. Нагимов^{1,*}, А.А. Лутфуллин², И.С. Каримов², И.Р. Мухлиев², А.В. Трусов¹

¹ООО «ТГТ Сервис», РФ, Казань

²ПАО «Татнефть», РФ, Альметьевск

Электронный адрес: vener.nagimov@tgtdiagnostics.com

Техническое состояние нефтяных и водонагнетательных скважин играет существенную роль в энергетическом балансе при разработке месторождений. Наиболее критично это проявляется на месторождениях зрелого фонда, когда разность пластовых давлений между целевыми и нецелевыми пластами становится значительной, увеличивая риск нарушения герметичности цементного камня, что может приводить к нецелевой закачке воды и падению добычи нефти. Прямым последствием таких нарушений является снижение эффективности поддержания энергии (пластового давления) целевого пласта и рентабельности добычи при поступлении нецелевой воды в добывающие скважины. Косвенным последствием является увеличение углеродного следа при разработке проблемных участков зрелого месторождения.

Цель. С целью повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ и снижения углеродного следа в работе представлены пути повышения информативности стандартного промыслово-геофизического комплекса для определения нецелевой добычи или закачки воды.

Материалы и методы. В составе предложенного расширенного промыслово-геофизического диагностического комплекса включены: а) метод пассивной спектральной акустики (в части измерений); б) количественная оценка профиля притока и приёмистости по данным термометрии на основе температурного моделирования (в части анализа данных).

Результаты. В работе представлены примеры проведенной диагностики расширенным промыслово-геофизическим комплексом с целью выявления причин нецелевой добычи и закачки воды, приведены сведения об устранении выявленных нарушений, а также выполнены оценки избыточного выброса CO₂ для каждого из приведенных примеров.

Заключение. Используемая диагностика позволяет оперативно и точно выявить причины нарушений, при использовании стандартного каротажа это в большинстве случаев затруднительно. Полученная информация позволила недропользователям значительно повысить эффективность производимых ремонтно-изоляционных работ.

Ключевые слова: промыслово-геофизическое исследование, нецелевая добыча и закачка воды, заколонное сообщение, снижение углеродного следа, температурное моделирование, пассивная спектральная акустика, спектральная шумометрия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: авторы благодарят Дмитрия Макарова, Ильфата Галлямова и Александра Свиридова, геофизиков-интерпретаторов геологического отдела компании TGT, за проведение интерпретации скважинных данных.

Для цитирования: Нагимов В.М., Лутфуллин А.А., Каримов И.С., Мухлиев И.Р., Трусов А.В. Диагностика и ликвидация нецелевой закачки и добычи воды на месторождениях зрелого фонда для снижения углеродного следа. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):64–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-64-72>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

THROUGH-BARRIER DIAGNOSTICS OF THIEF INJECTION AND PRODUCTION ON MATURE FIELDS FOR CARBON FOOTPRINT IMPROVEMENT

Vener M. Nagimov^{1,*}, Azat A. Lutfullin², Ildar S. Karimov², Ilnur R. Mukhliev², Alexander V. Trusov¹

¹TGT Service LLC, RF, Kazan

²Tatneft PJSC, RF, Al'met'evsk

E-mail: vener.nagimov@tgtdiagnostics.com

Background. Injection and production wells integrity play a key role in energy balance throughout reservoir development especially in mature fields as it becomes challenging to pressure support depleted target reservoirs. A large differential pressure between target and untargeted zones tends to cement integrity

failure resulting thief injection and high water cut in oil production wells. This directly impacts water flooding efficiency, production efficiency and indirectly significantly increase carbon footprint during reservoir development of mature field.

Aim. To improve workover efficiency and carbon footprint decrease a way to enhance conventional diagnostics is presented in this work.

Materials and methods. A special approach of production logging called through-barrier diagnostics including passive spectral acoustics and temperature modelling for quantitative analysis of thief injection or production profile is described in this work.

Results. A number of through-barrier diagnostic cases revealing a true source of water in oil wells with high water cut and thief injection in water injectors are presented in the work as well as information on remedials for each case.

Conclusions. This work shows how through-barrier diagnostics helps operators to accurately allocate a reason of high water cut in oil production wells and thief injection geometry in injection wells unlike conventional diagnostics that can only detect water entering the wellbore. In presented cases, through-barrier diagnostics leads to a significant reduction in water volumes and CO₂ emissions, and increased field production.

Keywords: production logging, through-barrier diagnostics, thief injection remediation, high water cut reduction, carbon footprint reduction, temperature modelling, passive spectral acoustics

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

Acknowledgments: the authors would like to thank Dmitry Makarov, Alexander Sviridov and Ilfat Gallyamov, log analysts in the geoscience department in TGT, for interpreting the survey data.

For citation: Nagimov V.M., Lutfullin A.A., Karimov I.S., Mukhliev I.R., Trusov A.V. Through-barrier diagnostics of thief injection and production on mature fields for carbon footprint improvement. PRONEFT. Professionally about oil 2023;8(1):64–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-64-72>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Ликвидация нецелевой добычи или закачки воды включает в себя четыре основных этапа: выявление проблемных участков (или единичных скважин), диагностика причин нецелевой добычи или закачки воды, проведение ремонтных работ, оценка эффективности проведенных ремонтных работ. Наиболее критичным является диагностика причин нецелевой добычи или закачки воды, так как от ее достоверности зависит выбор типа ремонтных работ и мероприятий. Данный этап чаще всего является наиболее дорогостоящим, так как предполагает как прямые затраты на проведение ремонтных работ, так и косвенные, связанные с остановкой работы скважины. Стандартные методы диагностики — промыслово-геофизические исследования (ПГИ) с применением термометрии и механической расходомерии — часто имеют ограничения по определению нецелевой добычи или закачки жидкости ввиду ограничений по глубинности исследований. В работе представлены предложения по использованию дополнительных методов измерений — пассивной спектральной акустики (спектральная шумометрия), температурного моделирования, комплексного анализа данных ПГИ, включающего анализ динамики давления. Это в совокупности значительно повышает достоверность определения

характера нецелевого заводнения и нецелевой добычи. Еще одним фактором, ограничивающим стандартные методы диагностики, является «тенденциозная» аналитика: скважинная термометрия как наиболее информативный метод стандартного геофизического комплекса, имеющий наибольшую глубину, используется в основном на качественном уровне. При этом количественные оценки нецелевой добычи или закачки воды на основе температурного моделирования могут дать недропользователю более полные и достоверные сведения для планирования ремонтных работ.

Нецелевая добыча и закачка ведет к значительному снижению рентабельности разработки, к тому же возрастает риск газонефтеводопроявлений (ГНВП) при бурении транзитных объектов, куда ведется нецелевая закачка. Косвенным последствием является увеличение углеродного следа при разработке проблемных участков зрелого месторождения: согласно международным оценкам [1], каждый кубометр закачанной нецелевой воды несет в себе от 6 до 15 кг избыточного выброса CO₂ (в зависимости от региона). Добыча нецелевого кубометра воды обходится еще дороже за счет необходимости дополнительных затрат энергии на гравитационный лифт воды в скважине. Для снижения углеродного следа при ликвидации нецелевой добычи или закачки воды

критичным является время самого цикла ликвидации: в случае, когда проведение ремонтных работ производится спустя значительное время (несколько лет), избыточный выброс CO₂ может быть значительным.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПАССИВНОЙ СПЕКТРАЛЬНОЙ АКУСТИКИ И ТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЗВОЛИЛИ ЭФФЕКТИВНО ПРОВЕСТИ РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ И СНИЗИТЬ ОБВОДНЕННОСТЬ С 95 ДО 25 %.

КРАТКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ В ИНТЕРВАЛЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

В данной работе приведены примеры исследований и проведенных ремонтных работ на двух нагнетательных скважинах, пробуренных на пласты *a* и *b1* пашийского (D₁) и кыновского (D₀) горизонтов, а также на добывающей нефтяной скважине, пробуренной на отложения бобриковского горизонта. Толщина пластов *a* и *b1* на разрабатываемом участке составляет 3–5 и 2–4 м соответственно. Средняя пористость находится в диапазоне 18–20 %. Отложения бобриковского горизонта в рассматриваемом примере характеризуются средней пористостью около 17 % и вскрытой горизонтальной скважиной длиной около 50 м. Рассмотрены вертикальные, наклонные и горизонтальные скважины, имеющие цементированное окончание. Целевые пласты вскрыты перфорацией.

ОБЗОР ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В РАБОТЕ ТЕХНОЛОГИЙ

Помимо стандартного промыслово-геофизического комплекса в работах использована широкополосная пассивная спектральная акустика (спектральная шумометрия). Метод позволяет значительно повысить информативность промыслово-геофизических исследований по определению интервалов и характера нецелевых поглощений или добычи за счет высокой чувствительности. Характер нецелевых поглощений, в частности, точная геометрия движения флюида в заколонном пространстве по трещине авто-ГРП или нарушениям в цементном камне, имеет ключевое значение для успешности проводимых ремонтных работ по восстановлению герметичности цементного камня. Возможность такого рода диагностики, теоретические предпосылки и практические случаи приведены в работе [2]. Полное описание технологии

пассивной спектральной акустики приведены в работах [3, 4].

ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ

В рамках данной работы представлены типовые примеры по следующим скважинам:

- водонагнетательные скважины зрелого фонда, в которых по проведенному комплексу ПГИ выявлены интервалы, определен характер и оценены объемы нецелевой закачки флюида;
- добывающие вертикальная и горизонтальные скважины, в которых выявлены источники обводнения, а также рекомендованы интервалы ликвидации источников обводнения.

При анализе водонагнетательных скважин помимо определения интервалов нецелевой закачки флюида по данным пассивной спектральной акустики определен характер нецелевого поглощения (по заколонному перетоку или по трещине авто-ГРП), а также оценены объемы нецелевой закачки. Дополнительно по замеренным данным построены диаграммы кривых падения и роста давления в качестве дополнительного диагностического признака характера нецелевого поглощения.

В результате недропользователь скорректировал программы капремонтных скважин, выполненные работы по ним позволили уменьшить долю непроизводительной закачки и осуществить на реагирующих добывающих скважинах более эффективную поддержку пластового давления, получив дополнительный прирост нефтепродукта. В добывающих скважинах проведенные ремонтные работы позволили полностью восстановить рентабельность добычи. Помимо прямых положительных эффектов эти мероприятия позволили снизить углеродный след, оценка которого содержится в приведенных примерах.

Типовые схемы исследований в нагнетательных и добывающих скважинах состояли из замеров в фоновом, в режиме динамики и кратковременно остановленной скважине. При исследовании нагнетательных скважин подача жидкости производилась с водовода, что позволило максимально приблизить профиль приёмистости по тепловому и гидродинамическому режимам к технологическим параметрам. Вызов притока в добывающих скважинах производился компрессированием, для чего предварительно в скважины устанавливалась насосно-компрессорная труба с пусковыми муфтами для поддержания азотного лифта через затрубное пространство.

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

НА ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ Н1

Скважина Н1 Ромашкинского месторождения введена в эксплуатацию с 1997 года.

Скважина обсажена эксплуатационной колонной Ø168 мм, перфорированной в двух интервалах на пашийский горизонт. В среднем приемистость скважины составляла около 150 м³/сут. В предшествующий исследованиям период времени (около шести месяцев) наблюдалось слабое влияние данной скважины на соседние добывающие.

Проведённые промыслово-геофизические исследования на двух режимах нагнетания выявили нецелевую закачку (около 90 %) в нижележащие пласты через негерметичность эксплуатационной колонны. Наиболее очевидным свидетельством места нарушения является высокоамплитудный, локализованный по глубине, широкополосный сигнал на данных спектральной шумометрии

(рис. 1), а также данные термометрии в режиме закачки, свидетельствующие об основном поглощении воды в нижележащие нецелевые пласты. По результатам проведенных ремонтно-изоляционных работ (РИР) (в интервале негерметичности эксплуатационной колонны установлена цементная пробка) восстановлена приемистость целевой зоны и поддержка пластового давления на участке. Анализ динамики работы скважины с учетом проведенных ранее промыслово-геофизических исследований показал, что итоговый объем нецелевой закачки составил не менее 15 тыс. м³ воды (более 230 т избыточного потребления CO₂).

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ВЕРТИКАЛЬНОЙ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ Д1

Вертикальная нефтедобывающая скважина Д1 закончена бурением в отложениях турнейского яруса. Скважина оборудована

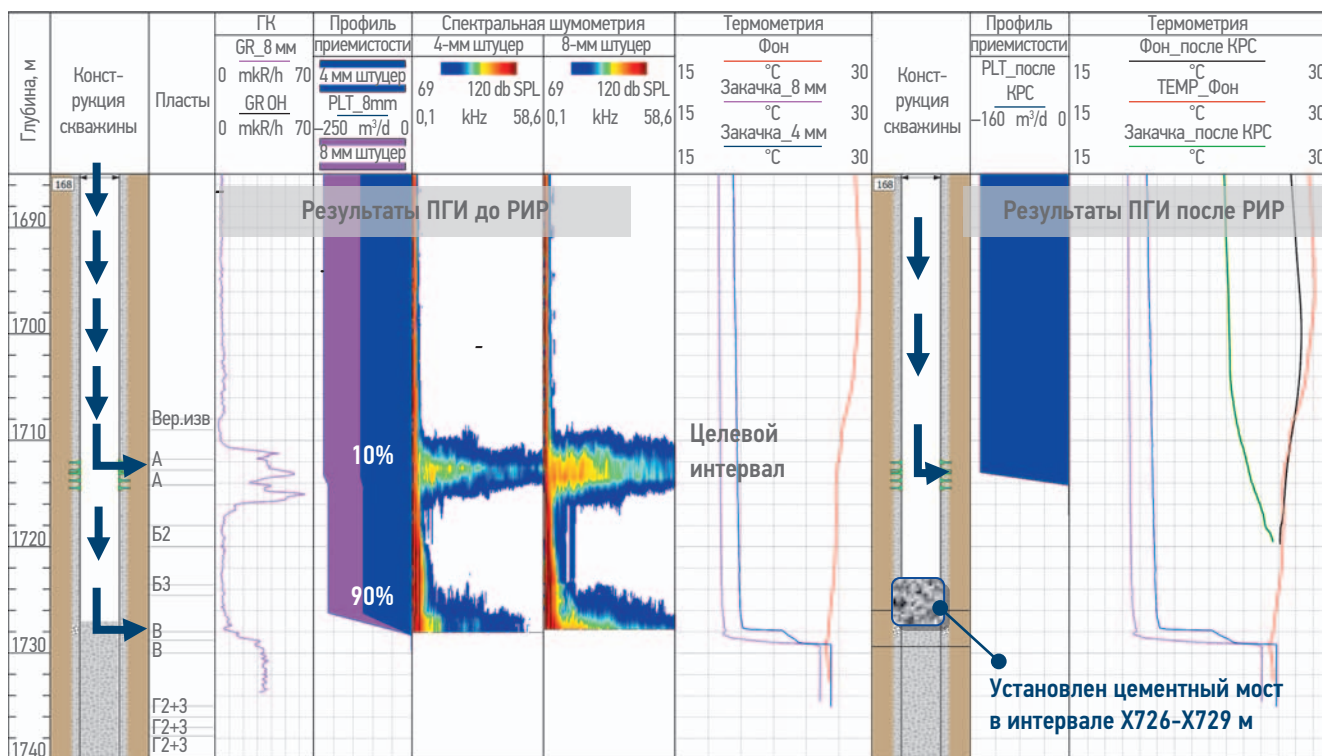


Рис. 1. Результаты промыслово-геофизических исследований на скважине Н1 до и после ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Составлено авторами

Трек №1 — ГК [мкр/ч]; Трек №2 — Профиль приемистости внутри скважины по данным механической расходомерии [м³/сут], синяя кривая — первый режим закачки (4-мм штуцер), розовая — второй режим закачки (8-мм штуцер); Трек №3 — Спектральная шумометрия на первом режиме закачки (4-мм штуцер) [dB]; Трек №4 — Спектральная шумометрия на втором режиме закачки (8-мм штуцер) [dB]; Трек №5 — Термометрия при ПГИ до проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) [°C]. Черная кривая — фоновый замер после КРС (капитальный ремонт скважин); Трек №6 — Профиль приемистости внутри скважины по данным механической расходомерии после проведенных ремонтно-изоляционных работ (РИР) [м³/сут]; Трек №7 — Термометрия при ПГИ после проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) [°C]

Fig. 1. Through-Barrier diagnostics in injection well H1 before and after workover. Prepared by authors

Track №1 — GR [μR/h]; Track №2 — Total injection profile inside the well based on spinner [m³/day], blue curve — the first injection regime (4 mm choke), pink curve — the second injection regime (8 mm choke); Track №3 — Spectral Noise Logging on the first injection regime (4 mm choke) [dB]; Track №4 — Spectral Noise Logging on the second injection regime (8 mm choke) [dB]; Track №5 — Thermometry before workover [°C]; Track №6 — Total injection profile inside the well based on spinner after workover [m³/day]; Track No. 7 — Thermometry after workover [°C]. Black curve is baseline temperature after workover

эксплуатационной колонной Ø168 мм и цементированным хвостовиком Ø114 мм. С самого начала эксплуатации (около 8 месяцев) отмечается повышенная обводненность добываемого продукта (95–99 %). Проведенный расширенный комплекс промыслово-геофизических исследований выявил обширную заколонную циркуляцию воды с вышележащих нецелевых водонасыщенных интервалов (рис. 2), на что указывают интенсивные широкополосные сигналы на данных пассивной спектральной акустики в интервале вышележащих водонасыщенных пластов, а также интенсивные низкочастотные сигналы, связанные с движением воды по нарушениям в цементном камне к интервалам перфорации. Количественная оценка данных термометрии на основе термомоделирования свидетельствует об основном вкладе нецелевых зон (около 60 %), при этом вклад целевой зоны ограничивается 40 %. Приток воды из целевой зоны, вероятно, связан с длительным влиянием

заколонного перетока воды. Данные механической расходомерии (РГД) (левая колонка на рис. 2) выявили приток всего объема воды из верхней перфорации, не позволяя выявить истинный источник обводнения. Помимо основной зоны обводнения данные расширенного комплекса выявили негерметичность эксплуатационной колонны в вышележащих, приуроченных к башмаку технической колонны, водонасыщенных интервалах, однако вклад этого источника в общую обводненность по полученным оценкам невысок. Данные проведенных исследований позволили выявить зоны с наиболее интенсивной заколонной циркуляцией и определить интервалы для последующей ее ликвидации. По результатам проведенных ремонтных работ обводненность снизилась с 95 до 25 %, получена дополнительная добыча нефтепродуктов (рис. 3). Итоговый объем нецелевой добычи составил около 2600 м³ воды (около 0,4 т избыточного CO₂).

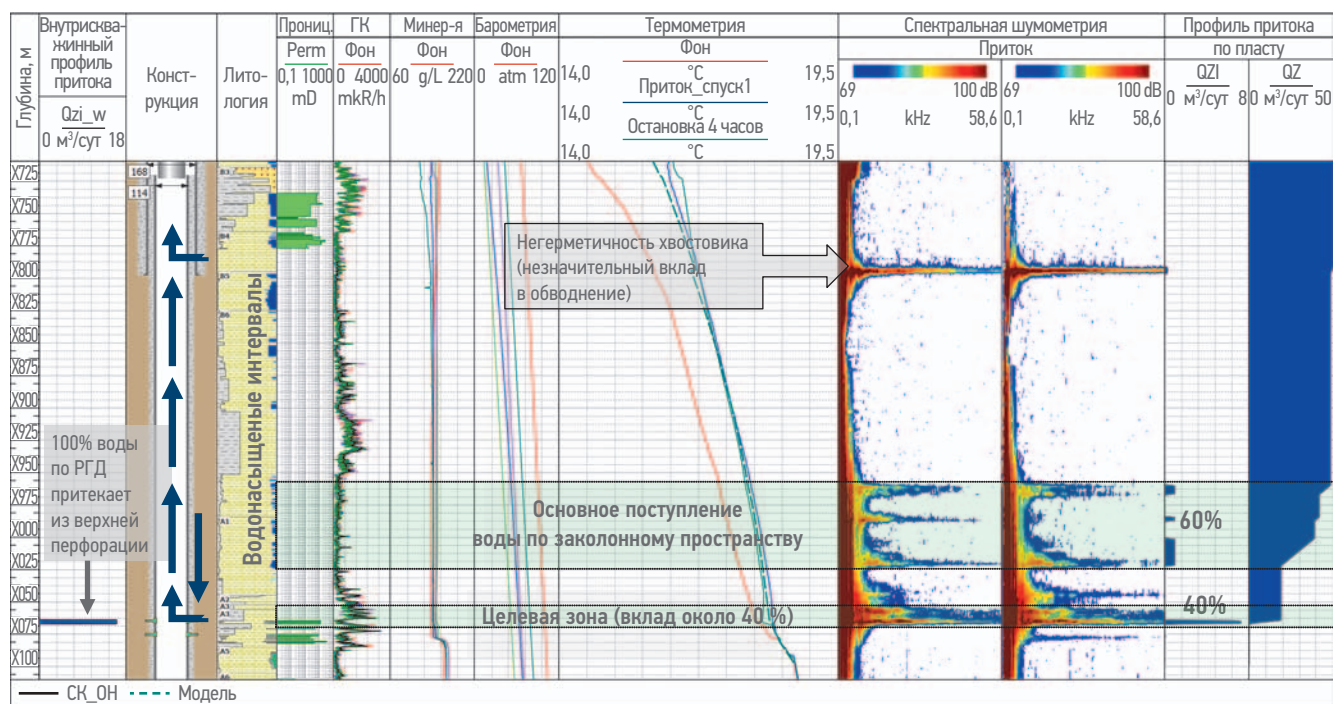


Рис. 2. Результаты промыслово-геофизических исследований на нефтедобывающей скважине Д1. Составлено авторами
Трек №1 — Дифференциальный профиль притока внутри скважины по данным механической расходомерии [м³/сут]; Трек №2 — Конструкция скважины с геометрией потока жидкости.; Трек №3 — Литология; Трек №4 — Проницаемость [мД]; Трек №5 — ГК [мкР/ч]; Трек №6 — Минерализация воды в скважине [г/л]; Трек №7 — Барометрия [атм]; Трек №8 — Термометрия при ПГИ [°С]. Красная кривая — фоновый замер, синяя — замер в режиме притока, зеленая — в остановленном режиме после 4 ч, пунктирная — модельная кривая термометрии по результатам термомоделирования; Трек №9 и 10 — Спектральная шумометрия в режиме притока и после сравнения [дБ]; Трек №11 — Дифференциальный профиль притока по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]; Трек №12 — Интегральный профиль притока по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]

Fig. 2. Through-Barrier diagnostics in oil producer D1. Prepared by authors

Track №1 — Differential inflow profile inside the well according to spinner data [m³/day]; Track №2 — well sketch with fluid flow geometry.; Track №3 — Lithology; Track №4 — Permeability [mD]; Track №5 — GK [μR/h]; Track № 6 — Water mineralization [g/l]; Track №7 — Barometry [atm]; Track №8 — Thermometry during the survey [°C]. The red curve is the background measurement, the blue curve is the measurement in the inflow mode, the green one is transient regime after 4 h of shut-in, the dotted line is the modelled temperature based on temperature modelling ; Tracks №9 & №10 — Spectral Noise Logging in Inflow and Transient [dB]; Track №11 — Differential inflow profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]; Track №12 — Total inflow profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]

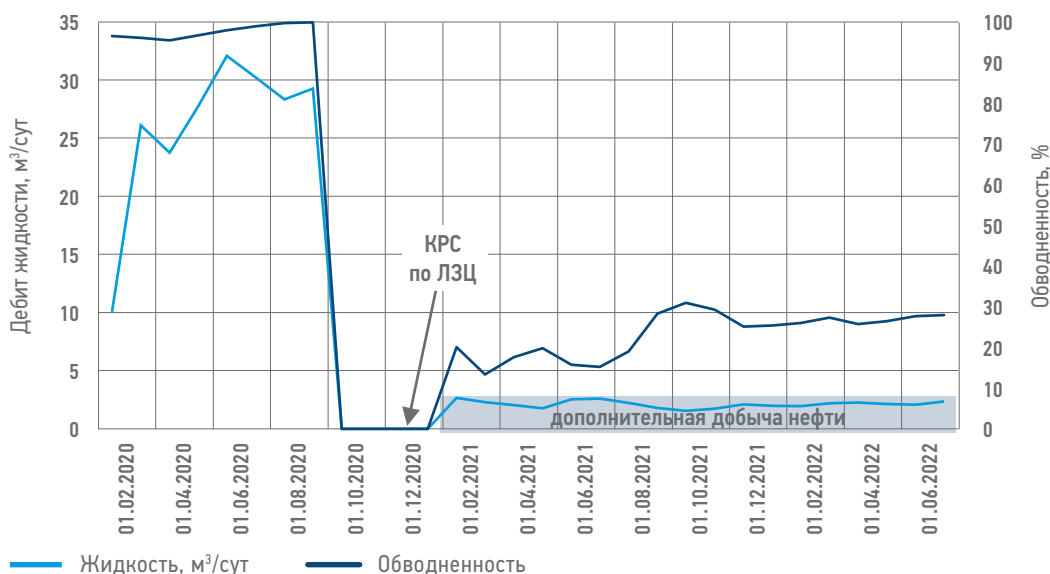


Рис. 3. Динамика работы скважины Д1 после проведенных ремонтно-изоляционных работ. ЛЗЦ — ликвидация заколонной циркуляции. Подготовлено авторами
Fig. 3. Production history plot of production well D1 after workover. Prepared by authors

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

НА ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ Н2

Вертикальная скважина Н2 пробурена введена в эксплуатацию в 1996 г. Эксплуатируется как нагнетательная одновременно на кыновский и пашийский горизонты. В последние годы отмечалось слабое влияние на поддерживаемые геологические объекты соседних нефтедобывающих скважин. Проведенный расширенный комплекс ПГИ выявил значительное поглощение за колонной в нижележащие нецелевые пласты. Приёмистость вскрытых целевых объектов кыновского и пашийского горизонтов оценена как несущественная. Однако для должного планирования ремонтно-изоляционных работ необходимо выявить характер заколонного сообщения: по нарушениям в цементном камне или по трещине авто-ГРП, которое могло сформироваться вследствие кольматации целевых зон и превышения давления гидроразрыва. Согласно данным пассивной спектральной акустики (рис. 4) в интервале глинистой переемычки ниже целевого пласта отмечается интенсивный широкополосный сигнал, характерный для турбулентного движения флюида по трещине авто-ГРП. На наличие трещины авто-ГРП также указывает увеличение гидропроводности на цикле закачки по сравнению с циклом остановки при анализе изменения давления в скважине, что свидетельствует о приобщении дополнительных толщин за счет трещины авто-ГРП. По результатам проведенных исследований в скважину было спущено оборудование

одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) с последующим ограничением закачки на нижний целевой объект. За короткий период времени (2–3 недели) удалось добиться существенного влияния на соседние добывающие скважины, повысив рост продукции и снизив обводненность: на ближайшей добывающей скважине добыча нефти увеличилась до 15 т/сут при этом снижение обводненности составило около 7%. В среднем рост добычи на соседних добывающих скважинах составил около 4 т/сут. По результатам анализа динамики скважины Н2 объем нецелевой закачки составил более 5 тыс. м³ воды (более 0,75 т избыточного CO₂).

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ Д2 БГС

Боковой горизонтальный ствол (БГС) скважины Д2 был пробурен в 2018 году на пласт бобриковского горизонта и обсажен сцементированной колонной Ø 102 мм с фильтром. На этапе освоения обводненность составляла 99%, при этом, согласно каротажу в открытом стволе, уверенно диагностировалось нефтенасыщение. Проведенные стандартные промыслово-геофизические исследования (термометрия и механическая расходомерия) не выявили однозначно источников обводнения.

- По результатам проведенных исследований расширенного промыслово-геофизического каротажа выявлено обширное (более 200 м) заколонное сообщение с вышележащими водонасыщенными

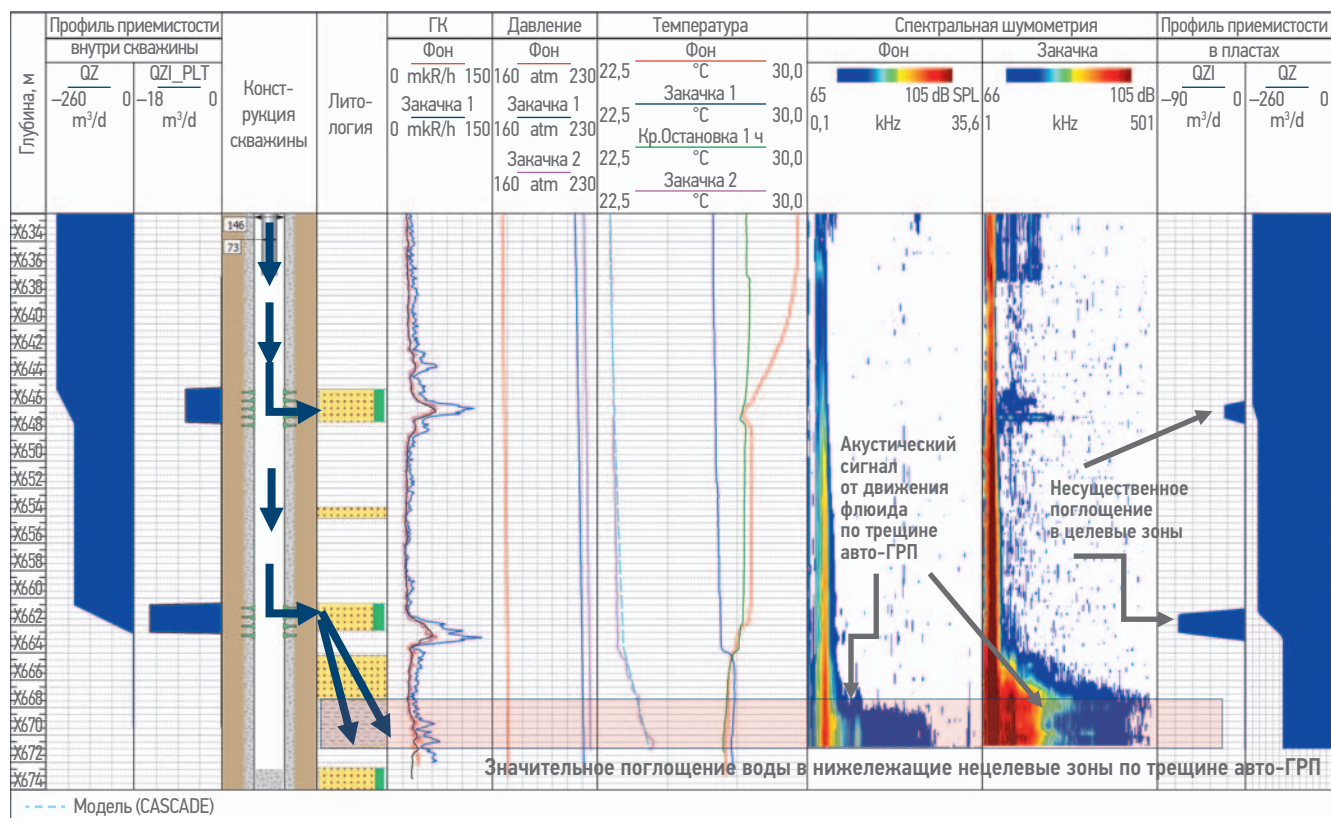


Рис. 4. Результаты промыслово-геофизических исследований на водонагнетательной скважине H2. Составлено авторами
Трек №1 — Интегральный профиль приемистости внутри скважины по данным механической расходомерии [м³/сут]; Трек №2 — Дифференциальный профиль приемистости внутри скважины по данным механической расходомерии [м³/сут]; Трек №3 — Конструкция скважины с геометрией потока жидкости.; Трек №4 — Литология; Трек №5 — ГК [мкР/ч]; Трек №6 — Барометрия [атм]; Трек №7 — Термометрия при ПГИ [°С]. Красная кривая — фоновый замер, синяя — замер в режиме закачки со штуцером, розовая — замер в режиме закачки без штуцера, зеленая — в остановленном режиме после 1 ч, пунктирная — модельная кривая термометрии по результатам термомоделирования; Трек №8 и 9 — Спектральная шумометрия в фоновом и в режиме закачки без штуцера [dB]; Трек №10 — Дифференциальный профиль приемистости по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]; Трек №11 — Интегральный профиль приемистости по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]

Fig. 4. Through-Barrier diagnostics in injection well H2. Prepared by authors

Track №1 — Total injection profile inside the well according to spinner data [m³/day]; Track №2 — Differential injection profile inside the well according to spinner data [m³/day]; Track №3 — Well sketch with fluid flow geometry.; Track №4 — Lithology; Track №5 — GR [μR/h]; Track №6 — Pressure data [atm]; Track №7 — Thermometry during the survey [°C]. The red curve is the background measurement, the blue curve is the measurement in the injection with choke, the pink curve — injection without choke, the green one is transient regime after 1 h of shut-in, the dotted line is the modelled temperature based on temperature modelling ; Tracks №8 & №9 — Spectral Noise Logging in Static and Injection (without choke) conditions [dB]; Track №10 — Differential injection profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]; Track №11 — Total injection profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]

пластами через нарушения в цементном камне (рис. 5), на что указывают интенсивные высокочастотные акустические сигналы в интервале водонасыщенных пластов и низкочастотные сигналы выше интервалов перфорации. При этом данные плотности цемента (4-я колонка, рис. 5) указывают на достаточную плотность цемента в водонасыщенных интервалах, но невысокую плотность цемента ниже нецелевых зон. Вероятно, цементаж в водонасыщенных интервалах происходил в условиях образования микроканалов, что стало следствием нарушения его герметичности. Данные стандартного комплекса (две левые колонки, рис. 5) выявили поступления всей воды из интервалов перфорации. Оперативное проведение

ремонтно-изоляционных работ в рамках этапа освоения позволили снизить обводненность со 99 до 40 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлены результаты проведенных исследований на нефтедобывающих и нагнетательных скважинах расширенным комплексом промыслово-геофизических исследований, в состав которых включены такие методы, как пассивная спектральная акустика и температурное моделирование для количественной оценки объема нецелевой добычи или поглощений. Полученные результаты позволили недропользователю повысить эффективность заводнения, восстановить

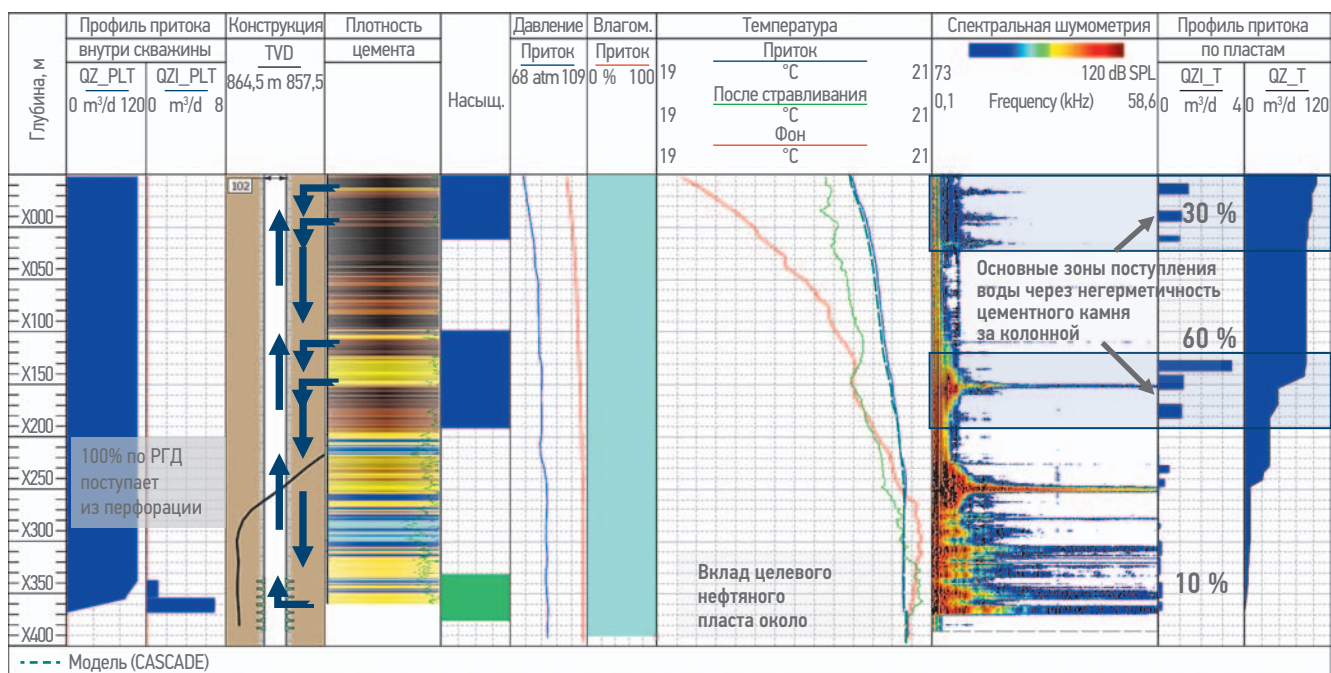


Рис. 5. Результаты промыслово-геофизических исследований на горизонтальной нефтедобывающей скважине Д2. Составлено авторами
Трек №1 — Интегральный профиль притока внутри скважины по данным механической расходомерии [м³/сут]; Трек №2 — Дифференциальный профиль притока внутри скважины по данным механической расходомерии [м²/сут]; Трек №3 — конструкция скважины с геометрией потока жидкости.; Трек №4 — карта плотностей цемента; Трек №5 — Насыщение: синяя заливка — преимущественно вода, зеленая заливка — преимущественно нефть; Трек №6 — Барометрия [атм]; Трек №7 — Влагометрия: голубая заливка — вода; Трек №8 — Термометрия при ПГИ [°C]. Красная кривая — фоновый замер, синяя — замер в режиме притока, зеленая — замер после стравливания, пунктирная — модельная кривая термометрии по результатам термомоделирования; Трек №9 — Спектральная шумомерия в режиме притока [dB]; Трек №10 — Дифференциальный профиль притока по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]; Трек №11 — Интегральный профиль притока по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]

Fig. 5. Through-Barrier diagnostics in oil producer D2. Prepared by authors

Track №1 — Total flow profile inside the well according to spinner data [m³/day]; Track №2 — Differential flow profile inside the well according to spinner data [m³/day]; Track №3 — Well sketch with fluid flow geometry.; Track №4 — Cement map; Track №5 — Saturation: blue — water, green — oil; Track №6 — Pressure data [atm]; Track №7 — Water holdup: blue — water.; Track №8 — Thermometry [°C]. The red curve is the background measurement, the blue curve is the measurement in the inflow mode, the green one is after bleed-off, the dotted line is the modelled temperature based on temperature modelling; Tracks №9 — Spectral Noise Logging in Inflow [dB]; Track №10 — Differential inflow profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]; Track №11 — Total inflow profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]

рентабельность добычи и уменьшить углеродный след:

- Нефтедобывающая скважина Д1: обводненность снижена с 95 до 25 %. Итоговый объем нецелевой добычи составил около 2600 м³ воды (около 0,4 т избыточного CO₂).
- Водонагнетательная скважина Н1: за короткий период времени (2–3 недели) удалось добиться существенного влияния на соседние добывающие скважины. На ближайшей добывающей скважине добыча нефти увеличилась до 15 т/сут при этом снижение обводненности

- составило около 7 %. Рост добычи на соседних добывающих скважинах составил в среднем около 4 т/сут. Объем нецелевой закачки составил более 5 тыс. м³ воды (более 0,75 т избыточного CO₂). Нецелевая закачка посредством авто-ГРП ограничена введением ОРЗ.
- Горизонтальная (БГС) нефтедобывающая скважина Д2: обводненность снижена с 99 до 40 %. Объем нецелевой добычи незначителен ввиду оперативного (сразу после бурения и освоения) проведения ремонтно-изоляционных работ.

Список литературы

1. Tgt [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://tgtiagnostics.com/decarbonise-page/water-management/>
2. Doszhan Yeleussinov et al. Vertical Fracture Monitoring by Multi-Rate Through-Barrier Diagnostics // SPE-207067, paper was prepared for presentation at the SPE Annual Caspian Technical Conference scheduled to be held virtually on 5–7 Oct 2021. P. 4.
3. Асланян А.М. и др. Мониторинг и прогноз изменения мультифазного профиля притока по данным расширенного комплекса ПГИ в процессе эксплуатации горизонтальных скважин нефтяных оторочек // SPE-191560, Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 22–24 октября 2018. С. 6.
4. Kantyukov R, Grishin D, Nikitin R, Aslanyan A. et al. An Integrated Approach to the Integrity Diagnostics of Underground Gas Storage Wells // SPE-188656-MS was presented at ADIPEC in Abu Dhabi, UAE, 13–16 November 2017. P. 5.

References

1. Tgt [Electronic resource]. — Access: <https://tgtdiagnostics.com/decarbonise-page/water-management/>
2. Doszhan Yeleussinov et al. Vertical Fracture Monitoring by Multi-Rate Through-Barrier Diagnostics. SPE-207067, paper was prepared for presentation at the SPE Annual Caspian Technical Conference scheduled to be held virtually on 5–7 Oct 2021.
3. Aslanyan I. et al. Water Source Identification and Inflow Profile Determination in Horizontal Wells after Multistage Hydraulic Fracturing Using Passive Location Method and Temperature Modelling. SPE-191560-MS, SPE Russian Petroleum Technology Conference. — 2018. P. 6. <https://doi.org/10.2118/191560-18RPTC-MS>
4. Kantyukov R., Grishin D., Nikitin R., Aslanyan A. et al. An Integrated Approach to the Integrity Diagnostics of Underground Gas Storage Wells // SPE-188656-MS was presented at ADIPEC in Abu Dhabi, UAE, 13–16 November 2017. P. 5.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.М. Нагимов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи и рисунки и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Лутфуллин — разработал общую концепцию статьи и утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.С. Каримов — подготовил текст статьи и рисунки и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Р. Мухлиев — подготовил текст статьи и рисунки и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Трусов — подготовил текст статьи, утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vener M. Nagimov — developed the article general concept, prepared the text and pictures and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Azat A. Lutfullin — developed the article general concept, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ildar S. Karimov — prepared the text and pictures and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ilnur R. Mukhliev — prepared the text and pictures of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexander V. Trusov — prepared the text of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Венер Морисович Нагимов* — кандидат технических наук, эксперт геологического отдела, ООО «ТГТ Сервис»
420108, Россия, г. Казань, ул. Магистральная, д. 59/1.
e-mail: vener.nagimov@tgtdiagnostics.com

Азат Абузарович Лутфуллин — кандидат технических наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»
423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.
e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

Ильдар Сиринович Каримов — начальник Управления ГТМ СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»
423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.
e-mail: karimovis@tatneft.ru

Ильдар Рашитович Мухлиев — начальник отдела планирования и геологического сопровождения бурения — заместитель начальника Управления ГТМ СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»
423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.
e-mail: MuhlievIR@tatneft.ru

Александр Валерьевич Трусов — менеджер по продажам ООО «ТГТ Сервис»
420108, Россия, г. Казань, ул. Магистральная, д. 59/1.
e-mail: alexander.trusov@tgtdiagnostics.com

Vener M. Nagimov* — Cand. Sci. (Techn.), Expert of the Geological Department, TGT Service LLC
59, Magistralnaya str., 420108, Kazan, Russia.
e-mail: vener.nagimov@tgtdiagnostics.com

Azat A. Lutfullin — Cand. Sci. (Techn.), Deputy head of the Field Development Department in Tatneft
75, Lenina str., 423450, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

Ildar S. Karimov — Head of the Department of Geological and Technical Operations in Tatneft
75, Lenina str., 423450, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: karimovis@tatneft.ru

Ilnur R. Mukhliev — Head of the Planning and Drilling Geological Support Department in Tatneft
75, Lenina str., 423450, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: MuhlievIR@tatneft.ru

Alexander V. Trusov — Technical sales manager in TGT Service LLC
59, Magistralnaya str., 420108, Kazan, Russia.
e-mail: alexander.trusov@tgtdiagnostics.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



МОНИТОРИНГ И АНАЛИЗ СОБЫТИЙ В СКВАЖИНАХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ИНТЕРВАЛОВ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН

© Коллектив авторов,
2023



Д.В. Бадажков^{1,2,*}, И.Г. Иваношук³, Н.К. Каюров⁴, М.Г. Козлов⁴, Е.В. Павлов⁴

¹ООО «Смарт Алгоритмс», РФ, Новосибирск

²Новосибирский государственный технический университет, РФ, Новосибирск

³ООО «Иркутская Нефтяная Компания», РФ, Иркутск

⁴Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

Электронный адрес: info@smartalgorithms.ru

Введение. В статье рассматривается многостадийный гидравлический разрыв пласта (ГРП) и его мониторинг в реальном времени с сопутствующим анализом событий в скважине и определением интервалов развития трещин. Данный подход позволяет без остановки процесса проведения ГРП проводить оперативную оценку качества текущей работы, а именно: определение негерметичности обводнения, позиционирование зоны развития трещины ГРП и ряд других параметров.

Цель. Демонстрация подхода, позволяющего проводить анализ событий при проведении ГРП в реальном времени на основе разработанного проприетарного программно-аппаратного комплекса.

Материалы и методы. В качестве базового подхода была разработана технология и структурно проработаны блоки предлагаемой технологии, состоящие из датчика регистрации давления, электронного устройства сбора данных, программного обеспечения по оцифровке данных и упаковки их на сервере, программного и алгоритмического обеспечения по анализу и интерпретации записанных данных.

Результаты. Авторы показывают опыт использования разработанной технологии на примере реальных измерений выполненных при проведении ГРП, полученные результаты позволяют сделать вывод о работоспособности технологии и удобстве использования данного подхода по сравнению с технологиями, требующими спуска измерительных устройств на забой скважины. Сравнительный анализ с одной из применяемых референсных технологий показал близкие результаты, в пределах текущей погрешности описываемого метода, и это позволяет использовать технологию при массовом мониторинге работ ГРП.

Заключение. Опыт использования разработанной технологии показывает необходимость дальнейшего накопления количества данных, позволяющего на основе накопленной статистики повысить точность интерпретации. Проведение нескольких работ на каждом конкретном месторождении и при определенной конструкции скважины позволяет провести калибровку разработанных алгоритмов далее поставить мониторинг на поток с использованием минимального объема дополнительной информации по скважине.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП), контроль давления на устье скважины, устройство сбора данных (УСД), скважина, стадия ГРП, закачка, исследования, опытные работы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа по математическому моделированию выполнена при поддержке Министерства науки и образования, номер проекта FSUS-2022-0020.

Для цитирования: Бадажков Д.В., Иваношук И.Г., Каюров Н.К., Козлов М.Г., Павлов Е.В. Мониторинг и анализ событий в скважинах при проведении ГРП с определением интервалов развития трещин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):73–80. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-73-80>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

MONITORING AND EVENTS ANALYSIS IN WELLS WHILE FRACTURING AND IDENTIFICATION OF FRACTURE DEVELOPMENT INTERVALS

Dmitry V. Badazhkov^{1,2,*}, Igor G. Ivanoshchuk³, Nikita K. Kayurov⁴, Mikhail G. Kozlov⁴, Evgeny V. Pavlov⁴

¹LLC "Smart Algorithms", RF, Novosibirsk

²Novosibirsk State Technical University, RF, Novosibirsk

³LLC "Irkutsk Oil Company", RF, Irkutsk

⁴Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

E-mail: info@smartalgorithms.ru

Introduction. The article discusses multi-stage hydraulic fracturing (FRACKING) and its monitoring in real time with accompanying analysis of events in the well and determination of fracture development intervals. This approach makes it possible to carry out an operational assessment of the quality of current work without

stopping the hydraulic fracturing process, namely: determining the leakiness of equipment, positioning the fracture development zone of hydraulic fracturing and a number of other parameters.

Goal. The purpose of this work is to demonstrate an approach that allows for the analysis of events during hydraulic fracturing in real time based on the developed proprietary software and hardware complex.

Materials and methods. As a basic approach, the technology was developed and the blocks of the proposed technology were structurally worked out, consisting of a pressure recording sensor, an electronic data acquisition device, software for digitizing data and packaging them on a server, software and algorithmic software for analyzing and interpreting recorded data.

Results. The authors show the experience of using the developed technology on the example of real measurements performed during hydraulic fracturing, the results obtained allow us to conclude about the efficiency of the technology and the convenience of using this approach in comparison with technologies requiring the descent of measuring devices to the bottom of the well. A comparative analysis with one of the applied reference technologies showed similar results, in the aisles of the current error of the described method, and this allows the technology to be used for mass monitoring of hydraulic fracturing operations.

Conclusion. The experience of using the developed technology shows the need for further accumulation of the amount of data, which makes it possible to improve the accuracy of interpretation based on the accumulated statistics. Carrying out several operations at each specific field and with a certain well design allows you to calibrate the developed algorithms and then put monitoring on stream using a minimum amount of additional information on the well.

Keywords: hydraulic fracturing (hydraulic fracturing), multistage hydraulic fracturing (MHF), pressure monitoring at the wellhead, data acquisition device (DAD), well, hydraulic fracturing stage, injection, research, experimental work

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Funding: the work on mathematical modeling was carried out with the support of the Ministry of Science and Education, project number FSUS-2022-0020.

For citation: Badazhkov D.V., Ivanoshchuk I.G., Kayurov N.K., Kozlov M.G., Pavlov E.V. Monitoring and events analysis in wells while fracturing and identification of fracture development intervals. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):73–80. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-73-80>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Активное управление процессом ГРП при выполнении работ становится одной из основных тенденций, набирающих популярность на рынке услуг по проведению ГРП [1]. Компании, работающие в сфере гидроразрыва пласта, внедряют передовые технологии, такие как системы слежения и 3D-визуализации в реальном времени, автоматизируют процесс, используют другие технологии, повышающие эффективность проводимых работ. Например, в октябре 2020 года компания Halliburton, активный участник рынка, представила первую интеллектуальную автоматизированную систему гидроразрыва пласта, которая управляет процессом закачки, позволяя получать оптимальную геометрию трещин ГРП и предотвращать интерференции с соседними скважинами. Система позволяет в режиме реального времени интегрировать данные со всех доступных датчиков, на основании этих данных строить 3D-виртуальную модель полученной системы трещин и активно управлять процессом закачки для достижения оптимального результата. В этой связи любые дополнительные предложения, позволяющие

контролировать качество проведения ГРП как в реальном времени, так и по окончании работы ГРП, будут в тренде текущих вызовов. В настоящей работе предложена технология, позволяющая проводить анализ отраженных волн при выключении насосов ГРП в режиме реального времени по высокочастотным данным с датчика давления, регистрируемым на устье скважины. Ряд зарубежных компаний (Packers Plus, ConocoPhillips, Schlumberger) также предлагают похожие решения, направленные на внутренний рынок страны применения. Доступная литература очень поверхностно описывает методы, с помощью которых достигаются эти результаты [2–6], что заставило авторов выполнить самостоятельную разработку [7]. Предлагаемая в настоящей работе технология адаптирована под российский рынок, и позволяет непрерывно записывать данные давления на устье скважины с частотой сбора до 3 кГц и проводить анализ на выборочном интервале по требованию.

ЦЕЛЬ

Целью настоящей работы является демонстрация подхода, позволяющего

проводить анализ событий при проведении ГРП в реальном времени на основе разработанного проприетарного программно-аппаратного комплекса.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Частичная или полная остановка насосов ГРП создает волну разрежения, которая распространяется от поверхности и обратно вдоль скважины, отражаясь от встречаемых препятствий: например, в месте перехода от НКТ на хвостовик, на входе в трещину ГРП, в интервалах негерметичности и т.д. Все это создает суперпозицию затухающих отражений, регистрируемых на устье скважины. Схематическое изображение распространения волн давления в скважине при остановке насосов ГРП представлено на **рис. 1**.

Регистрация данных на устье скважины проводилась с использованием стандартных датчиков регистрации давления ГРП на поверхности. Структурная блок-схема технологии представлена на **рис. 2** и состоит из нескольких основных частей. В систему сбора данных и их первичной обработки

наряду с датчиком давления входит устройство сбора данных (УСД), которое оцифровывает аналоговый сигнал и сжимает данные. Передача данных для анализа может осуществляться несколькими способами. При наличии устойчивой связи передача зашифрованных данных происходит непосредственно на удаленный сервер, при отсутствии связи применяется альтернативный способ — доступ к УСД и скачивание зашифрованных данных на внешний носитель с последующей передачей по e-mail.

Далее выполняется анализ и интерпретация данных. Общая структура алгоритмов анализа состоит из пяти основных блоков.

- 1) Блок предобработки данных, основная цель которого — выделение интервалов полезного сигнала из непрерывной временной записи и фильтрация шумов. Выделение полезного сигнала происходит как в полуавтоматическом, так и в ручном режиме.
- 2) Блок обработки выделенного интервала полезного сигнала — состоит из нескольких алгоритмов (вейвлет-анализ, алгоритмы частотного анализа преобразования Фурье), позволяющих вычислять время

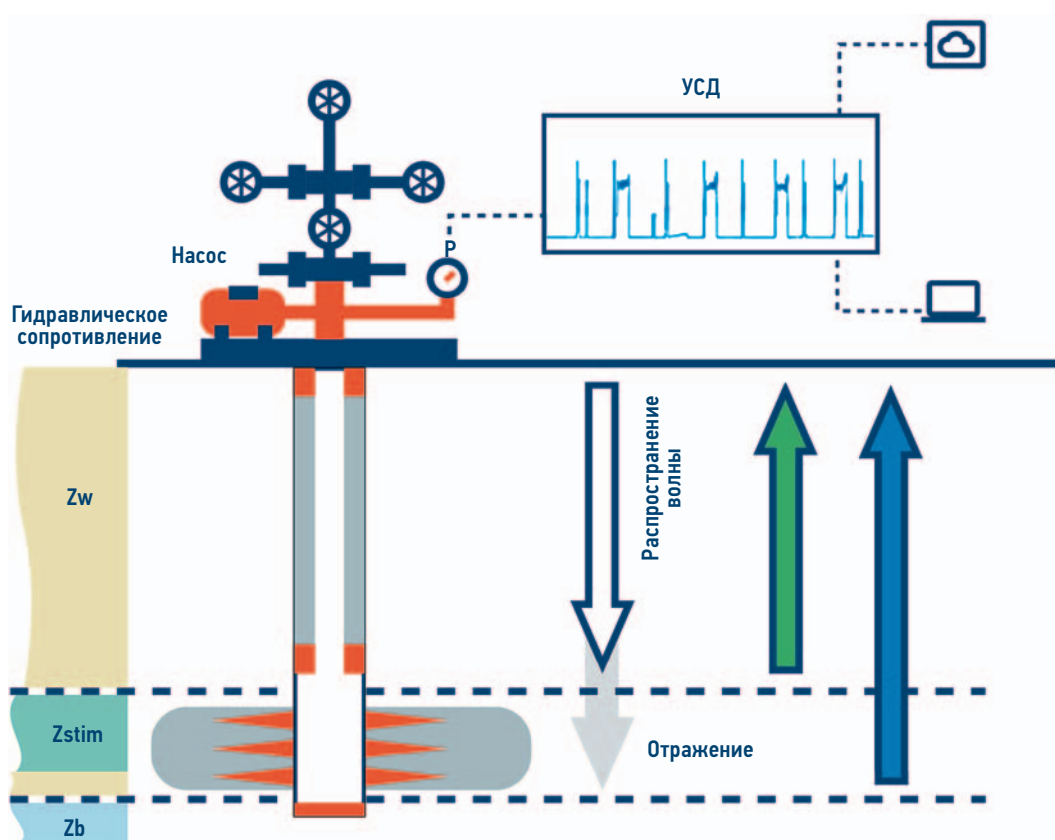


Рис. 1. Схематическое изображение распространения волн давления в скважине при остановке насосов ГРП и непрерывной регистрации давления на устье скважины с дальнейшей передачей информации в устройство сбора данных (УСД). Составлено авторами

Fig. 1. Schematic representation of the propagation of pressure waves in the well when the hydraulic fracturing pumps are stopped and the pressure is continuously recorded at the wellhead with further transmission of information to the data acquisition device (DAD). Prepared by the authors

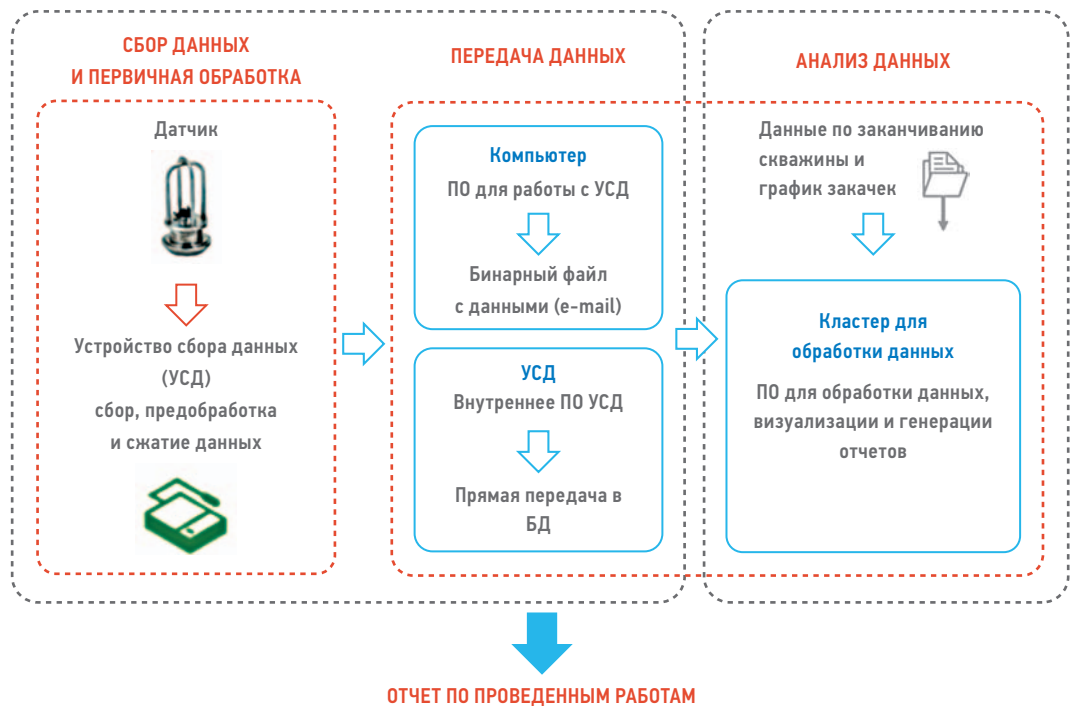


Рис. 2. Структурная блок-схема технологии. Составлено авторами
 Fig. 2. Structural block diagram of the technology. Prepared by the authors

прохождения отраженной волны от датчика давления на устье скважины до точки отражения.

- 3) Блок калибровки, позволяющий из результатов расчета, полученных в предыдущем блоке, а также при наличии дополнительной информации рассчитать глубину регистрируемых событий. Под дополнительной информацией в данном случае подразумевается конструкция скважины, расписание закачек ГРП, история работ ГРП (использование настоящей технологии на соседних скважинах). Эта информация позволяет построить ряд калибровочных моделей, которые, основываясь на всей совокупности этой информации и используя прямое и вероятностно-статистическое моделирование, позволяет оценить глубину точки отражения в скважине.

РАЗРАБОТАННАЯ АВТОРАМИ ТЕХНОЛОГИЯ ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧАТЬ НЕПРЕРЫВНЫЕ ДАННЫЕ ДАВЛЕНИЯ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ И ПРОВОДИТЬ АНАЛИЗ ОТРАЖЕННЫХ ВОЛН ПРИ ВЫКЛЮЧЕНИИ НАСОСОВ ГРП.

- 4) Блок итераций, объединяющий все данные и позволяющий в автоматическом режиме сформировать на основе анализируемого случая корректную модель.
- 5) Блок генерации отчетов по проведенной работе, включающий выгрузку

по требованию всей расчетной информации в заданный формат.

РЕЗУЛЬТАТЫ

На основе разработанного проприетарного программно-аппаратного комплекса был проведен ряд опытных работ, при которых технология перешла на этап промышленного применения. На рис. 3 представлен результат обработки данных пятистадийного МГРП с муфтами, активируемыми шарами. Для каждого интервала закачки располагались слева направо как замещение, мини-ГРП, основной ГРП. В данном примере все закачки попали в свой целевой интервал.

При анализе гидроудара зачастую вид сигнала имеет разную форму, которая либо затрудняет, либо облегчает обработку. Форма сигнала зависит от разных факторов, таких как общая добротность системы (например, большая вязкость приводит к большему затуханию сигнала), наличие множественных переотражений в скважине или/и плохая приемистость пласта. На рис. 4 представлены примеры «хорошего» 4(а) и «плохого» 4(в) сигнала для анализа. Зачастую для анализа «плохого» сигнала требуются дополнительные алгоритмы или даже серия новых дополнительных закачек, чтобы уменьшить неопределенность.

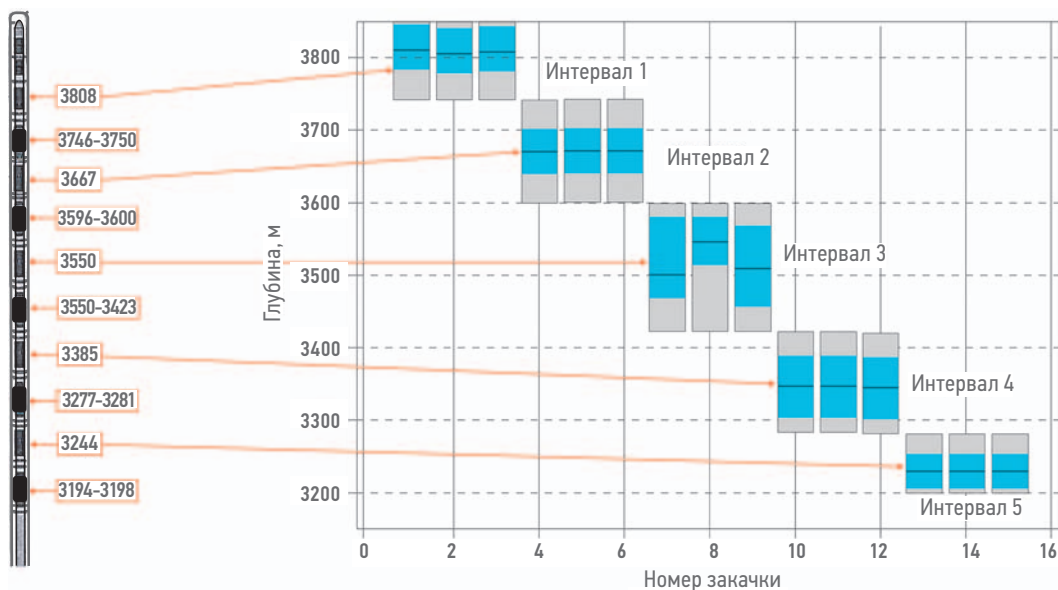


Рис. 3. Пример результата расчета по разработанным алгоритмам. Синим цветом показана неопределенность рассчитанного результата. Синяя линия — сам результат положения точки входа жидкости. Квадратные прямоугольники — это интервалы между пакерами. Составлено авторами

Fig. 3. An example of the calculation result, according to the developed algorithms. The blue color shows the uncertainty of the calculated result. The blue line is the result of the position of the liquid entry point itself. Square rectangles are the intervals between packers. Prepared by the authors

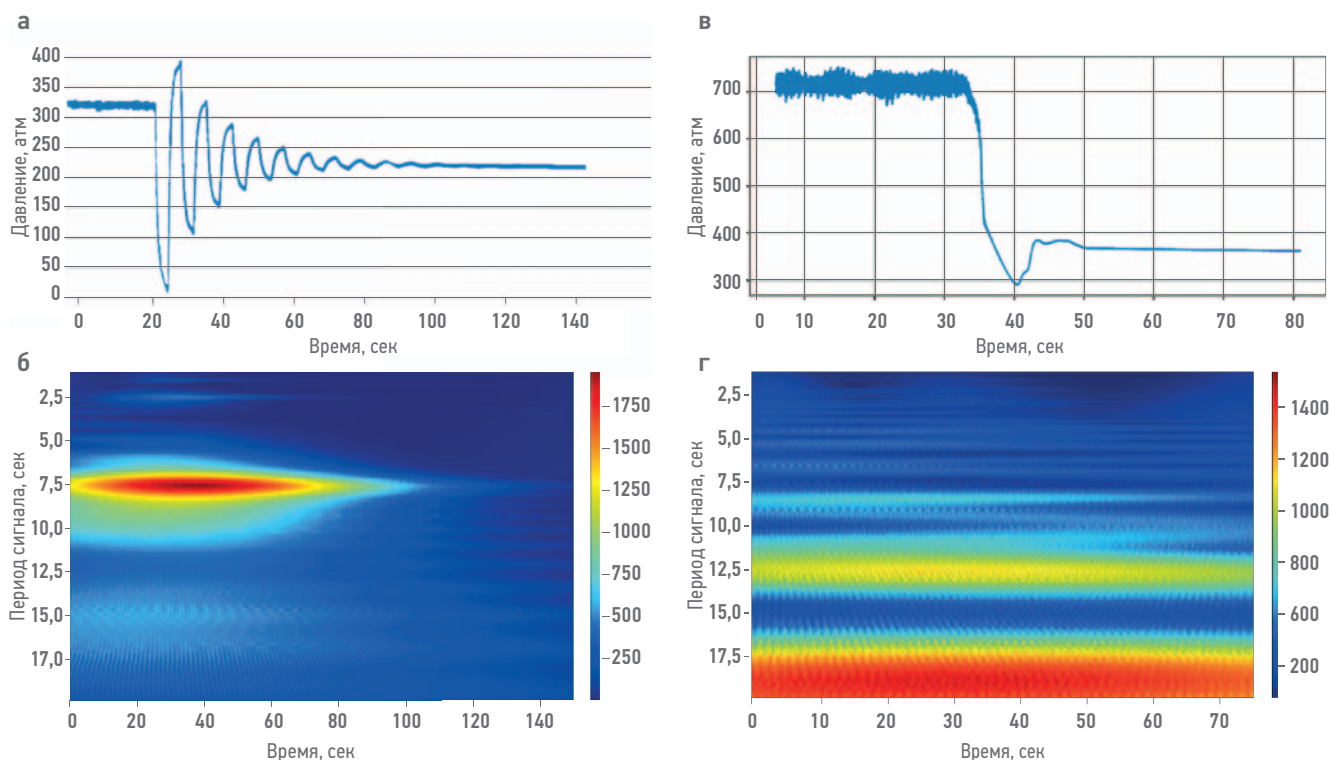


Рис. 4. Примеры «хорошего» (а) и «плохого» (в) гидроударов и их спектры вейвлет-преобразования (б, г). Сигналы зарегистрированы на устье скважины после остановки насосов ГРП, частота дискретизации сигналов 3 кГц. Составлено авторами

Fig. 4. Examples of «good» (a) and «bad» (v) hydraulic hammers and their wavelet transform spectra (б, г). Signals are registered at the wellhead after the hydraulic fracturing pumps stop, the sampling frequency of the signals is 3 kHz. Prepared by the authors

ПРИМЕР ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ХВОСТОВИКА

Во время проведения пятистадийного МГРП оператор получил нетипичное поведение

кривой падения давления после предполагаемой активаций муфты ГРП №2 с применением серии дополнительных закачек (ГВЗД), при этом не было получено в явном

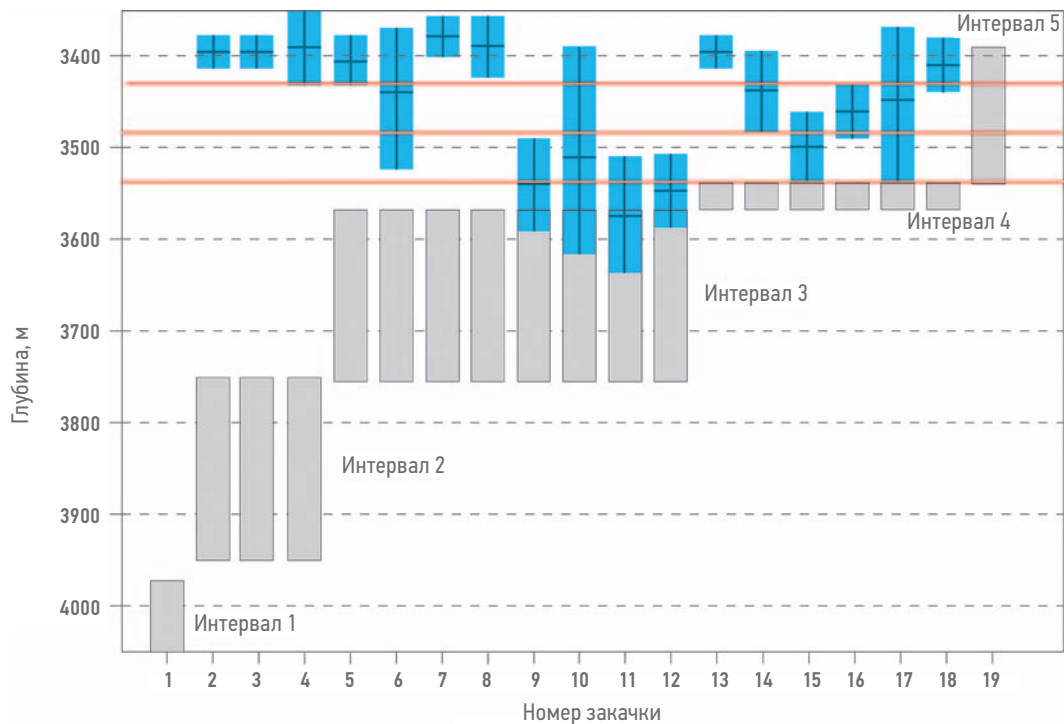


Рис. 5. Пример по детектированию негерметичности хвостовика (зоны неопределенности, помеченные синим цветом) и сравнение с данными шумометрии. Квадратные прямоугольники — интервалы между пакерами. Составлено авторами

Fig. 5. Liner leakage intervals determination (uncertainty zones marked in blue) and comparison with Spectral noise logging data. Square rectangles are the intervals between packers. Prepared by the authors

виде характерного поведения давления, связанного с активацией шаровой муфты ГРП, на устье скважины. Серия тестовых закачек и сброс шаров для активации 3–4-й стадии также не показали характерный сигнал активации шаровых муфт ГРП. Все закачки с момента получения нештатной активации муфты ГРП №2 велись с записью данных на УСД с дальнейшим анализом результатов разработанными алгоритмами. Был проведен ряд дополнительных закачек со 2-й по 18-ю для получения данных по интервалам утечек жидкости в пласт, результаты представлены на **рис. 5**. Результаты показали следующее:

- 1) закачки 2–8 детектированы в одной точке ~3400 м;
- 2) закачки 9–12 детектированы на ~3500 м;
- 3) закачки 13–18 детектированы на ~3450 м.

По окончании работ проведен ГИС на ГНКТ под закачкой (шумометрия), результаты показаны в **табл. 1**.

Таблица 1. Результаты ГИС на ГНКТ под закачкой (шумометрия)
Table 1. Spectral noise logging with coiled tubing while pumping result

Номер	Интервал приемистости, м	Приемистость, %	Приемистость, м ³ /сут
1	3443-3444	30	86
2	3489-3489	37	107
3	3519-3520	33	95

Интервалы приемистости, полученные по результатам шумометрии, представлены на **рис. 5** в виде горизонтальных красных линий. Видно хорошее совпадение с результатами, полученными по технологии, представленной в настоящей работе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложена методика, на основе которой проведен анализ работ ГРП на более чем двадцати скважинах. Разработаны аппаратная часть методики, математические алгоритмы обработки сигнала и программное обеспечение. Предложенная методика может быть эффективно использована во время работы ГРП:

- Для определения открытия портов МГРП, в том числе для подтверждения открытия порта ГРП в заданной зоне; определения основной зоны утечек выше порта ГРП (сброс неверного шара, нештатное срабатывание, негерметичность хвостовика, негерметичность НКТ и пр.), определение наличия приемистости ниже порта ГРП («прострел шара», разрушение муфты ГРП).
- Для проведения повторных МГРП, в том числе для подтверждения закачки ГРП в заданный интервал (компоновки с закрываемыми портами), определения

работы отклонителя при повторных ГРП на незакрываемые порты/зоны перфорации, контроля работ ГРП с использованием модифицированных гидropескоструйных перфораторов (ГРП с ГПП).

- Для мониторинга работ по технологии Plug-and-Perf, в том числе для подтверждения основных зон развития трещины, наличия негерметичности пробки, наличия негерметичности эксплуатационной колонны.

- Для определения интервала развития трещины при «слепо́м ГРП» на ГС с фильтром; для контроля последовательной стимуляции нескольких зон с использованием отклонителя на ГС с фильтром.
- Для резервирования и хранения данных в УСД для последующего анализа или перерасчета проведенных работ, что позволяет проводить «каналлиз по требованию» после окончания работ.

Список литературы / References

1. Hydraulic Fracturing Global Market Report 2022: https://www.reportlinker.com/p06286061/Hydraulic-Fracturing-Global-Market-Report.html?utm_source=GNW
2. Holzhausen G.R., Gooch R.P. Impedance of Hydraulic Fractures: Its Measurement and Use for Estimating Fracture Closure Pressure and Dimensions. Paper presented at the SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, USA, 1985. SPE-13892-MS.
3. Parkhonyuk S., Fedorov A., Kabannik A., Korkin R., Nikolaev M., Tsygulev I. Real-Time Interpretation of Leak Isolation with Degradable Divertor Using High Frequency Pressure Monitoring. SPE-182451-MS.
4. Panjaitan M.L., Moriyama A., McMillan D., Dunaeva A., Rutledge L., Xu J., Parkhonyuk S., Kabannik A., Korkin R., Warren M., Shanmugam V. Qualifying Diversion in Multi Clusters Horizontal Well Hydraulic Fracturing in Haynesville Shale Using Water Hammer Analysis, Step-Down Test and Microseismic Data. SPE-189850-MS.
5. Childers D.G., Skinner D.P., Kemerait R.C. The cepstrum: a guide to processing // N.-Y.: Processing of IEEE, vol. 65, #10, 1977. — 16 p.
6. Tribolet J.M., Oppenheim A.V. 1977, Deconvolution of seismic data using homomorphic filtering: Massachusetts Institute of Technology: Cambridge, Research Lab of Electronics.
7. Бадажков Д.В., Шевцов Г.В., Иванощук И.Г. Методика идентификации и позиционирования аварий на скважине по анализу давления на устье скважины во время работ по проведению ГРП // Нефть. Газ. Новации. 2022. — 1 (253). — С. 67–69. [Badazhkov D., Shevtsov G., Ivanoshuk I. Method to identify and position the well-bore accidents by wellhead pressure analysis during hydro-fracturing operations // Neft. Gas. Novacii. 2022, no. 1 (253), pp. 67–69.]

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

Н.К. Каюров — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

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

Dmitry V. Badazhkov — 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.

Igor G. Ivanoshchuk — 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

Nikita K. Kayurov — 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.

Mikhail G. Kozlov — 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.

Evgeny V. Pavlov — 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

Дмитрий Викторович Бадажков* — кандидат технических наук, директор, ООО «Смарт Алгоритмс»; старший преподаватель, Новосибирский государственный технический университет
630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Инженерная, д. 20, офис 1, этаж 3.
630073, Россия, г. Новосибирск, пр-кт Карла Маркса, д. 20.
e-mail: info@smartalgorithms.ru

Игорь Григорьевич Иванощук — эксперт по ГРП и новым технологиям, ООО «Иркутская нефтяная компания»
664007, Россия, г. Иркутск, Большой Литейный пр-кт, д. 4.
e-mail: ivanoshchuk_ig@irkutskoil.ru

Михаил Геннадьевич Козлов — кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, Новосибирский государственный университет
630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2.
e-mail: M.kozlov@g.nsu.ru

Никита Константинович Каюров — научный сотрудник, Новосибирский государственный университет
630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2.
e-mail: n.kayurov@g.nsu.ru

Евгений Владимирович Павлов — кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Новосибирский государственный университет
630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2.
e-mail: E.Pavlov@g.nsu.ru

Dmitry V. Badazhkov* — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Director, LLC "Smart Algorithms"; Senior lecturer, Novosibirsk State Technical University floor 3, office 1, 20 Engineering str., 630090, Novosibirsk, Russia.
20, Karl Marx ave., 630073, Novosibirsk, Russia.
e-mail: info@smartalgorithms.ru

Igor G. Ivanoshchuk — Expert on hydraulic fracturing and new technologies, LLC Irkutsk Oil Company
4 Bolshoy Liteyny ave., 664007, Irkutsk, Russia.
e-mail: ivanoshchuk_ig@irkutskoil.ru

Mikhail G. Kozlov — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Senior researcher, Novosibirsk State University
2 Pirogova str., 630090, Novosibirsk, Russia.
e-mail: M.kozlov@g.nsu.ru

Nikita K. Kayurov — Researcher, Novosibirsk State University
2 Pirogova str., 630090, Novosibirsk, Russia.
e-mail: n.kayurov@g.nsu.ru

Evgeny V. Pavlov — Cand. Sci. (Techn.), Senior researcher, Novosibirsk State University
2 Pirogova str., 630090, Novosibirsk, Russia.
e-mail: E.Pavlov@g.nsu.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ХРОМАТО-ДЕСОРБЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПРОРЫВА ВОДЫ И ГАЗА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НА ПРИМЕРЕ ПОСТОЯННОГО МОНИТОРИНГА СКВАЖИН ЯРЕЙЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© Коллектив авторов,
2023



П.А. Лютоев¹, И.А. Никишин², И.А. Платонов², М.Т. Нухаев^{3,*}, В.А. Кабанов², Р.А. Минахметов², К.Т. Величко²

¹ООО «Лукойл-Коми», РФ, Республика Коми, г. Усинск

²ООО «Планима Трассерс», РФ, г. Самара

³Сибирский федеральный университет, РФ, г. Красноярск

Электронный адрес: mnukhaev@hotmail.com

Введение. В данной работе представлена новая технология определения профиля притока при разработке нефтяных оторочек с помощью хромато-десорбционных систем.

Цель. Количественная оценка притока флюида в каждом интервале скважины, диагностика интервалов прорыва воды и газа.

Материалы и методы. Хромато-десорбционные системы (ХДС) представляют собой полимерный композиционный материал, в который на этапе изготовления запаковываются уникальные химические вещества — аналиты. ХДС устанавливаются на элементах нижнего заканчивания исследуемой скважины. При контакте с целевым флюидом из ХДС начинают выделяться соответствующие аналиты, которые с потоком жидкости и/или газа выносятся на поверхность в точку отбора проб. На устье осуществляется отбор проб по заранее спланированной программе, анализ состава притока выполняется в лаборатории методами хроматографии. Технология позволяет без проведения геофизических исследований скважин определять во времени изменяющийся профиль притока и динамику работы скважины в целом.

Результаты и заключение. В течение двух лет исследований был произведен отбор 194 проб жидкости для определения притока флюида в каждом интервале скважины РТ1. Вместе с этим для диагностики интервалов прорыва газа были отобраны 23 газовые пробы. По результатам анализа проб газа определено его поступление из всех пяти интервалов. Произведена количественная оценка притока газа с учётом корректировок на скорости выделения аналитов в каждом интервале, выполнена количественная поинтервальная оценка притока нефти. Сравнение профилей притока нефти, полученных с помощью трассерных и традиционных геофизических исследований, показало сопоставимые результаты.

Ключевые слова: Ярейюское месторождение, разработка нефтяных оторочек, определение и мониторинг интервалов прорыва газа и воды в скважину, технология мониторинга интервалов прорыва газа и воды, хромато-десорбционные системы (ХДС), технология химических индикаторов притока, исследования горизонтальной скважины, системы химических маркеров на скважине

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Лютоев П.А., Никишин И.А., Платонов И.А., Нухаев М.Т., Кабанов В.А., Минахметов Р.А., Величко К.Т. Использование хромато-десорбционных систем для определения интервалов прорыва воды и газа при разработке нефтяных оторочек на примере постоянного мониторинга скважин Ярейюского месторождения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):81–88. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-81-88>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

THE USE OF CHROMATE-DESORPTION SYSTEMS TO DETERMINE THE INTERVALS OF WATER AND GAS BREAKTHROUGH IN THE DEVELOPMENT OF OIL RIMS ON THE EXAMPLE OF CONTINUOUS MONITORING OF THE WELLS OF THE YAREYUSKOYE FIELD

Pavel A. Lyutov¹, Igor A. Nikishin², Igor A. Platonov², Marat T. Nukhaev^{3,*}, Vasily A. Kabanov², Radik A. Minakhmetov², Konstantin T. Velichko²

¹Lukoil-Komi LLC, RF, Komi Republic, Usinsk

²Planima Trassers LLC, RF, Samara

³Siberian Federal University, RF, Krasnoyarsk

E-mail: mnukhaev@hotmail.com

Background. This paper presents a new technology for determining the inflow profile in the development of oil rims using chromate desorption systems.

Aim. Quantification of fluid inflow in each well interval, diagnostics of water and gas breakthrough intervals.

Materials and methods. Chromate-desorption systems (CDS) are a polymer composite material into which unique chemical substances — analytes are packed at the manufacturing stage. CDS are installed on the elements of the lower completion of the investigated well. Upon contact with the target fluid, corresponding analytes begin to be released from the CDS, which are brought to the surface with a flow of liquid and/or gas to the sampling point. At the wellhead, sampling is carried out according to a pre-planned program, the analysis of the composition of the inflow is performed in the laboratory using chromatography methods. The technology makes it possible to determine the changing inflow profile and the dynamics of the well as a whole without conducting well logging.

Results and conclusion. During two years of research, 194 fluid samples were taken to determine the fluid inflow in each interval of the PT1 well. At the same time, 23 gas samples were taken to diagnose gas breakthrough intervals. Based on the analysis of gas samples, it was determined that gas comes from all five intervals. A quantitative assessment of the gas inflow was made, taking into account adjustments for the rate of release of analytes in each interval. A quantitative assessment of the oil inflow for each interval was made. Comparison of oil inflow profiles obtained using tracer and geophysical surveys showed comparable results.

Keywords: The Yareyuyskoye field, development of oil rims, defining and monitoring of gas and water breakthrough intervals into a well, procedure to monitor gas and water breakthrough intervals using chromate-desorption systems (CDS), procedure of chemical inflow indicators, horizontal well survey, chemical marker systems in a well

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

For citation: Lyutoev P.A., Nikishin I.A., Platonov I.A., Nukhaev M.T., Kabanov V.A., Minakhmetov R.A., Velichko K.T. The use of chromate-desorption systems to determine the intervals of water and gas breakthrough in the development of oil rims on the example of continuous monitoring of the wells of the Yareyuyskoye field. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):81–88. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-81-88>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ОБЗОР СИСТЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ИНДИКАТОРОВ ПРИТОКА

Хромато-десорбционные системы (ХДС) являются новейшей технологией химических индикаторов притока, применяемой для горизонтальных и наклонно-направленных скважин с несколькими одновременно работающими разобъёнными интервалами, что позволяет проводить постоянный мониторинг и исследования работы скважин с большим количеством зон.

Системы представляют собой полимерный композиционный материал, в который на этапе изготовления запаковываются уникальные химические анализы. ХДС устанавливаются на элементах нижнего заканчивания исследуемой скважины, например в устройствах контроля притока, портах МГРП (многостадийный гидравлический разрыв пласта), секциях горизонтальных скважин, стволах многозабойных скважин и т.д. При этом для анализа работы каждого отдельного интервала синтезируются свои уникальные химические анализы, их количество зависит от вида пластового флюида (нефть, вода, газ), приток которого требуется отслеживать. Технология ХДС разработана для всех видов целевых пластовых флюидов (нефть, вода, газ), позволяет сохранять возможность

отслеживания поинтервального состава притока скважин в течение достаточно длинного периода времени — до 7 лет.

При контакте с целевым флюидом из ХДС начинают выделяться соответствующие анализы, которые с потоком жидкости или газа выносятся на поверхность в точку отбора проб. При этом скорость выделения анализов из несущих стержней постоянна и не зависит от дебита трассируемого интервала. На устье осуществляется отбор проб по определенной программе, анализ состава притока выполняется в лаборатории методами хроматографии. Технология позволяет без проведения геофизических исследований скважин (ГИС/ПГИ) определять изменяющийся во времени профиль притока и динамику работы скважины в целом.

Стандартная процедура проведения трассерного исследования горизонтальной или наклонно-направленной скважины включает в себя следующие операции:

- разработка программы отбора проб флюидов и осуществление соответствующих работ согласно утверждённому документу;
- отправка отобранных проб в физико-химическую лабораторию для их дальнейшего анализа на содержание анализов;
- интерпретация полученных результатов анализа лабораторных проб;

- составление информационного отчета о проделанной работе.

Подобное индикаторное исследование позволяет получить разностороннюю информацию о скважине на каждом этапе её работы. Например, на этапе освоения после бурения можно качественно оценить эффективность очистки ствола скважины и работу каждого её интервала в отдельности, что может являться обоснованием для проведения стимуляции. Исследование в динамическом режиме работы скважины (режим «мониторинг») позволяет определить и локализовать интервалы прорыва воды и газа, что делает возможным принятие правомерного решения о проведении ремонтно-изоляционных работ и дополнительной стимуляции. Также исключительной особенностью (дополнительной опцией) предлагаемой технологии является возможность оперативного определения интервалов прорыва газа с помощью переносного портативного хроматографа непосредственно на исследуемой скважине. Подобный вид работ не требует дублирующей обработки отобранных проб в стационарной специализированной научно-исследовательской лаборатории и выполняется непосредственно в полевых условиях без остановки работы исследуемой скважины.

УСТАНОВКА СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МАРКЕРОВ НА СКВАЖИНЕ РТ1 ЯРЕЙЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нижнее заканчивание скважины представляет собой составной хвостовик из труб Ø114 мм, разделённый пакерами на 5 изолированных зон (интервалов). В каждом отдельном интервале установлены хромато-десорбционные системы PNM-WATER (вода), PNM-OIL (нефть) и PNM-GAS (газ). Таким образом, всего в компоновке нижнего заканчивания установлено пять видов уникальных

химических маркеров соответствующих типов.

ХДС интегрированы в фильтр кожух-носитель, расположенный поверх труб хвостовика. Каждый отдельный кожух несёт в себе ХДС всех типов (вода/нефть/газ) и фиксируется на базовой трубе нижнего заканчивания при помощи стопорных винтов.

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ХДС ПОЗВОЛЯЕТ ОТСЛЕЖИВАТЬ ПОИНТЕРВАЛЬНЫЙ СОСТАВ ПОСТУПАЮЩЕГО В СКВАЖИНУ ФЛЮИДА В ТЕЧЕНИЕ 7 ЛЕТ.

Схематичное изображение фильтр кожуха-носителя с интегрированными ХДС всех типов показано на **рис. 1**. Схема нижнего заканчивания исследуемой скважины отображена на **рис. 2**.

Данные по длинам изолированных пакерами зон горизонтального участка исследуемой скважины приведены в **табл. 1**.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

АНАЛИЗ ПРИТОКА ВОДЫ

В период исследований был произведен отбор 194 проб жидкости для определения интервалов прорыва пластовой воды. Для каждой отдельно взятой пробы определялись отклики (сигналы) трассерных систем, а также концентрация трассерного вещества. Скважина РТ1 работает флюидом с малым содержанием воды, средний показатель обводненности не превышает 1,5%. В связи с этим только в 19 пробах объём воды оказался достаточным для анализа концентрации

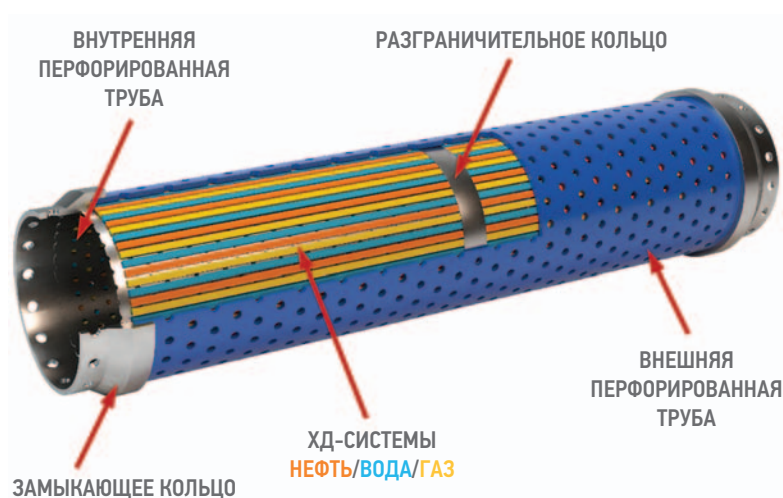


Рис. 1. Схематичное изображение фильтр кожуха-носителя с интегрированными ХДС. Составлено авторами

Fig. 1. Schematic representation of a filter with integrated CDS. Prepared by the authors

Таблица 1. Глубины установки ХДС
Table 1. Tracers systems installation measured depths

№ интервала	Глубина установки, м
1	3388–3413
2	3239–3264
3	3079–3104
4	2931–2956
5	2783–2808

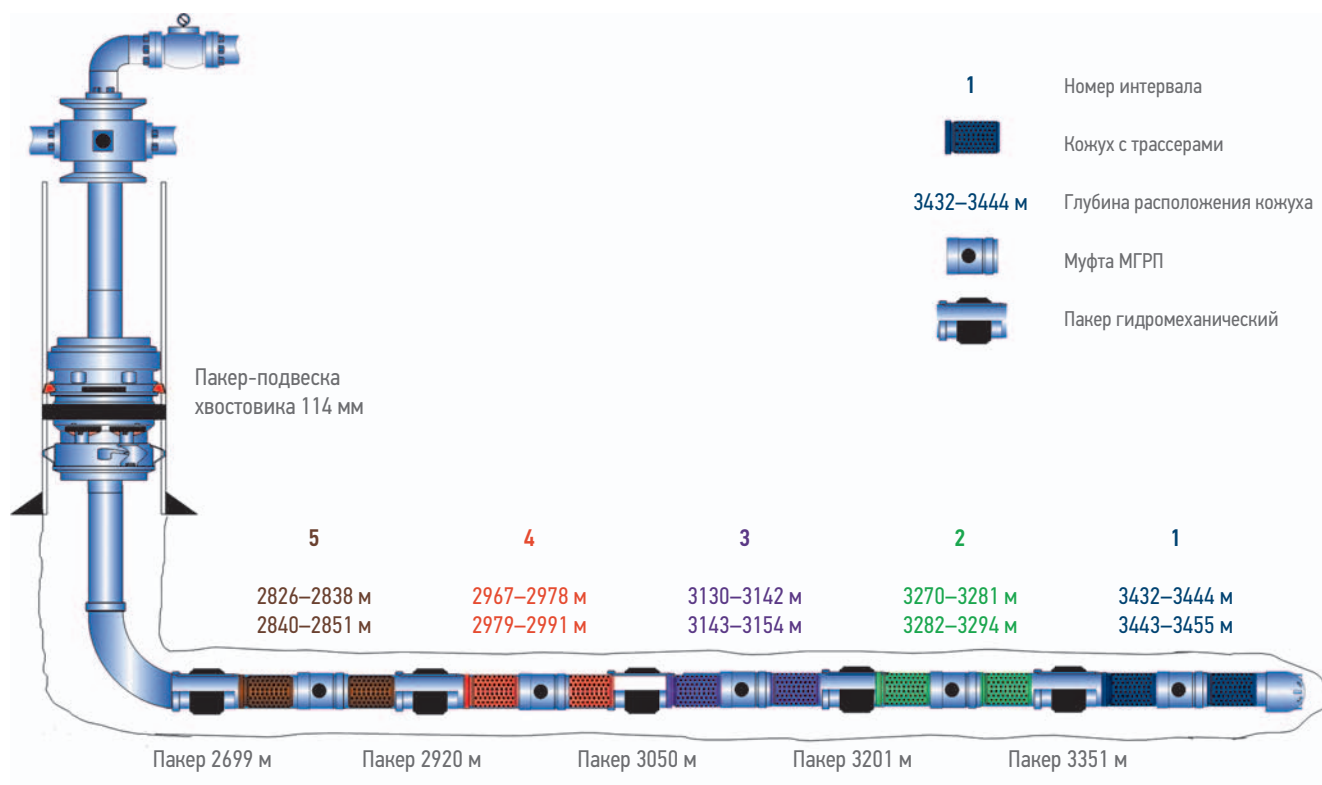


Рис. 2. Схема нижнего заканчивания скважины РТ1. Составлено авторами
 Fig. 2. PT1 Lower completion scheme. Prepared by the authors

аналитов. По результатам проведения трёх сессий отбора на качественном уровне определено, что большая часть воды, добываемой из скважины, с наибольшей вероятностью приходится на зоны 1 и 2. Приток воды из зон 3–5 практически отсутствует.

АНАЛИЗ ПРИТОКА ГАЗА

За время проведения исследований режим работы скважины РТ1 изменялся. По итогам первой сессии отбора в пробах были зафиксированы анализы только из 4-го интервала. Учитывая тот факт, что во время проведения первых исследований забойное давление превышало давление насыщения нефти газом (11 МПа), был сделан вывод о прорывном характере добываемого флюида. В ходе последующих двух сессий произошла фиксация газовых анализов из всех пяти интервалов. Данный результат объясняется тем, что забойное давление скважины опустилось ниже уровня давления насыщения и растворенный газ начал активировать ХДС в каждом интервале. Для количественной оценки поинтервального дебита газа производился перерасчет концентраций с поправкой на скорости выделения анализов из каждой ХДС (рис. 3).

По итогам последней сессии отбора проб газа результаты трассерных исследований «Планима Трассерс» сравнивались

с результатами, полученными с помощью традиционных методов ПГИ (данные были предоставлены геофизическим подрядчиком, а также НИПИ) (рис. 4).

АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ

В ходе работ было отобрано 194 пробы жидкости. Во всех пробах были обнаружены анализы всех пяти интервалов, что говорит о контакте ХДС с нефтью во всех изолированных зонах.

Точное решение зависимости концентрации анализа от времени в схеме притока для различных интервалов, где после остановки скважины вещество трассера накапливается в некоторых одинаковых объемах V , выражается следующей формулой (1):

$$C_i(t) = \frac{q}{Q_{\Sigma}} \left(1 + \left(\frac{Q_i t_0}{V} - 1 \right) \exp \left(- \frac{Q_i}{V} t \right) \right), \quad (1)$$

где V — объем области, м³; q — скорость выделения маркера, мг/сут; Q — приток флюида в данной области, м³/сут; Q_{Σ} — суммарный приток флюида, м³/сут; C_i — концентрация маркера «i» в основном потоке, нг/мл; t_0 — время остановки скважины, сут.

Таким образом, в предельном случае, когда скорость выделения маркера q будет гораздо меньше вымывания, дебиты можно аппроксимировать функциями типа спадающих

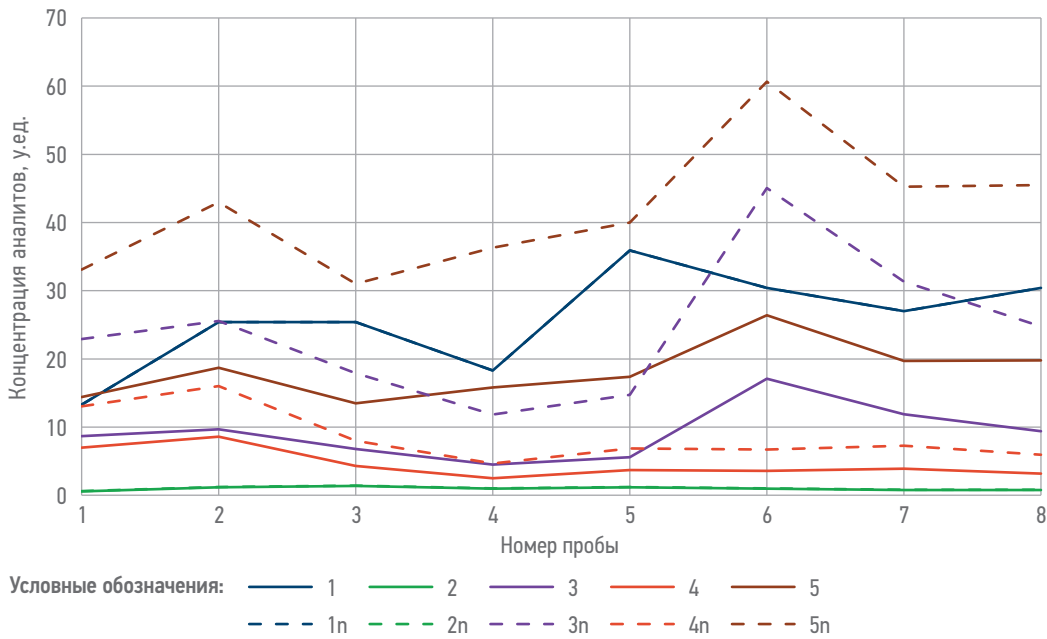


Рис. 3. Концентрации газовых аналитов из скважины РТ1 до (сплошная линия) и после (пунктирная линия) нормировки на скорость выделения аналитов. Цвет линии соответствует интервалу на **рис. 2**. Составлено авторами
Fig. 3. Concentrations of gas analytes from well РТ1 before (solid line) and after (dashed line) normalization to the analyte release rate. The color of the line corresponds to the interval on **fig. 2**. Prepared by the authors

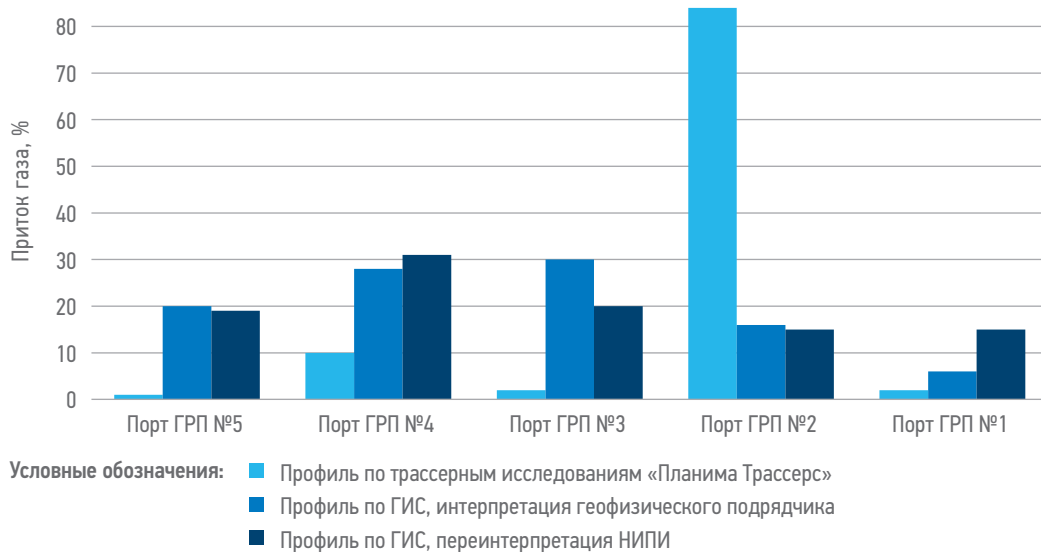


Рис. 4. Сравнение распределения профиля притока по газу, полученного с помощью разных методов исследования (по итогам третьей сессии отбора проб). Составлено авторами
Fig. 4. Comparison of the distribution of the gas inflow profile obtained using different research methods (based on the results of the third sampling session). Prepared by the authors

экспонент, где их показатели пропорциональны притоку вещества, соответствующего

маркеру. Случай для четырёх интервалов представлен в формуле (2):

$$\begin{cases} C_1(t) = A_1 \exp(-a_1 t) + B_1 \\ C_2(t) = A_2 \exp(-a_2 t) + B_2 \\ C_3(t) = A_3 \exp(-a_3 t) + B_3 \\ C_N(t) = A_N \exp(-a_N t) + B_N \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} Q_1 = \frac{a_1}{a_1 + a_2 + a_3 + a_4} Q_{\Sigma} \\ Q_2 = \frac{a_2}{a_1 + a_2 + a_3 + a_4} Q_{\Sigma} \\ Q_3 = \frac{a_3}{a_1 + a_2 + a_3 + a_4} Q_{\Sigma} \\ Q_N = \frac{a_N}{a_1 + a_2 + a_3 + a_N} Q_{\Sigma} \end{cases}, \quad (2)$$

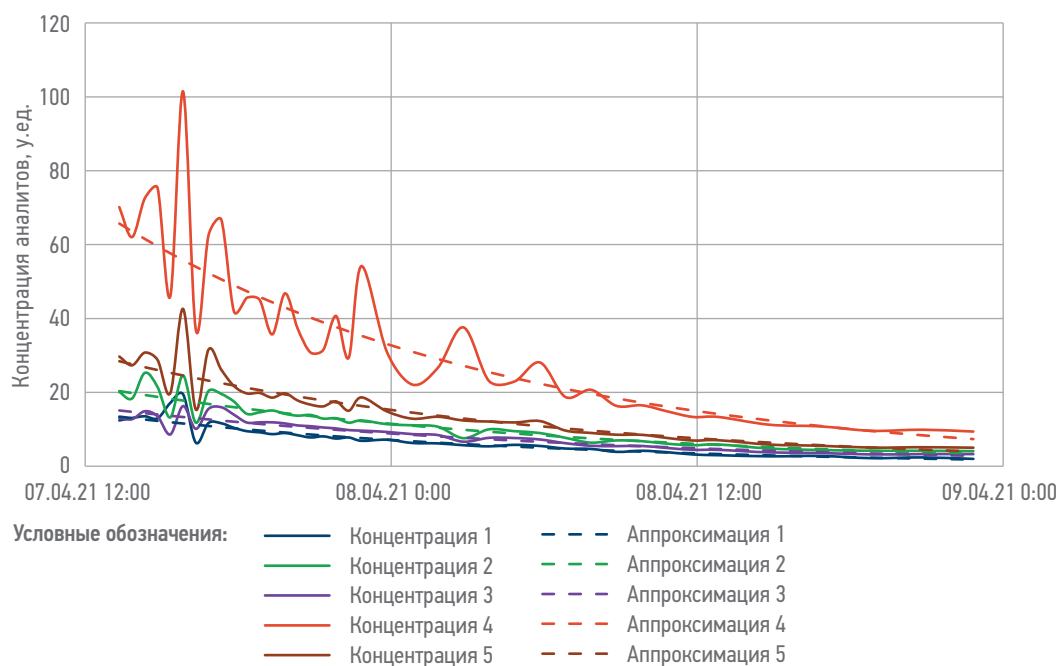


Рис. 5. Аппроксимация зависимости концентрации от времени спадающими экспонентами (первая сессия отбора). Составлено авторами

Fig. 5. Approximation of the dependence of concentration on time by decreasing exponents (the first sampling session). Prepared by the authors

где α — коэффициенты скорости установления концентрации; B — установившийся уровень концентрации, нг/мл.

При построении аппроксимаций зависимости концентрации от времени функциями вида (2) были получены показатели $\alpha_1, \dots, \alpha_5$,

по которым восстановлены доли притока с интервала по идеальной модели уменьшения концентрации маркера (рис. 5, табл. 2). По итогам последней сессии отбора проб жидкости результаты трассерных исследований «Планима Трассерс» сравнивались

Таблица 2. Распределение профиля притока нефти и количественная оценка для каждого интервала
Table 2. Oil inflow profile distribution and quantification for each interval

№ сессии	№ интервала	α	Приток нефти, %
1 сессия	1	2,49	20,76
	2	2,63	18,61
	3	2,47	17,31
	4	2,91	22,93
	5	2,78	20,38
2 сессия	1	1,49	15,30
	2	2,49	25,50
	3	2,04	20,90
	4	2,33	23,90
	5	1,41	14,40
3 сессия	1	8,27	10,27
	2	5,55	6,89
	3	25,54	31,71
	4	23,10	28,68
	5	18,09	22,46

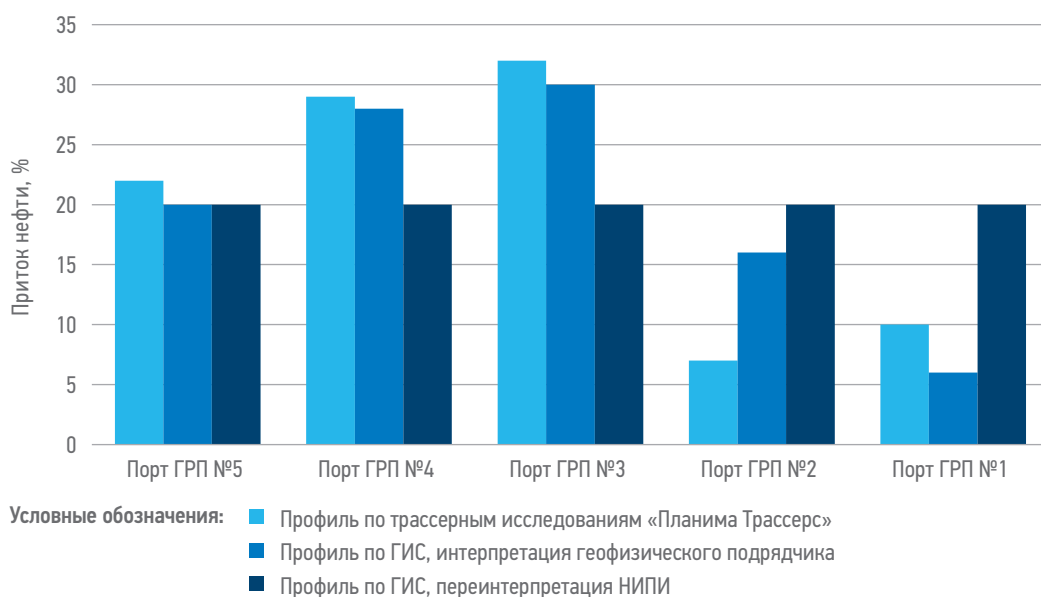


Рис. 6. Сравнение распределения профиля притока по нефти, полученного с помощью разных методов исследования (по итогам третьей сессии отбора проб). Составлено авторами
Fig. 6. Comparison of the distribution of the oil inflow profile obtained using different research methods (based on the results of the third sampling session). Prepared by the authors

с результатами, полученными с помощью традиционных методов ПГИ (данные были предоставлены геофизическим подрядчиком, а также НИПИ) (рис. 6).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В течение 2021–2022 годов был произведен отбор 194 проб жидкости для определения притока флюида в каждом интервале скважины РТ1. Вместе с этим для диагностики интервалов прорыва газа были отобраны 23 газовые пробы.

По результатам анализа проб газа определено, что газ поступает из всех пяти

интервалов. Произведена количественная оценка притока флюида с учётом корректировок на скорости выделения аналитов в каждом интервале.

Выполнена количественная оценка притока нефти для каждого интервала. Сравнение профилей притока нефти, полученных с помощью трассерных исследований и ПГИ, показало сопоставимые результаты.

Обнаруженные водные аналиты свидетельствуют о наличии воды в каждом исследуемом интервале, однако скважина продолжает работать флюидом с малым содержанием воды, средний показатель обводненности не превышает 1,5 %.

Список литературы / References

1. Lutoev P., Kuznetsov D., Nikishin I., Efimov E., Minakhmetov R., Platonov I., Nukhaev M., Kabanov V., Zaitsev A. The Use of Chromate Desorption Systems to Optimize the Position of the Wells Relative to the Contact Boundaries During the Development of Oil Rim Fields. SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2021. — 206488.
2. Shtun S., Senkov A., Abramenko O., Nikishin I., Efimov E., Minakhmetov R., Platonov I., Nukhaev M., Kabanov V. Technology for Monitoring Gas and Water Breakthrough Intervals using Chromate Desorption Systems in the Development of Fields in the Caspian Sea. SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2021. — 206623.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

П.А. Лютоев — принял активное участие в координации и организации работ.

И.А. Никишин — принял активное участие в координации и организации работ.

И.А. Платонов — осуществлял научное сопровождение работ.

М.Т. Нухаев — осуществлял аналитическое и координационное сопровождение работ.

Pavel A. Lyutoev — took an active part in the coordination and organization of work.

Igor A. Nikishin — took an active part in the coordination and organization of work.

Igor A. Platonov — provided scientific support for the work.

Marat T. Nukhaev — carried out analytical and coordination support of the work.

В.А. Кабанов — осуществлял аналитическое сопровождение работ.

Р.А. Минахметов — научно-исследовательское сопровождение работ.

К.Т. Величко — осуществлял аналитическое и координационное сопровождение работ.

Vasily A. Kabanov — provided analytical support for the work.

Radik A. Minakhmetov — carried out research support of the work.

Konstantin T. Velichko — carried out analytical and coordination support of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Павел Александрович Лютоев — начальник отдела ОПГР и ГДИ, ООО «Лукойл-Коми», 169711, Россия, Республика Коми, г. Усинск, ул. Нефтяников, д. 31.
e-mail: Pavel.Lyutoev@lukoil.com

Игорь Александрович Никишин — директор, ООО «Планима Трассерс» 443081, Россия, г. Самара, ул. Советской Армии, д. 185.
e-mail: info@planimaoil.ru

Игорь Артемьевич Платонов — научный руководитель, ООО «Планима Трассерс» 443081, Россия, г. Самара, ул. Советской Армии, д. 185.
e-mail: info@planimaoil.ru

Марат Тохтарович Нухаев* — кандидат технических наук, профессор, Сибирский федеральный университет 660041, Россия, г. Красноярск, пр. Свободный, д. 82а.
e-mail: mnukhaev@hotmail.com

Василий Алексеевич Кабанов — специалист технической группы, ООО «Планима Трассерс» 443081, Россия, г. Самара, ул. Советской Армии, д. 185.
e-mail: technolog@planimaoil.ru

Радик Ахсянович Минахметов — заведующий лабораторией, ООО «Планима Трассерс» 443081, Россия, г. Самара, ул. Советской Армии, д. 185.
e-mail: r.minakhmetov@planimaoil.ru

Константин Тимофеевич Величко — заместитель директора по техническим вопросам, ООО «Планима Трассерс» 443081, Россия, г. Самара, ул. Советской Армии, д. 185.
e-mail: k.velichko@planimaoil.ru

Pavel A. Lyutoev — Head of the department of OPGR and GDI, Lukoil-Komi LLC 31 Neftyanikov str., 169711, Usinsk, Komi Republic, Russia.
e-mail: Pavel.Lyutoev@lukoil.com

Igor A. Nikishin — Director, Planima Trassers LLC 185 Sovetskoy Armii str., 443081, Samara, Russia.
e-mail: info@planimaoil.ru

Igor A. Platonov — Scientific director, Planima Trassers LLC 185 Sovetskoy Armii str., 443081, Samara, Russia.
e-mail: info@planimaoil.ru

Marat T. Nukhaev* — Cand. Sci. (Techn.), Professor, Siberian Federal University 82A Svobodnyi ave., 660041, Krasnoyarsk, Russia.
e-mail: mnukhaev@hotmail.com

Vasily A. Kabanov — Technical group specialist, Planima Trassers LLC 185 Sovetskoy Armii str., 443081, Samara, Russia.
e-mail: technolog@planimaoil.ru

Radik A. Minakhmetov — Head of laboratory, Planima Trassers LLC 185 Sovetskoy Armii str., 443081, Samara, Russia.
e-mail: r.minakhmetov@planimaoil.ru

Konstantin T. Velichko — Deputy director for technical affairs, Planima Trassers LLC 185 Sovetskoy Armii str., 443081, Samara, Russia.
e-mail: k.velichko@planimaoil.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПОВЫШЕНИЕ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

© Коллектив авторов,
2023



**А.М. Петраков¹, С.А. Жданов¹, Р.Р. Раянов^{2,*}, С.С. Кузовлев², Е.Н. Байкова²,
А.В. Чукавина², А.Я. Фурсов¹**

¹АО «ВНИИнефть», РФ, Москва

²АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Rayanov@vniinefts.ru

Цель. Увеличение рентабельности эксплуатации месторождений поздней (частично III и IV) стадий разработки на основе оптимизации технико-экономических показателей приобретает в наши дни всё большую значимость. Актуальность данных работ связана не только с технологической и экономической составляющей, но и в значительной степени социальной, поскольку важно поддерживать и развивать производственную инфраструктуру вблизи таких месторождений, находящихся уже в обустроенных и зачастую густонаселенных районах страны.

Перспективным направлением увеличения рентабельности разработки и эксплуатации месторождений III и IV стадий является дальнейшее применение, совершенствование и актуализация существующих методических подходов и технологий физико-химических и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи (МУН), направленных на стабилизацию уровня добычи нефти, снижение темпов обводнения скважинной продукции, прирост извлекаемых запасов нефти, сокращение удельных операционных затрат.

Материалы и методы. В работе использованы результаты оценки динамики и степени выработки запасов нефти, расчеты прироста извлекаемых запасов, технологического и экономического эффекта от реализации различных технологий физико-химических и гидродинамических МУН.

Результаты. В статье показана необходимость совершенствования и актуализации существующих методических подходов применения технологий физико-химических и гидродинамических МУН как одного из важных направлений развития ТЭК в среднесрочной перспективе. При этом среди ключевых направлений выделяется научное сопровождение проектов повышения нефтеотдачи, цель которого — качественный подбор участков и технологий, оценка эффективности технологий и определение оптимальных объемов заначки химических компонентов, корректное бизнес-планирование и ежемесячное распределение эффекта, достижение технологического и экономического потенциала основных и дополнительных программ физико-химических и гидродинамических МУН, снижение удельных операционных затрат.

Заключение. Индивидуальность геолого-физических особенностей пластов / отдельных участков залежи и скважин не позволяет достичь стабильно высоких результатов за счет применения одной универсальной технологии МУН. Высокая технологическая эффективность и продолжительность эффекта и, как следствие, индекс доходности достигается адресным воздействием с использованием индивидуальных композиций химреагентов, дизайнов обработок и технологий под конкретные условия объекта/участка с учетом имеющихся проблем, текущего состояния разработки и взаимодействия с окружающими скважинами в рамках единой системы разработки продуктивного пласта. Подобный подход, основанный на принципах системного воздействия на пласт, является одним из способов рациональной разработки месторождений.

Ключевые слова: прирост извлекаемых запасов, себестоимость добычи нефти, операционные затраты, энергозатраты, дополнительная добыча нефти, попутно добываемая вода, методы увеличения нефтеотдачи, физико-химические и гидродинамические МУН, ОВП, ВПП, НЗ, рентабельность разработки, нестационарное заводнение, системное воздействие на пласт, системный подход, критерии выбора технологий, ретроспективный анализ, цифровизация

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Петраков А.М., Жданов С.А., Раянов Р.Р., Кузовлев С.С., Байкова Е.Н., Чукавина А.В., Фурсов А.Я. Повышение рентабельности эксплуатации месторождений на основе оптимизации технико-экономических показателей. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):89–97.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-89-97>

Статья поступила в редакцию 22.09.2022

Принята к публикации 01.11.2022

Опубликована 31.03.2023

INCREASING THE PROFITABILITY OF FIELD OPERATION BASED ON OPTIMIZATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS

**Andrey M. Petrakov¹, Stanislav A. Zhdanov¹, Robert R. Rayanov^{2,*}, Sergey S. Kuzovlev²,
Elena N. Baykova², Alena V. Chukavina², Albert Ya. Fursov¹**

¹VNIIneft JSC, RF, Moscow

²VNIIneft-Western Siberia JSC, RF, Tyumen

E-mail: Rayanov@vniinezs.ru

Objective. Improving the profitability of exploitation of brownfields based on technical-economic values optimization takes on great importance at present time. The relevance of these works is connected not only with the technological and economic component, but also to a large extent social, since it is important to maintain and develop the production infrastructure near such fields, which are already located in developed and often densely populated areas of the country.

A promising direction for increasing profitability of exploitation of brownfields is further application, improvement and updating of existing methodological approaches and technologies of physicochemical and hydrodynamic EORs, aimed to stabilization of oil production, decrease in the rate of well production watering, recoverable reserves increment, decrease OPEX.

Materials and methods. The results of assessing the dynamics and degree of oil reserves recovery, calculations of the recoverable reserves increment, technological and economic effect from the implementation of various technologies of physicochemical and hydrodynamic EORs were used.

Results. The article shows the need to improve and update the existing methodological approaches to the application of physicochemical and hydrodynamic EORs technologies as one of the important areas for the development of the fuel and energy industry in the medium term. At the same time, scientific support for EOR projects stands out among the key areas, the purpose of which is a high-quality selection of well treatment area and technologies, evaluation of the effectiveness of technologies and determination of the optimal volumes of injection of chemical components, correct business planning and monthly distribution of the effect, achievement of the technological and economic potential of the main and additional programs physical-chemical and hydrodynamic EOR, decrease unit OPEX.

Conclusion. The individuality of the geologic and physical reservoir characteristics / separate reservoir areas and wells does not allow achieving consistently high results through the use of one universal EOR technology. High technological efficiency and duration of the effect, and, as a result, the profitability index is achieved by targeted treatment using individual compositions of chemicals, treatment designs and technologies for specific conditions of the reservoir / area, taking into account the existing problems, the current field development status and interaction with surrounding wells within a single oil-field exploitation system of a productive layer. Such an approach, based on the principles of treatment of reservoir on systems approach, is one of the ways of rational field development.

Keywords: recoverable reserves increment, OPEX (lifting costs), energy consumption, incremental oil production, produced water, enhanced oil recovery methods, physicochemical EORs, hydrodynamic EORs, water shutoff operations, leveling injection profile of wells, non-stationary waterflooding, profitability, treatment of reservoir on systems approach, systems approach, criteria of technology selection, retrospective analysis, digitalization

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

For citation: Petrakov A.M., Zhdanov S.A., Rayanov R.R., Kuzovlev S.S., Baykova E.N., Chukavina A.V., Fursov A.Ya. Increasing the profitability of field operation based on optimization of technical and economic indicators. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):89–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-89-97>

Manuscript received 22.09.2022

Accepted 01.11.2022

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая промышленность — ведущая отрасль нашей страны, которая является мировым лидером в части опыта рациональной разработки и эксплуатации крупнейших и геологически сложных нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, объемов добычи, переработки, транспортировки, сбыта углеводородов и продуктов их переработки, создания и внедрения научных разработок и передовых технологий отрасли. По итогам 2021 года объем национальной добычи нефтяного сырья вырос относительно 2020 года на 11,3 млн т (+2,2 %) и составил в абсолютном выражении 524 млн т. По доказанным запасам нефти Россия занимает шестое место в мире (6,2 %).

Нефть является важнейшей статьёй экспорта в российском бюджете. Согласно данным Министерства финансов России, за последние 10 лет доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ составляла от 36 до 51 %.

Дальнейшее развитие ТЭК должно продолжать способствовать развитию других отраслей народного хозяйства, увеличению занятости, формированию бюджета страны. При этом по оценке Министерства энергетики России в настоящее время более 65 % текущих извлекаемых запасов нефти относятся к категории трудноизвлекаемых (высокозаводненные, газонефтяные, сложнопостроенные, низкопродуктивные и др.).

Стратегическими направлениями развития, позволяющими нефтегазодобывающим компаниям России продолжать вести рентабельное вовлечение запасов для поддержания и наращивания текущих объемов добычи, являются:

- налоговое стимулирование (получение льгот для снижения налоговых выплат) — в краткосрочной перспективе;
- создание новых и актуализация существующих методических подходов и руководящих документов применения технологий ГТМ и МУН (увеличение дебитов,

нефтеотдачи, снижение затрат) — в среднесрочной перспективе;

- повышение эффективности геолого-разведочных работ на слабоизученных территориях (поиск и вовлечение в разработку новых запасов и ресурсов, в том числе трудноизвлекаемых) — в долгосрочной перспективе.

В данной статье обосновывается необходимость совершенствования и актуализации существующих методических подходов применения технологий физико-химических и гидродинамических МУН как одного из важных направлений развития ТЭК в среднесрочной перспективе.

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ — ОСНОВА РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Разработка нефтяных месторождений в условиях заводнения залежей — сложнейший технологический процесс, протекающий при непостоянных во времени условиях и не поддающийся непосредственному наблюдению. Эффективные показатели и высокую конечную нефтеотдачу можно получить только при **рациональной разработке**, при соответствующем действенном и эффективном регулировании и управлении движением жидкости в пласте [1].

Рациональной системой разработки является обоснованный в проектом технологическом документе (ПТД) комплекс технико-технологических решений, направленных на достижение максимально возможного экономически целесообразного значения коэффициента извлечения УВС.

подавляющее большинство нефтяных месторождений России, и в частности Западной Сибири, находятся на поздней стадии разработки (обычно IV и отчасти III) с использованием метода искусственного заводнения, которая характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции при снижении текущего уровня добычи нефти, длительным сроком, и представляет наибольший интерес для недропользователей.

Вместе с тем разработка нефтяных месторождений на поздней стадии связана с рядом характерных осложняющих факторов, которые, в свою очередь, можно разделить на объективные и субъективные.

К осложняющим объективным факторам относятся:

- рост обводненности скважинной продукции;

- изменение свойств пластовых жидкостей и пористой среды;
- снижение дебитов скважин по нефти и жидкости;
- ухудшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта;
- неравномерная выработка объектов как по площади, так и по разрезу;
- неопределенность распределения остаточных запасов по пласту;
- износ фонда скважин и нефтепромыслового оборудования;
- рост бездействующего фонда скважин с наличием остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ).

ИНДЕКС ДОХОДНОСТИ (PI) ПО УЖЕ РЕАЛИЗОВАННЫМ ПРОГРАММАМ АДРЕСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОТДЕЛЬНЫЕ ЗОНЫ ПЛАСТА РАЗЛИЧНЫМИ МУН СОСТАВЛЯЕТ 1,15-3,5 ЕД, ЧТО ОТРАЖАЕТ ИХ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Вышеизложенные факторы заключительной стадии разработки ведут к увеличению удельных операционных затрат и полной себестоимости нефти. В целях снижения себестоимости зачастую происходит непреднамеренное отклонение от решений проектных документов, что приводит к возникновению отрицательных субъективных факторов, таких как:

- отход от утвержденной проектным документом системы разработки;
- снижение коэффициента использования эксплуатационного фонда скважин и увеличение простаивающего и бездействующего фонда;
- недостаточный контроль за процессом разработки и выработки запасов;
- недостаточный объем применяемых ГТМ и МУН;
- изменение порядка ввода и вывода скважин из эксплуатации;
- переводы скважин, не выработавших свой потенциал на проектом объекте, на другие объекты;
- существенное отставание выработки трудноизвлекаемых запасов на предыдущих стадиях разработки.

Учитывая, что сейчас средняя обводненность добываемой продукции по многим месторождениям составляет около 80–90 % и более, при этом не обеспечено достаточно полное вовлечение в разработку балансовых извлекаемых запасов в предыдущие периоды разработки (**рис. 1**), можно говорить об особой актуальности проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии на основе

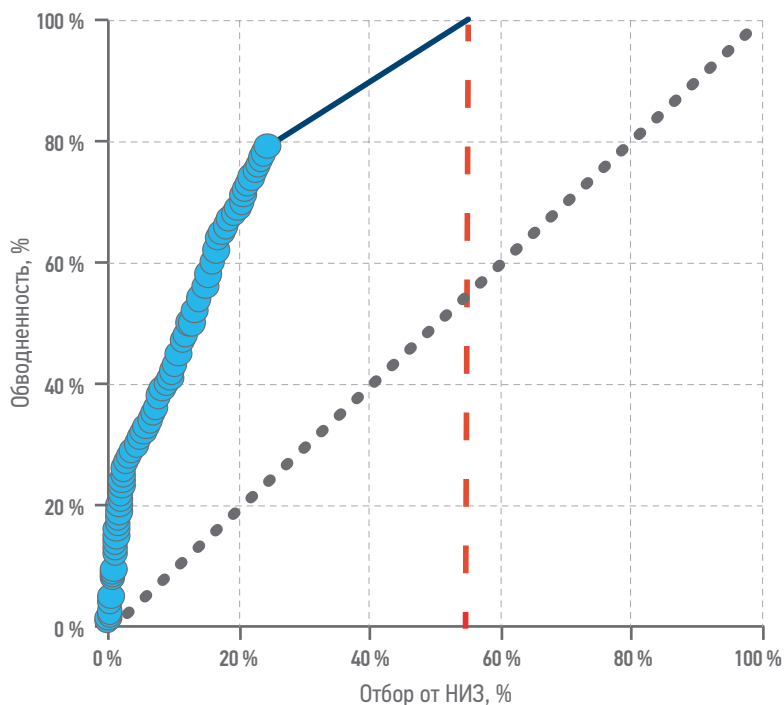


Рис. 1. Зависимость отбора НИЗ от обводненности по ряду месторождений Западной Сибири (по литературным данным)

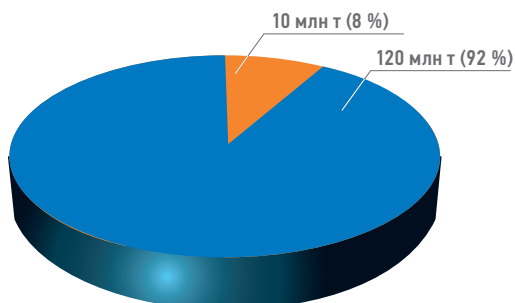
Fig. 1. Dependence of the selection of initial recoverable reserves on water availability for a number of deposits in Western Siberia (according to literature data)

дополнительного увеличения нефтеотдачи пластов [2–4].

С точки зрения операционных затрат стоит подчеркнуть, что при средней обводненности добываемой продукции около 90 % текущий водонефтяной фактор (ВНФ), то есть соотношение добычи воды к добыче нефти, составляет около 9–12. Таким образом, добыча и подготовка 1 т товарной нефти сопровождается подъемом, подготовкой и закачкой обратно в пласт 9–12 т попутной воды. В этом случае энергетические затраты

по разрабатываемым месторождениям могут составлять до 50–60 % от всех статей затрат OPEX lifting costs [5], большая доля которых затрачивается на процессы подъема, подготовки и закачки попутно добываемой воды. По нашей оценке, затраты на электроэнергию, вспомогательные материалы, подъем пластовой жидкости, подготовку и закачку попутной воды за 2020 год (при обводненности более 90 %) по одному из нефтегазовых предприятий Западной Сибири составили ориентировочно 6,1 млрд руб., при этом затраты на добычу нефти — 0,6 млрд руб., то есть в 10 раз меньше (рис. 2). Подобное распределение затрат характерно для многих нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. В то же время поздняя стадия разработки характеризуется и положительными факторами, к которым относятся:

- огромные остаточные запасы нефти (текущий коэффициент извлечения нефти 0,2–0,3), исчисляемые сотнями млн т и сосредоточенные на участках как с действующими, так и с неработающими скважинами;
- высокая степень изученности месторождения;
- развитая и стабильно функционирующая инфраструктура;
- невысокая амортизация и отсутствие капитальных затрат на бурение и ГРП;
- наличие фактических результатов применения различных ГТМ и МУН;
- имеющаяся информация по истории разработки, данным ПГИ и ГДИС, позволяющая выявить слабые места в разработке, наметить мероприятия по их устранению, а значит, выполнить наиболее точный прогноз дальнейшего развития месторождения.

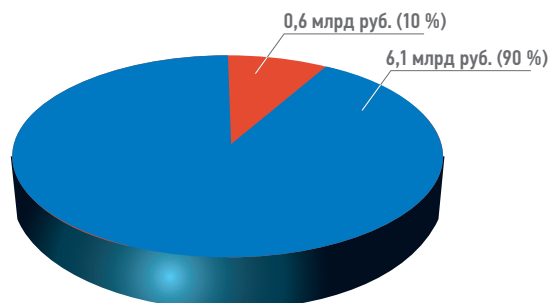


Условные обозначения:

нефть попутная вода

ВНФ -11 - добыча и подготовка 1 т товарной нефти

сопровождается подъемом, подготовкой и обратной закачкой обратно в пласт 11 т попутной воды



Условные обозначения:

затраты электроэнергии и вспомогательных материалов на подъем, подготовку и перекачку нефти

затраты электроэнергии и вспомогательных материалов на подготовку и закачку попутной воды

Рис. 2. Структура добычи и затрат на электроэнергию за 2020 год нефтегазодобывающего предприятия Западной Сибири. Составлено авторами
Fig. 2. The structure of production and electricity costs for 2020 of the oil and gas producing enterprise of Western Siberia. Compiled by the authors

Наличие и качество положительных факторов при поздней стадии разработки полностью зависит от того объема работ, который недропользователь проделал в период первых стадий развития месторождения. Причем, как показывает опыт, чем на более ранних стадиях разработки выполнены мероприятия по освоению и изучению месторождения, а также мероприятия по внедрению МУН и других ГТМ, тем лучше состояние разработки месторождения на завершающей стадии и наиболее высокий конечный КИН может быть достигнут.

Задачи увеличения рентабельности эксплуатации месторождений поздней (частично III и IV) стадий разработки на основе оптимизации технико-экономических показателей приобретает в наши дни всё большую значимость. Кроме того, актуальность данных работ связана не только с технологической и экономической составляющей, но и в значительной степени социальной, поскольку важно поддерживать и развивать социальную и производственную инфраструктуры вблизи таких месторождений, находящихся уже в обустроенных и зачастую густонаселенных районах страны.

В связи с вышесказанным крайне необходимым и перспективным направлением увеличения рентабельности разработки и эксплуатации месторождений III и IV стадий является дальнейшее применение, совершенствование и актуализация существующих методических подходов и технологий физико-химических и гидродинамических МУН, направленных на стабилизацию уровней добычи нефти, снижение темпов обводнения скважинной продукции, прирост извлекаемых запасов нефти, снижение удельных операционных затрат.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Технико-экономические особенности разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа определили целесообразность построения калькуляции себестоимости добычи нефти по номенклатуре статей расходов некапитальных затрат, связанных с обеспечением текущей деятельности, а не с инвестициями в будущее. Данные затраты нефтяные компании несут повседневно при добыче нефти и её последующей реализации до конечного потребителя. С точки зрения отчетности некапитальные затраты признаются в качестве расходов в том периоде, в котором возникли, и уменьшают чистую прибыль этого периода.

Под термином **себестоимость** добычи нефти подразумевается стоимостное суммарное денежное выражение производственных операционных расходов, которые несут нефтедобывающие компании при добыче нефти (OPEX lifting costs).

OPEX на добычу углеводородов включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для добычи углеводородов, расходы на оплату труда, горюче-смазочные материалы (ГСМ) и электроэнергию, затраты на мероприятия по увеличению нефтеотдачи и прочие подобные расходы.

Себестоимость добычи рассчитывается по отношению производственных операционных расходов к единице объёма или массы добытой нефти, формула имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \text{Себестоимость добычи нефти} &= \\ &= \text{OPEX (lifting costs)} / Q_{\text{н}}, \end{aligned} \quad (1)$$

где OPEX (lifting costs) — производственные операционные расходы на добычу нефти, руб. или \$;

$Q_{\text{н}}$ — единица объёма или массы добытой нефти, м³ или т.

Снижение себестоимости добычи нефти необходимо проводить как за счёт увеличения нефтеотдачи, так и за счёт снижения производственных операционных расходов. Повышение нефтеотдачи пластов может обеспечиваться увеличением коэффициентов вытеснения и охвата, однако при этом есть существенные особенности. Если увеличение коэффициента вытеснения на поздней стадии разработки может достигаться ограниченным числом технологий (в основном для маловязких нефтей растворами химических реагентов), то набор технологий для повышения охвата пласта воздействием намного разнообразнее (регулирование системы разработки, уплотнение сетки скважин, изменение направления фильтрационных потоков, нестационарное воздействие, гидродинамические и физико-химические методы воздействия, растворы реагентов и др.), хотя при этом также имеется ряд осложняющих факторов.

Как показывает наш многолетний опыт работы в области научного сопровождения, совершенствование и актуализация методических подходов применения технологий физико-химических и гидродинамических МУН для конкретных геолого-физических условий объектов экономически высокоэффективными методами воздействия на терригенные и карбонатные коллекторы месторождений поздней (частично III и IV) стадии разработки являются адресные технологии воздействия

на отдельные зоны пласта с применением различных технологий физико-химических и гидродинамических МУН (выравнивание профиля приёмности, ограничение водопритоков, ремонтно-изоляционные работы, обработки призабойной зоны скважин, нестационарное заводнение). Так, индекс доходности (PI) по уже реализованным программам находится в диапазоне от 1,15 до 3,5 ед, что отражает экономическую эффективность реализации программ физико-химических и гидродинамических МУН [6–8]. Среди преимуществ данных технологий — невысокая стоимость, универсальность и минимальные технические требования реализации на скважинах, низкие удельные риски за счет большого охвата действующего базового фонда, возможность оперативной замены/переформирования программ, низкая себестоимость добычи 1 т дополнительной нефти.

Тенденция развития технологий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений во времени связана с постепенным сужением области применения создаваемых и используемых методов — переходом от универсальных технологий заводнения в 50–60-х годах к технологиям для определенных геолого-физических условий отдельных месторождений (60–70-е годы) и далее — к объектам разработки, пластам и зонам пластов. Этому способствует то, что в процессе заводнения пластов происходит не только общее уменьшение остаточных запасов нефти, но и непрерывное изменение их структуры (формы распределения) в объеме порового пространства залежи. Высокая неопределенность расположения остаточных недраенируемых и слабодраенируемых запасов нефти требует для их вовлечения в активную разработку, как правило, существенно скорректированных (адресных, адаптированных под конкретные условия) методик и технологий воздействия.

Индивидуальность геолого-физических особенностей пластов / отдельных участков залежи и скважин не позволяет достичь стабильно высоких результатов за счет применения одной универсальной технологии МУН. Высокая технологическая эффективность и продолжительность эффекта, и, как следствие, индекс доходности достигается адресным воздействием с использованием индивидуальных композиций химреагентов, дизайнов обработок и технологий под конкретные условия объекта/участка с учетом имеющихся проблем, текущего состояния разработки и взаимодействия с окружающими скважинами в рамках единой системы

разработки продуктивного пласта. Подобный подход, основанный на принципах системного воздействия на пласт, является одним из способов рациональной разработки месторождений, находящихся на поздней стадии [9–14].

В связи с вышесказанным ключевыми направлениями научного сопровождения, совершенствования и актуализации методических подходов применения технологий физико-химических и гидродинамических МУН для конкретных геолого-физических условий объектов являются:

1. Сочетание взаимосвязанных научных и технологических методов принятия решений с учётом взаимовлияния различных технологий и опыта работ.
2. Системное воздействие на нефтяные пласты совокупностью нагнетательных и добывающих скважин (концепция единого гидродинамического объекта), направленное на повышение охвата заводнением путём перераспределения фильтрационного потока воды, увеличения приёмности низкопроницаемых прослоев в нагнетательных скважинах, интенсификацию притока нефти из низкопроницаемых пропластков в добывающих скважинах и на увеличение нефтеотдачи в целом. Комплексование и учёт взаимовлияния разнонаправленных МУН и ГТМ для получения синергетического эффекта по объекту воздействия.
3. Скрининг технологий в соответствии с ГФХ и формализация критериев выбора участков, поскольку технологическая эффективность зависит не от технологии, а от точности определения критериев применимости технологий к объектам.
4. Ежегодный ретроспективный анализ выполненных обработок скважин для актуализации критериев выбора и ранжирования. Поскольку происходит постоянный процесс изменения состояния разработки и выработки запасов, то без уточнения критериев применимости удельная эффективность и PI будет снижаться при последующих обработках.
5. Оптимизация и цифровизация процессов формирования, актуализации и верификации программ с целью:
 - увеличения скорости оценки потенциала скважин-кандидатов (параметры разработки изменяются во времени), повышения обоснованности, контролируемости и прозрачности процесса формирования и сопровождения программ ГТМ и МУН (формализация критериев выбора и ранжирования);

- учёта взаимовлияния разнонаправленных технологий на одних и тех же скважинах/участках;
- оперативного учёта постоянных изменений и корректировок программ ГТМ и МУН во время их реализации (ГГДМ неоперативны);
- снижения времени на рутинные работы при применении аналитических методик и использовании потенциала специалистов в области высокоинтеллектуального труда.

Научное сопровождение вышеперечисленных работ является основой качественного подбора участков и технологий, оценки эффективности технологий и определения оптимальных объемов закачки, корректного бизнес-планирования и помесечного распределения эффекта, достижения технологического и экономического потенциала

основных и дополнительных программ физико-химических и гидродинамических МУН. Опираясь на результаты внедрения разработанных методических подходов и решений в различных геолого-физических условиях разработки нефтяных месторождений, технологический и экономический потенциал реализации программ физико-химических и гидродинамических МУН может составить:

- 4–12 % прироста к базовой добыче;
- 3–10 % прироста ОИЗ (рост рентабельных запасов нефти);
- 7–38 % удельного прироста дополнительной добычи нефти на 1 скв.-опер;
- >90 % успешности работ на основе системного воздействия;
- рост Net profit;
- 5–6 % сокращения OPEX lifting costs (снижение электроэнергии, добычи попутной воды).

Список литературы

1. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений. Москва: Недра, 1968. — 300 с.
2. Жданов С.А. Методика анализа и прогноза вовлечения балансовых и прироста извлекаемых запасов за счет применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / Сб. науч. тр. / ВНИИ. — 1991. — Вып. 110: Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов. — С. 41–48.
3. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. Методы извлечения остаточной нефти. Москва: Недра, 1991. — 347 с.
4. Фомкин А.В., Петраков А.М., Жданов С.А., Раянов Р.Р., Байкова Е.Н., Черевко М.А., Игитов С.М., Кузнецов М.А., Ишкинов С.М. Прирост извлекаемых запасов нефти на основе системных обработок нагнетательных скважин // PROnefть. Профессионально о нефти, 2021. — Т. 6. — № 3. — С. 121–129.
5. Фомкин А.В., Петраков А.М., Байкова Е.Н., Раянов Р.Р., Кузнецов М.А., Ишкинов С.М. Применение новых методических подходов для увеличения рентабельности добычи базового фонда скважин в условиях низкой стоимости нефти на мировом рынке // Нефтяное хозяйство, 2020. — № 6. — С. 22–26.
6. Фомкин А.В., Петраков А.М., Байкова Е.Н., Раянов Р.Р. 10 лет эффективного сотрудничества науки и производства в сфере увеличения нефтеотдачи. Перспективы нового уровня отраслевого взаимодействия. Тезисы доклада XVIII научно-практической конференции месторождений ТРИЗ. Нефтяное хозяйство, Тюмень, 18–20 сентября 2018 г. — М.: Нефтяное хозяйство, 2018. — 23 с.
7. Фомкин А.В., Петраков А.М., Байкова Е.Н., Ишкинов С.М., Раянов Р.Р. и др. Результаты применения технологии системного воздействия на пласт ЮВ1.1. Аригольского месторождения // Науки о Земле. — 2018. — № 6. — С. 79–84.
8. Петраков А.М., Фомкин А.В., Жданов С.А., Байкова Е.Н., Подольский А.К., Кузнецов М.А., Никитин В.С., Ишкинов С.М. Влияние науки на эффективность нефтегазового производства // Журнал «Недропользование XXI век», 2019. — № 3. С. 168–175.
9. Патент РФ на изобретение № 2513787. Способ разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия / Крянев Д.Ю., Жданов С.А., Петраков А.М.; заявитель и патентообладатель ОАО «ВНИИнефть». — № 201244091/03; заявл. 17.10.12; опубл. 20.04.14.
10. РД 39-0147035-254-88Р «Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза». Москва–Тюмень–Нижневартовск; ВНИИ, 1988. — 236 с.
11. Раянов Р.Р., Байкова Е.Н., Петраков А.М., Фомкин А.В., Жданов С.А. Системная технология как важный элемент рациональной разработки нефтяных месторождений. Международная научно-практическая конференция «Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ» и «Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли», 2021.
12. Свидетельство РФ о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019660578. Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт (ПО «СВП») / Фомкин А.В., Петраков А.М., Байкова Е.Н., Раянов Р.Р., Подольский А.К., Галушко В.В.; правообладатель АО «ВНИИнефть». — № 2019619545; заявл. 31.07.19; опубл. 08.08.19.
13. Фомкин А.В., Петраков А.М., Байкова Е.Н., Раянов Р.Р. и др. Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство, 2019. — №3. — С. 102–106.
14. Раянов Р.Р., Петраков А.М., Байкова Е.Н., Чувазина А.В. Автоматизированный подбор и контроль геолого-технических мероприятий и методов повышения нефтеотдачи. Сборник докладов III Международной научно-практической конференции ООО «Лукойл-инжиниринг» 2021 г. М., 2021. — С. 276–283.

References

1. Surguchev M.L. *Methods of control and regulation of oil field development*. Moscow: Nedra, 1968. — 300 p.
2. Zhdanov S.A. Methodology of analysis and forecast of balance sheet involvement and increase of recoverable reserves due to the use of methods of increasing oil recovery / Collection of scientific papers/ VNII. — 1991. — Issue 110: Application of methods of increasing oil recovery. — pp. 41–48.
3. Surguchev M.L., Gorbunov A.T., Zabrodin D.P. *Methods of extraction of residual oil*. Moscow: Nedra, 1991. — 347 p.
4. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Zhdanov S.A., Rayanov R.R., Baykova E.N., Cherevko M.A., Igitov S.M., Kuznetsov M.A., Ishkinov S.M. Increase in recoverable oil reserves based on system treatments of injection wells // *Proneft. Professionally about oil*, 2021. — Vol. 6. — No. 3. — pp. 121–129.
5. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E.N., Rayanov R.R., Kuznetsov M.A., Ishkinov S.M. Application of new methodological approaches to increase the profitability of production of the basic well stock in conditions of low oil cost on the world market // *Oil Industry*, 2020. — No. 6. — pp. 22–26.

6. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E.N., Rayanov R.R. *10 years of effective cooperation between science and production in the field of increasing oil recovery. Prospects for a new level of industry interaction*. Abstracts of the report of the XVIII scientific and practical conference of TRIZ deposits. Oil industry, Tyumen, September 18–20, 2018 — Moscow: Oil Industry, 2018. — 23 p.
7. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E.N., Ishkinov S.M., Rayanov R.R., etc. The results of the application of the technology of systemic impact on the J3 oil reservoir of the Arigolskoye field. *Earth sciences*. — 2018. — No. 6. — pp. 79–84.
8. Petrakov A.M., Fomkin A.V., Zhdanov S.A., Baykova E.N., Podolsky A.K., Kuznetsov M.A., Nikitin V.S., Ishkinov S.M. The influence of science on the efficiency of oil and gas production. *Journal «Subsoil Use of the XXI century»*, 2019. — No. 3. — pp. 168–175.
9. RF Patent for invention No. 2513787. A method of developing an oil deposit based on system-targeted impact / Kryanov D.Yu., Zhdanov S.A., Petrakov A.M.; applicant and patent holder of JSC VNIIneft. — No. 201244091/03; application 17.10.12; publ. 20.04.14.
10. RD 39-0147035-254-88R «Guidelines for the application of system technology of impact on oil reservoirs of Glavyumenneftegaz fields». Moscow–Tyumen–Nizhnevartovsk; VNIIneft, 1988. — 236 p.
11. Rayanov R.R., Baykova E.N., Petrakov A.M., Fomkin A.V., Zhdanov S.A. System technology as an important element of rational development of oil fields. International Scientific and Practical Conference «Innovative Solutions in geology and TRIZ development» and «Digital Transformation in the Oil and Gas industry», 2021.
12. Certificate of the Russian Federation on state registration of the computer program No. 2019660578. Software for the technology of systemic impact on the reservoir (production association «SVP») / Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E.N., Rayanov R.R., Podolsky A.K., Galushko V.V.; copyright holder of JSC «VNIIneft». — No. 2019619545; application 31.07.19; publ. 08.08.19.
13. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baykova E.N., Rayanov R.R., etc. Software for the technology of systemic impact on the reservoir // *Oil industry*, 2019. — No. 3. — pp. 102–106.
14. Rayanov R.R., Petrakov A.M., Baykova E.N., Chukavina A.V. *Automated selection and control of geological and technical measures and methods of enhanced oil recovery*. Collection of reports of the III International Scientific and Practical conference of Lukoil-Engineering LLC 2021, Moscow, 2021 — pp. 276–283.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.М. Петраков — разработал концепцию статьи, контролировал полноту и качество изложения материала, внес значительный вклад во все аналитические, теоретические исследования и расчеты.

С.А. Жданов — разработал концепцию статьи, внес ценные замечание в части научно-методического подхода.

Р.Р. Раянов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, руководил сбором, обработкой и анализом информации.

С.С. Кузовлев — разработал концепцию статьи, принимал участие в обсуждение и дискуссиях, внес ряд ценных замечаний.

Е.Н. Байкова — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, принимала участие во всех обсуждениях и дискуссиях. Внесла ряд ценных замечаний касательно расчетов технологической эффективности.

А.В. Чукавина — внесла ряд ценных замечаний.

А.Я. Фурсов — разработал концепцию статьи, внес ценные замечание в части научно-методического подхода.

Andrey M. Petrakov — developed the concept of the article, controlled the completeness and quality of the presentation of the material, made a significant contribution to all analytical, theoretical studies and calculations.

Stanislav A. Zhdanov — developed the concept of the article, made valuable comments on the scientific and methodological approach.

Robert R. Rayanov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, supervised the collection, processing and analysis of information.

Sergey S. Kuzovlev — developed the concept of the article, participated in discussions and discussions, made a number of valuable comments.

Elena N. Baykova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took part in all discussions and discussions. She made a number of valuable comments on the calculation of technological efficiency.

Alena V. Chukavina — made a number of quality expertise.

Albert Ya. Fursov — developed the concept of the article, made valuable comments on the scientific and methodological approach.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андрей Михайлович Петраков — доктор технических наук, технический советник АО «ВНИИнефть»
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10.
e-mail: ampetrakov@vniineft.ru

Andrey M. Petrakov — Dr. Sci. (Techn.), Technical advisor, VNIIneft JSC
10 Dmitrovsky proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: ampetrakov@vniineft.ru

Станислав Анатольевич Жданов — доктор технических наук, советник генерального директора, АО «ВНИИнефть»
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10.
e-mail: jdanov@vniineft.ru

Роберт Ришатович Раянов* — кандидат технических наук, генеральный директор, АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»
625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, д. 211.
e-mail: Rayanov@vniineftzs.ru

Сергей Сергеевич Кузовлев — заместитель генерального директора, АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»
625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, д. 211.
e-mail: Kuzovlev@vniineftzs.ru

Елена Назиповна Байкова — кандидат геолого-минералогических наук, заместитель руководителя ОП, АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10.
e-mail: ebaikova@vniineft.ru

Чукавина Алёна Валерьевна — главный специалист ОП, АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10.
e-mail: AChukavina@vniineft.ru

Альберт Яковлевич Фурсов — доктор геолого-минералогических наук, технический советник АО «ВНИИнефть»
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10.
e-mail: Fursov@vniineft.ru

Stanislav A. Zhdanov — Dr. Sci. (Techn.), Adviser to the General Director, VNIIneft JSC
10 Dmitrovsky proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: jdanov@vniineft.ru

Robert R. Rayanov* — Cand. Sci. (Techn.), General director, VNIIneft-Western Siberia JSC
211 Republic Street, 625019, Tyumen, Russia.
e-mail: Rayanov@vniineftzs.ru

Sergey S. Kuzovlev — Deputy general director, VNIIneft-Western Siberia JSC
211 Republic Street, 625019, Tyumen, Russia.
e-mail: Kuzovlev@vniineftzs.ru

Elena N. Baykova — Cand. Sci. (Geol. and Mineral.), Deputy head of a separate division, VNIIneft-Western Siberia JSC
10 Dmitrovsky proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: ebaikova@vniineft.ru

Alena V. Chukavina — Main expert of a separate division, VNIIneft-Western Siberia JSC
10 Dmitrovsky proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: AChukavina@vniineft.ru

Albert Ya. Fursov — Dr. Sci. (Geol. and Mineral.), Technical advisor, VNIIneft JSC
10 Dmitrovsky proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: Fursov@vniineft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ПЕРЕОСНАЩЕНИЯ СКВАЖИН С ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НА УЭЦН

© А.А. Лубнин, 2023



А.А. Лубнин

Совместное предприятие «Вьетсовпетро», Социалистическая Республика Вьетнам, г. Вунгтау

Электронный адрес: alubnin@gmail.com

Введение. Газлифтный способ добычи в настоящее время широко применяется на шельфовых проектах, его преимущество обусловлено возможностью обеспечить высокое время наработки на отказ внутрискважинного оборудования (ВСО), что немаловажно для морских месторождений, т.к. проведение капитального ремонта по замене вышедшего из строя ВСО в условиях шельфа требует привлечения дорогостоящей буровой установки. Несмотря на преимущество данного метода, газлифт не позволяет достигнуть таких низких забойных давлений, которые обеспечивает УЭЦН и, как следствие, реализовать потенциал скважин (особенно высокообводненного фонда). Переоборудование скважин с газлифтного способа добычи на УЭЦН требует дополнительных инвестиций на проведение геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Материалы и методы. В данной работе разработана численно-аналитическая методика для оперативного подбора скважин-кандидатов на переоснащение с газлифтного способа добычи на УЭЦН, которая основана на применении технико-экономической модели работы скважины шельфового месторождения. Показано, что для месторождений с высокими остаточными запасами, разрабатываемыми морскими платформами с завершающимся сроком службы, целесообразно применение УЭЦН в качестве метода довыработки запасов, повышения КИН и экономической эффективности разработки.

Результаты. В статье представлены безразмерные комплексы параметров, по которым построены универсальные диаграммы для поиска и ранжирования скважин-кандидатов на спуск УЭЦН. Аprobация разработанного подхода выполнена на примере решения задач по поиску и обоснованию проведения ГТМ на месторождении СП «Вьетсовпетро».

Заключение. Метод, представленный в работе, применим как для шельфовых месторождений, так и для месторождений, расположенных на суше, с учетом адаптации экономической модели к условиям конкретного проекта.

Ключевые слова: газлифт, УЭЦН, шельф, ГТМ, технико-экономическая модель, оптимизация добычи

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Лубнин А.А. Обоснование технико-экономических критериев переоснащения скважин с газлифтного способа добычи на УЭЦН. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):98–106. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-98-106>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

JUSTIFICATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC CRITERIA OF RE-EQUIPMENT WELLS FROM GAS LIFT OPERATION TO ESP

Aleksandr A. Lubnin

JV Vietsovpetro, Vietnam, Vung Tau City

E-mail: alubnin@gmail.com

Background. The gas lift method of production is used on offshore projects. The advantage of this method is due to the ability to provide a high time between failures of downhole equipment, which is important for offshore fields, because well workover to replace a failed downhole equipment in offshore conditions requires to use of an expensive drilling rig. But despite the advantage of this method, gas lift does not allow to achieve such low bottomhole pressures that ESP provides and, as a result, realize the potential of wells (especially in highly watered wells). As a result, the introduction of ESPs can provide lower bottom hole pressures and significantly increase the level of field production. However, the re-equipment of wells from the gas lift production method to the ESP requires additional investments for carrying out workover program.

Materials and methods. A novel approach for rapid selection wells-candidate of re-equipment from gas lift operation to ESP has been developed in this article. The method is based on using the Net Present Value — model of wells operation on offshore field.

Results. The article presents dimensionless parameter sets, which used to construct universal diagrams for searching and ranking wells-candidate for ESP running. Approbation of the developed approach is shown on the example of solving problems of justifying geological and technical operations at the field of JV Vietsovpetro.

It is shown that for fields with high residual reserves developed by offshore platform with the end of their service life, it is advisable to use ESP as a method of additional recovery of reserves, increase in recovery factor and economic efficiency of development.

Conclusion. The method presented in the article is applicable both to offshore and onshore fields, taking into account the adaptation of the economic model to the conditions of a particular project.

Keywords: gas lift, ESP, shelf, geological and technical operations, technical and economic model, production optimization

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

For citation: Lubnin A.A. Justification of technical and economic criteria of re-equipment wells from gas lift operation to ESP. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):98–106. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-98-106>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Газлифтный способ добычи в настоящее время широко применяется на шельфовых проектах. Преимущество данного метода обусловлено возможностью обеспечить высокое время наработки на отказ (ННО) внутрискважинного оборудования (ВСО), что немаловажно для морских месторождений, т.к. проведение капитального ремонта скважин (КРС) по замене вышедшего из строя ВСО в условиях шельфа требует привлечения дорогостоящей буровой установки.

При этом газлифтный метод не позволяет в полной мере реализовать потенциал скважин, особенно высокообводненного фонда. Согласно расчетам, выполненным с помощью технологического режима работы скважин [1, 2], после внедрения УЭЦН возможно достичь более низких забойных давлений и существенно увеличить уровень добычи нефти месторождения (рис. 1). Однако переоборудование скважин с газлифтного способа добычи на УЭЦН требует дополнительных инвестиций на проведение геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на начальном этапе и на КРС после выхода установки из строя в последующие периоды. Для учета совокупности технико-экономических показателей каждого из способов эксплуатации и определения наилучшего метода на практике успешно применяется подход, основанный на оптимизации чистого дисконтированного дохода NPV . Такой метод позволяет учесть основные особенности каждой из технологий добычи и избежать субъективных оценок. При этом за счет определения комплексов безразмерных параметров результаты моделирования обобщаются в виде универсальных диаграмм, удобных к использованию для решения производственных задач [3].

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

1. Технологическая модель — прогноз добычи. Будем считать, что в начальный момент времени $t = 0$ скважина эксплуатируется газлифтным способом добычи с дебитом нефти Q_o^0 и остаточными извлекаемыми запасами нефти N_p . Для прогноза динамики дебита нефти в данной работе используется экспоненциальный закон падения [4]:

$$Q_o(t) = Q_o^0 e^{-at}. \quad (1)$$

Учитывая, что объем накопленной добычи за бесконечный период времени равен извлекаемым запасам N_p , получаем:

$$N_p = \int_0^{\infty} Q_o^0 e^{-at} T_y dt = T_y Q_o^0 / a. \quad (2)$$

Следовательно, коэффициент экспоненциального падения a будет рассчитываться по формуле:

$$a = T_y Q_o^0 / N_p, \quad (3)$$

где множитель T_y равен среднему числу дней в году, поскольку дебит скважины измеряется в т/сут, а время t — в годах.

Будем считать, что:

T_r — время рентабельной эксплуатации газлифтной скважины, соответствующее максимальному периоду работы, при котором денежный поток от реализации скважинной

**ПРЕДЛАГАЕМАЯ ОПЕРАТИВНАЯ МЕТОДИКА
ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ
ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПЕРЕОСНАЩЕНИЯ СКВАЖИНЫ
С ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НА УЭЦН.**

продукции остается положительным;

Q_{o_min} — минимальное значение рентабельного дебита нефти газлифтной скважины.

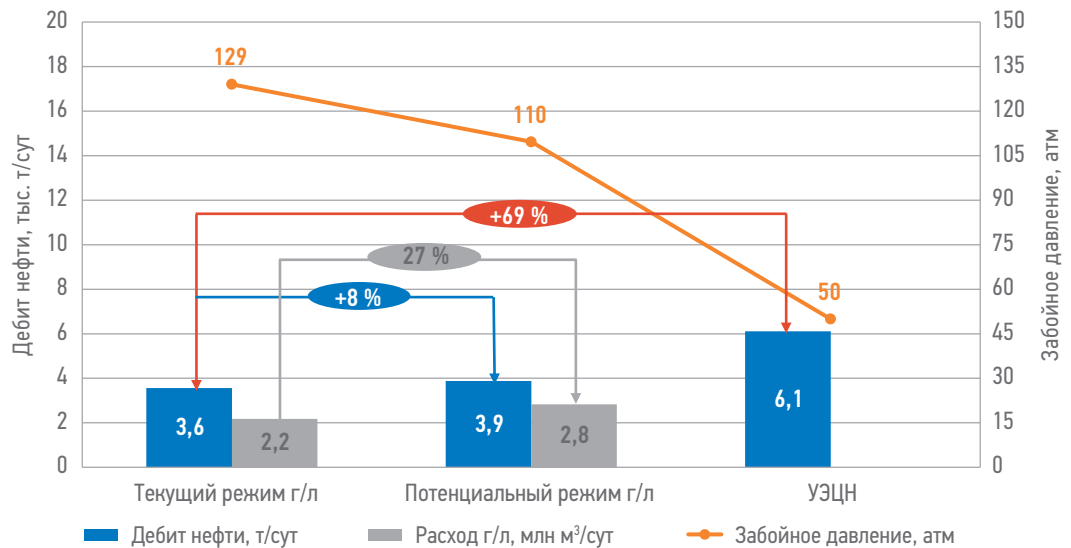


Рис. 1. Оценка потенциала фонда скважин месторождения СП «Вьетсовпетро», эксплуатируемых газлифтным способом. Составлено автором

Fig. 1. Estimation of the field well stock potential JV Vietsovpetro operated by gas lift. Prepared by the author

Принимая Q_{o_min} фиксированной величиной, решая (1) относительно T_r , получаем:

$$T_r = \frac{1}{\alpha} \ln\left(\frac{Q_o^0}{Q_{o_min}}\right). \quad (4)$$

Или с учетом (3):

$$T_r = \frac{N_p}{Q_o^0 T_y} \ln\left(\frac{Q_o^0}{Q_{o_min}}\right) = T_w \ln\left(\frac{Q_o^0}{Q_{o_min}}\right), \quad (5)$$

где величину T_w можно определить как кратность запасов, приходящихся на скважину:

$$T_w = \frac{N_p}{Q_o^0 T_y}. \quad (6)$$

В результате переоснащения скважины с газлифтного способа добычи на УЭЦН за счет снижения забойного давления дебит скважины увеличивается на величину ΔQ_o^0 . В этом случае с учетом (5) рентабельное время эксплуатации скважины с помощью УЭЦН будет соотноситься с T_r :

$$T_{r_ESP} = T_r \frac{Q_o^0}{Q_o^0 + \Delta Q_o^0} \frac{\ln(Q_o^0 + \Delta Q_o^0) - \ln(Q_{o_min_ESP})}{\ln(Q_o^0) - \ln(Q_{o_min})}. \quad (7)$$

Для определения величины ΔQ_o^0 можно воспользоваться подходами, описанными в работах [4–6]. В данной работе будем считать, что начальный прирост дебита нефти известен.

Для расчета динамики дополнительной добычи нефти $\Delta Q_o(t)$ необходимо использовать следующий закон:

$$\Delta Q_o(t) = (Q_o^0 + \Delta Q_o^0)e^{-\beta t} - Q_o^0 e^{-\alpha t}, \quad (8)$$

где коэффициент β согласно (3) будет рассчитываться по формуле:

$$\beta = \frac{T_y(Q_o^0 + \Delta Q_o^0)}{N_p} = \alpha \left(1 + \frac{\Delta Q_o^0}{Q_o^0}\right). \quad (9)$$

Примеры зависимостей (1), (8) представлены на рис. 2 а, б с параметрами: $Q_o^0 = 20$ т/сут, $\Delta Q_o^0 = 50$ т/сут.

2. Экономическая модель месторождения — прогноз NPV.

Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность проекта, является чистый дисконтированный доход NPV. Для сравнения двух способов добычи (УЭЦН и газлифт) за время t необходимо рассчитать величину ΔNPV по формуле:

$$\Delta NPV(t) = NPV_{ESP} - NPV_{GL} = \int_0^t \Delta CCF(t) e^{-Dt} dt - I_{infr}, \quad (10)$$

где $\Delta CCF(t)$ — разница между денежным потоком, который приносит скважина, оборудованная УЭЦН, и денежным потоком, который приносит скважина, эксплуатируемая газлифтным способом; I_{infr} — единовременные инвестиции для модернизации инфраструктуры: переоборудование скважины и платформы с целью перехода с газлифтного способа добычи на УЭЦН (модернизация устья скважины, установка трансформатора, станции управления и т.д.); D — ставка дисконтирования.

В данной работе рассматривается экономическая модель СП «Вьетсовпетро», согласно которой в момент времени t показатель $\Delta CCF(t)$ рассчитывается по формуле:

$$\Delta CF(t) = (1 - r_{prof})\Delta Prof(t) + \Delta CR(t) - \Delta Op(t) - Rv(t); \quad (10)$$

a. $\Delta Prof(t)$ — разница прибыли (profit):

$$\begin{cases} \Delta Prof(t) = p\Delta Q_o(t) - [\Delta Royalty(t) + \\ + \Delta Export(t) + \Delta CR(t)], \\ \Delta Royalty(t) = r_{RLT}p\Delta Q_o(t), \\ \Delta Export(t) = r_{EXPT}[p\Delta Q_o(t) - \Delta Royalty(t)], \end{cases} \quad (12)$$

где r_{prof} — налог на прибыль; r_{RLT} — налог на добычу полезных ископаемых; r_{EXPT} — налог на экспорт; p — цена нефти.

b. $\Delta CR(t)$ — разница возмещаемых затрат (cost recovery):

$$\Delta CR(t) = r_{CR}p\Delta Q_o(t), \quad (13)$$

где r_{CR} — доля возмещаемых затрат.

С учетом (13) формула (12) будет иметь вид:

$$\Delta Prof(t) = p\Delta Q_o(t)(1 - r_{RLT} - r_{EXPT}(1 - r_{RLT}) - r_{CR}). \quad (14)$$

c. $\Delta Op(t)$ — разница операционных расходов (operating costs):

$$\Delta Op(t) = \Delta Op_{prod}(t) + \Delta Op_{well}(t) + \Delta Rv(t), \quad (15)$$

где ΔOp_{prod} — расходы, связанные с перекачкой и подготовкой дополнительного объема нефти; ΔOp_{well} — разность расходов на эксплуатацию скважины с помощью УЭЦН и газлифта, обусловленная разницей расходов на выработку электроэнергии и расходов на компримирование/закупку газлифтного газа; $\Delta Rv(t)$ — разность инвестиций, необходимых для периодического проведения КРС по замене вышедшего из строя ВСО.

ΔOp_{prod} рассчитывается по формуле:

$$\Delta Op_{prod}(t) = a_o\Delta Q_o(t), \quad (16)$$

где a_o — удельные расходы на транспортировку и подготовку нефти.

$\Delta Rv(t)$ рассчитывается по формуле:

$$\Delta Rv(t) = \Delta Rv_{ESPT} - \Delta Rv_{GLT}, \quad (17)$$

где Rv_{ESP} — инвестиции на КРС по смене УЭЦН; Rv_{GL} — инвестиции на КРС газлифтно-го ВСО.

Rv_{ESP} вычисляется по формуле:

$$Rv_{ESP} = C_{ESP} / T_{MTBF_ESP}, \quad (18)$$

где C_{ESP} — стоимость КРС по смене УЭЦН;

T_{MTBF_ESP} — время ННО для УЭЦН;

Rv_{GL} вычисляется по формуле:

$$Rv_{GL} = C_{GL} / T_{MTBF_GL}, \quad (19)$$

где C_{GL} — стоимость КРС по смене газлифтного ВСО; T_{MTBF_GL} — время ННО для газлифта (в данной работе ННО соответствует межремонтному периоду).

Таким образом, с учетом (12)–(18) выражение (11) примет вид:

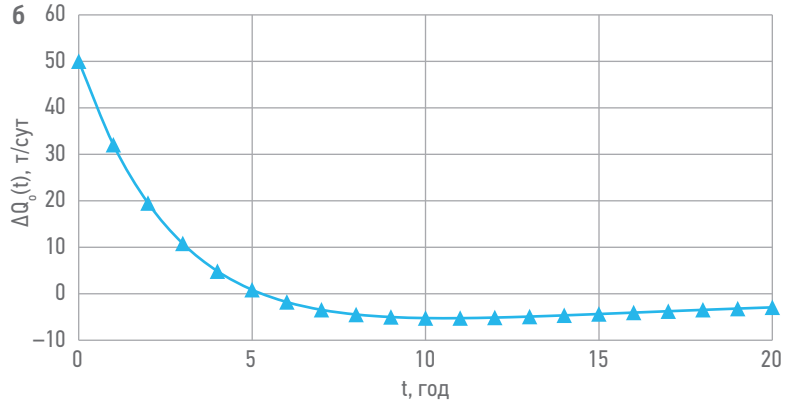
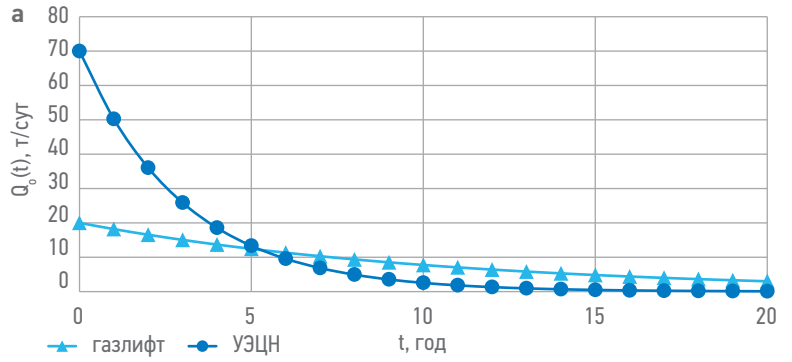


Рис. 2. Динамика показателей работы модельной скважины: а) динамика дебита нефти до и после спуска УЭЦН; б) динамика прироста дебита нефти.

Составлено автором

Fig. 2. Dynamics of performance indicators of the model well: а) dynamics of oil production before and after running the ESP; б) dynamics of incremental oil rate.

Prepared by the author

$$\Delta CF(t) = (1 - r)p\Delta Q_o(t) - (a_o\Delta Q_o(t) + \Delta Op_{well} + (Rv_{ESPT} - Rv_{GLT})), \quad (20)$$

где $r = r^* + r_{prof} - r_{prof}r^* - r_{CR}, \quad (21)$

и

$$r^* = r_{RLT} + r_{EXPT}(1 - r_{RLT}) + r_{CR}. \quad (22)$$

Поставив (20) в формулу (10) с учетом:

$$\begin{aligned} I(t) &= \int_0^t te^{-Dt} dt = -\frac{te^{-Dt}}{D} \Big|_0^t - \frac{e^{-Dt}}{D^2} \Big|_0^t = \\ &= \frac{1 - e^{-Dt}}{D^2} - \frac{te^{-Dt}}{D}, \end{aligned} \quad (23)$$

а также:

$$\begin{aligned} \int_0^t \Delta Q_o(t) e^{-Dt} dt &= \int_0^t ((Q_o^0 + \Delta Q_o^0)e^{-\beta t} - \\ - Q_o^0 e^{-\alpha t}) e^{-Dt} dt &= Q_o^0(K_1(t) - K_2(t)) + \Delta Q_o^0 K_1(t), \end{aligned} \quad (24)$$

где

$$K_1(t) = \frac{1 - e^{-(\beta + D)t}}{\beta + D}, \quad K_2(t) = \frac{1 - e^{-(\alpha + D)t}}{\alpha + D}, \quad (25)$$

получим:

$$\begin{aligned} \Delta NPV(t) &= ((1 - r)p - a_o)T_y(Q_o^0(K_1(t) - K_2(t)) + \\ &+ \Delta Q_o^0 K_1(t)) - \Delta Op_{well} \int_0^t e^{-Dt} dt - \\ &- (Rv_{ESP}I(t) - Rv_{GL}I(t)) - I_{infr}. \end{aligned} \quad (26)$$

3. Критерий изменения типа механизированного способа добычи с газлифта на УЭЦН. Условием внедрения УЭЦН будет являться:

$$\Delta Q_o^0 = \frac{\Delta Op_{well}(1 - e^{-Dt}) + (Rv_{ESP}I(t) - Rv_{GL}(t))D + I_{infr}D}{DT_y((1 - r)p - a_o)K_1(t)} - Q_o^0 \left(1 - \frac{K_2(t)}{K_1(t)}\right). \quad (28)$$

В случае если прирост дебита нефти от спуска УЭЦН больше значения, определяемого формулой (28), рекомендованный метод добычи — УЭЦН, иначе — сохранение текущего газлифтного способа эксплуатации.

Введем безразмерные параметры:

1. ΔOp_{WD_well} — безразмерная разница операционных затрат на эксплуатацию скважины с помощью УЭЦН и газлифта:

$$\Delta Op_{WD_well} = \frac{\Delta Op_{well}}{(1 - r)p - a_o}. \quad (29)$$

2. Rv_{WD_ESP} — безразмерные инвестиции для проведения КРС по замене вышедшего из строя УЭЦН:

$$\Delta NPV = (NPV_{ESP} - NPV_{GL}) > 0. \quad (27)$$

Прирост дебита нефти, соответствующий $\Delta NPV = 0$, с учетом (26) будет рассчитываться по формуле:

$$Rv_{WD_ESP} = \frac{Rv_{ESP}}{(1 - r)p - a_o}. \quad (30)$$

3. Rv_{WD_GL} — безразмерные инвестиции для проведения КРС по замене газлифтного ВСО:

$$Rv_{WD_GL} = \frac{Rv_{GL}}{(1 - r)p - a_o}. \quad (31)$$

4. I_{WD_infr} — безразмерные единовременные инвестиции для модернизации инфраструктуры:

$$I_{WD_infr} = \frac{I_{infr}}{(1 - r)p - a_o}. \quad (32)$$

В этом случае уравнение (28) будет иметь вид:

$$\Delta Q_o^0 = \frac{\Delta Op_{WD_well}(1 - e^{-Dt}) + (Rv_{WD_ESP}I(t) - Rv_{WD_GL}(t))D + I_{WD_infr}D}{DT_y K_1(t)} - Q_o^0 \left(1 - \frac{K_2(t)}{K_1(t)}\right), \quad (33)$$

где T_r определяется формулой (5), T_{r_ESP} рассчитывается по формуле (7), а коэффициенты K_1 и K_2 — по формуле (25).

Так как T_{r_ESP} , K_1 , K_2 зависят от ΔQ_o^0 , то для решения уравнения (33) необходимо использовать метод последовательных приближений, который в MS Excel реализован с использованием функции «циклические ссылки» [7].

на фиксированный период, например на 25 лет. После истечения данного срока предусматривается его ликвидация. Пусть T_p — остаточный срок эксплуатации МГТС. Рассмотрим 2 случая:

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Любое морское гидротехническое сооружение (МГТС) проектируется для работы

$$\Delta Q_o^0 = \frac{\Delta Op_{WD_well}(1 - e^{-DT_{r_ESP}})}{DT_y K_1(T_r)} + \frac{(Rv_{WD_ESP}I(T_{r_ESP}) - Rv_{WD_GL}(T_r) + I_{WD_infr})D}{DT_y K_1(T_r)} - Q_o^0 \left(1 - \frac{K_2(T_r)}{K_1(T_r)}\right). \quad (34)$$

Рассмотрим асимптотическое приближение формулы (34) для больших значений T_p , T_r и T_{r_ESP} . При условии $DK_1 \approx 1$

Тогда (34) будет иметь вид:

$$\Delta Q_o^0 = \frac{\Delta Op_{WD_well} + (Rv_{WD_ESP} - Rv_{WD_GL}) / D + I_{WD_infr}D}{T_y}. \quad (36)$$

Так как $(Rv_{WD_ESP} - Rv_{WD_GL}) / D \gg \Delta Op_{WD_well}$ и $Rv_{WD_ESP} \gg Rv_{WD_GL}$, то определяющим фактором перехода с газлифтного способа добычи на УЭЦН при $T_r < T_p$ являются безразмерные инвестиции для проведения КРС по замене вышедшего из строя УЭЦН, которые, в свою очередь, при фиксированной

1. Время рентабельной эксплуатации газлифтной скважины меньше остаточного срока эксплуатации МГТС, $T_r < T_p$. В этом случае формула (33) будет иметь вид:

или $T_r > 100 / (D \ln(Q_o^0 / Q_{o_min}))$, используя формулы (23)–(25), получаем:

$$I \approx 1 / D^2, K_1 \approx 1 / D, K_2 / K_1 \approx 1. \quad (35)$$

цене на нефть согласно (30) зависят от затрат на проведение КРС (C_{ESP}) и времени ННО (T_{MTBF_ESP}). Следовательно, чем Rv_{WD_ESP} меньше (за счет снижения стоимости КРС или увеличения времени ННО), тем предпочтительнее использовать УЭЦН вместо газлифтного способа добычи.

Второй параметр, который оказывает чувствительное влияние на граничное значение прироста дебита нефти ΔQ_o^0 , это ставка дисконтирования D . Так как ставка дисконтирования $D < 1$ и в формуле (36) данный показатель стоит в знаменателе, то при прочих равных условиях при различии ставок дисконтирования в 2 раза, например $D_1 = 10\%$, $D_2 = 20\%$, значения ΔQ_o^0 будут отличаться аналогично в 2 раза, т.е. $\Delta Q_{o-1}^0 \approx 2\Delta Q_{o-2}^0$ (соотношение обратное). Во многих компаниях принято завышать показатель ставки дисконтирования

$$\Delta Q_o^0 = \frac{\Delta Op_{WD_well}(1 - e^{-DT_r_ESP})}{DT_y K_1(T_p)} + \frac{(Rv_{WD_ESP}(T_r_ESP) - Rv_{WD_GL}(T_p) + I_{WD_infr})D}{DT_y K_1(T_p)} - Q_o^0 \left(1 - \frac{K_2(T_p)}{K_1(T_p)}\right), \quad (37)$$

причем:

$$\begin{cases} T_r_ESP = T_r_ESP, T_r_ESP < T_p \\ T_r_ESP = T_p, T_r_ESP \geq T_p \end{cases}, \quad (38)$$

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ

Пример 1. В качестве примера рассмотрим месторождение СП «Вьетсовпетро» с характеристиками из табл. 1. Цена на нефть в данном расчете соответствует 75 \$ за 1 баррель, $Q_o^0 = 20$ т/сут, $Q_{o_min} = Q_{o_min_ESP} = 3$ т/сут, $T_p = 10$ лет. Остальные параметры приняты средними по месторождению.

По формулам (29)–(32) рассчитываются показатели ΔOp_{WD_well} , Rv_{WD} , Rv_{WD_ESP} , I_{WD_infr} . Рассмотрены два варианта стоимости КРС и ставки дисконтирования. Результаты расчетов приростов дебита нефти после спуска УЭЦН ΔQ_o^0 по формулам (34) и (37), при которых экономические показатели добычи с помощью УЭЦН будут равны показателям NPV газлифтного способа эксплуатации, представлены на рис. 3а, б (ось абсцисс — кратность запасов T_w имеет логарифмический масштаб).

В случае если $T_r < T_p$ (рис. 3а), то при высокой ставке дисконтирования и низких затратах на КРС с ростом остаточных запасов увеличивается привлекательность переоснащения скважины с газлифтного способа добычи на УЭЦН. При низкой ставке дисконтирования и высоких затратах на КРС — ситуация обратная. В этой связи на месторождениях СП «Вьетсовпетро» с принятой ставкой дисконтирования $D = 10\%$ разрабатываемых «новыми» МГТС целесообразно использовать газлифтный способ добычи.

В случае если $T_r \geq T_p$, то в начальный период, пока $t \leq T_p$, графики для $T_r \geq T_p$ и $T_r < T_p$ совпадают (рис. 3а, б). Далее, при $t > T_p$ согласно рис. 3б сохраняется тенденция роста ΔQ_o^0 до максимального значения и затем

для учета предполагаемых рисков. В ряде случаев, например при принятии решения об инвестировании проектов, это может быть оправдано. Однако если условие максимизации NPV используется для выбора технологических решений, то завышение ставки дисконтирования может приводить к неверным выводам.

2. Время рентабельной эксплуатации газлифтной скважины больше или равно остаточному сроку эксплуатации МГТС, $T_r \geq T_p$. В этом случае формула (33) будет иметь вид:

Таблица 1. Параметры примера
Table 1. Example Options

Название параметра	Ед. измерения	Значение
Единовременные инвестиции		
Стоимость модернизации инфраструктуры, I_{infr}	тыс. \$	750
Безразмерные единовременные инвестиции, I_{WD}		2,2
Эксплуатационные затраты		
Разность затрат на эксплуатацию УЭЦН и г/л, ΔOp_{well}	тыс. \$ / год	-50
Безразмерная экономия операционных затрат, ΔOp_{WD_well}		-0,1
Операционные затраты на доп. добычу, a_o	тыс. \$ / год	0,005
Стоимость КРС по замене УЭЦН, C_{ESP}		
C_{ESP_1}	тыс. \$	550
C_{ESP_2}	тыс. \$	1100
Межремонтный период, T_{MTBF_ESP}	год	1,3
Стоимость КРС по замене газлифтного ВСО, C_{GL}		
C_{GL_1}	тыс. \$	450
C_{GL_2}	тыс. \$	900
Межремонтный период, T_{MTBF_GL}	год	12
Безразмерные инвестиции для КРС, Rv_{WD}		
$Rv_{WD_ESP_1}$		1,25
$Rv_{WD_ESP_2}$		2,5
$Rv_{WD_GL_1}$		0,1
$Rv_{WD_GL_2}$		0,2
Налоги		
Роялти, r_{RLT}	%	18 %
Налог на экспорт, r_{EXRT}	%	10 %
Возмещаемые затраты, r_{CR}	%	35 %
Налог на прибыль, r_{prof}	%	50 %
Сценарные условия		
Цена на нефть, p	\$ / т	570
Ставка дисконтирования, D		
D_1	%	10 %
D_2	%	20 %
Данные эксплуатации		
Текущий дебит нефти г/л скважины, Q_o^0	т/сут	20
Минимальный рентабельный дебит скважины, Q_{o_min}	т/сут	3
Остаточный срок эксплуатации МГТС, T_p	лет	10

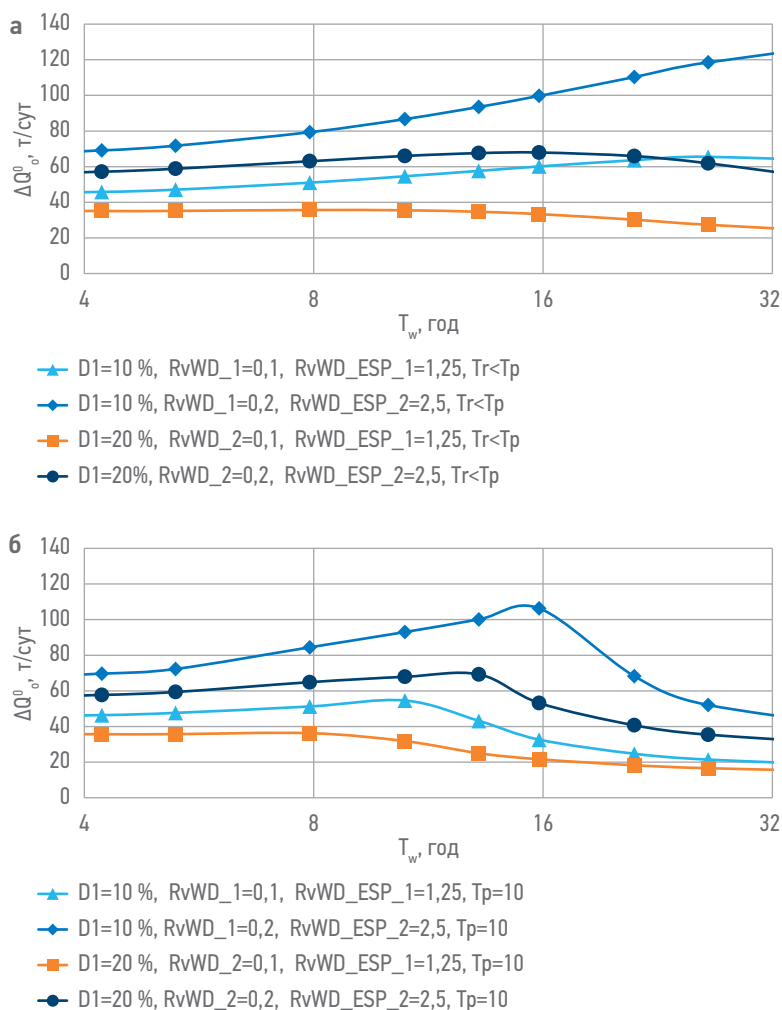


Рис. 3. Пример расчетов для условий месторождения СП «Вьетсовпетро»: а) минимально рентабельный прирост от УЭЦН при $T_r < T_p$; б) минимально рентабельный прирост от УЭЦН при $T_r \geq T_p = 10$ лет. Составлено автором

Fig. 3. An example of calculations for the conditions of the field JV Vietsovpetro: а) the minimum cost-effective increase from ESP at $T_r < T_p$; б) the minimum cost-effective increase from ESP at $T_r \geq T_p = 10$ years. Prepared by the author

снижение минимально рентабельного прироста от оснащения скважины УЭЦН. В этой связи на участках месторождений СП «Вьетсовпетро» с высокими остаточными запасами, эксплуатируемыми «старыми» МГТС, целесообразно применение УЭЦН как метода довыработки запасов, повышения КИН и экономической эффективности разработки.

Пример 2. Для поиска скважин-кандидатов на спуск УЭЦН для каждой i -й реальной скважины одним из методов [4–6] рассчитывается потенциальный прирост дебита нефти от снижения забойного давления после проведения ГТМ $\Delta Q_{o_field_i}^0$ и по формуле (6) — кратность запасов, приходящаяся на скважину $T_{w_field_i}$. Затем $\Delta Q_{o_field_i}^0$ сравнивается со значением $\Delta Q_{o_i}^0(T_{w_field_i})$, рассчитанным по формулам (34), (37):

- если $\Delta Q_{o_field_i}^0 > \Delta Q_{o_i}^0$, то скважина является кандидатом на спуск УЭЦН (если $\Delta Q_{o_field_i}^0 > 1,2 \cdot \Delta Q_{o_i}^0$, то кандидат

«надежный», если $\Delta Q_{o_i}^0 < \Delta Q_{o_field_i}^0 \leq 1,2 \cdot \Delta Q_{o_i}^0$, то «рискованный»);

- если $\Delta Q_{o_field_i}^0 \leq \Delta Q_{o_i}^0$, то проведение ГТМ нецелесообразно.

Результаты расчетов для условий месторождения СП «Вьетсовпетро» на рис. 4а показывают, что если не учитывать срок службы МГТС, то только 4 % фонда предприятия имеет потенциал для экономически эффективного внедрения УЭЦН; если учитывать ($T_p = 10$ лет) — то доля «надежных» кандидатов увеличивается до 11 % (рис. 4б).

Далее, для принятия окончательного решения о проведении КРС, предполагается детальное рассмотрение каждого из кандидатов с выполнением дизайн-расчетов работы насоса, уточнением дополнительной добычи и ΔNPV .

ВЫВОДЫ

В работе представлена численно-аналитическая модель и получены комплексы технико-экономических параметров, с использованием которых предложена методика для оперативного подбора скважин-кандидатов ГТМ по переоснащению с газлифтного способа добычи на УЭЦН. С целью ранжирования скважин-кандидатов на спуск УЭЦН построены универсальные диаграммы, с использованием которых возможно существенно упростить процедуру подбора ГТМ.

Показано, что для месторождений с высокими остаточными запасами, разрабатываемыми МГТС с завершающимся сроком службы, целесообразно применение УЭЦН в качестве метода довыработки запасов, повышения КИН и экономической эффективности разработки. Результаты апробации разработанного технико-экономического подхода представлены на примере СП «Вьетсовпетро».

Данный метод применим как для шельфовых месторождений, так и для месторождений, расположенных на суше, с учетом адаптации экономической модели к условиям конкретного проекта.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- a_o — Удельные расходы на сбор и транспортировку нефти, \$ / т,
- C_{GL} — Стоимость КРС по смене газлифтного ВСО, \$,
- C_{ESP} — Стоимость КРС по смене УЭЦН, \$,
- CF — Свободный денежный поток, \$,
- CR — Возмещаемые затраты, \$,
- D — Ставка дисконтирования, д. ед.,
- $Export$ — Отчисления налога на экспорт, \$,

I_{infr} — Инвестиции на модернизацию инфраструктуры, \$,
 I_{WD_infr} — Безразмерные инвестиции на модернизацию инфраструктуры, \$,
 N_p — Остаточные извлекаемые запасы скважины, т,
 NPV — Чистый дисконтированный доход, \$,
 NPV_{ESP} — Чистый дисконтированный доход УЭЦН, \$,
 NPV_{GL} — Чистый дисконтированный доход газлифта, \$,
 Op — Операционные расходы, \$ / год,
 Op_{prod} — Операционные расходы, связанные с перекачкой и подготовкой нефти до товарной продукции, \$ / год,
 ΔOp_{well} — Разница операционных расходов на эксплуатацию скважины с помощью УЭЦН и газлифта, \$ / год,
 ΔOp_{WD_well} — Безразмерная разница операционных затрат на эксплуатацию скважины с помощью УЭЦН и газлифта, \$ / год,
 p — Цена на нефть, \$ / т,
 $Prof$ — Прибыль, \$,
 Rv — Инвестиции, необходимые для периодического проведения КРС по замене ВСО, \$,
 Rv_{GL} — Инвестиции на проведения КРС по смене газлифтного ВСО, \$,
 Rv_{ESP} — Инвестиции на проведения КРС по смене УЭЦН, \$,
 Rv_{WD_GL} — Безразмерные инвестиции на проведение КРС по смене газлифтного ВСО, \$,
 Rv_{WD_ESP} — Безразмерные инвестиции на проведение КРС по смене УЭЦН, \$,
 $Royalty$ — Отчисления НДС, \$,
 Q_o — Дебит нефти скважины, т / сут,
 $\Delta Q_{o_field}^0$ — Потенциальный прирост реальной скважины от спуска УЭЦН, т / сут,
 Q_o^0 — Начальный дебит нефти скважины, т / сут,
 Q_{o_min} — Минимальный рентабельный дебит нефти скважины, эксплуатируемой газлифтом, т / сут,
 $Q_{o_min_ESP}$ — Минимальный рентабельный дебит нефти скважины, эксплуатируемой УЭЦН, т / сут,
 t — Время, лет,
 T_{MTBF_ESP} — Время ННО для УЭЦН, лет,
 T_{MTBF_GL} — Время ННО для газлифта, лет,
 T_p — Остаточный срок эксплуатации МГТС, лет,
 T_r — Время рентабельной эксплуатации газлифтной скважины, лет,
 T_{r_ESP} — Время рентабельной эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН, лет,

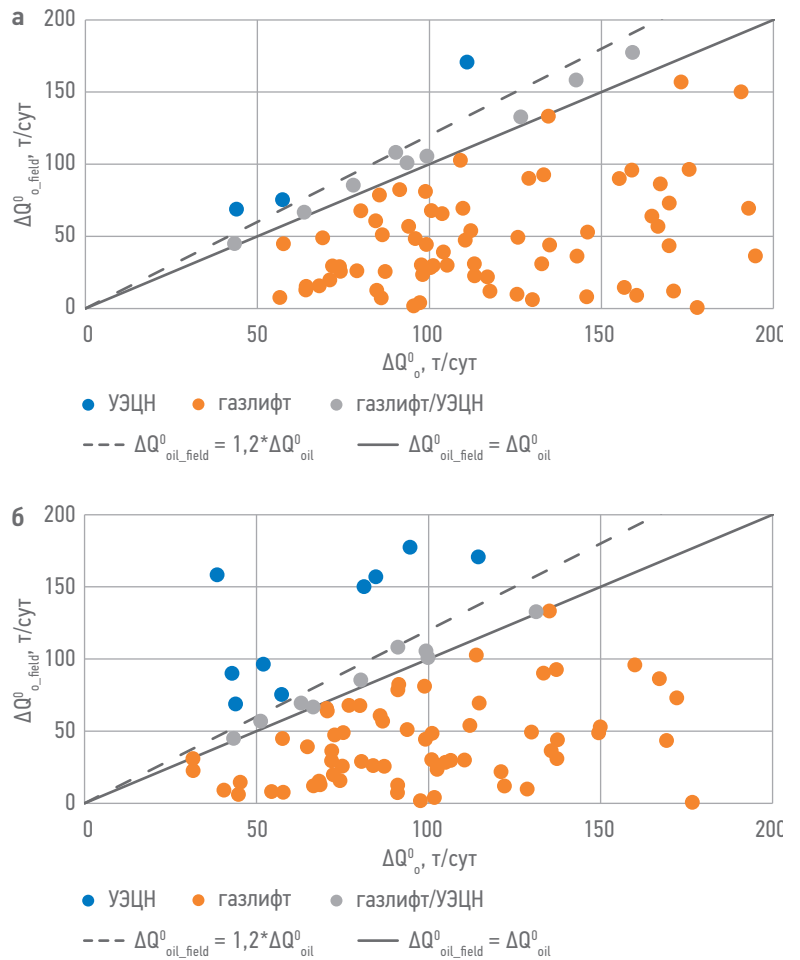


Рис. 4. Пример поиска скважин-кандидатов на внедрение УЭЦН на месторождении СП «Вьетсовпетро», ранжирование скважин-кандидатов УЭЦН: а) $T_r < T_p$; б) $T_r \geq T_p = 10$ лет. Составлено автором
Fig. 4. An example of the search for ESP-candidate wells at the field JV Vietsovpetro, the ranking of ESP-candidates: а) $T_r < T_p$; б) $T_r \geq T_p = 10$ years. Prepared by the author

T_y — Среднее число дней в году, сут,
 T_w — Кратность запасов, приходящаяся на скважину, лет,
 $T_{w_field_i}$ — Потенциальная кратность запасов, приходящаяся на реальную скважину, лет,
 r — Результирующая налоговая ставка, дл. ед.,
 r_{prof} — Налог на прибыль, дл. ед.,
 r_{CR} — Доля возмещаемых затрат, дл. ед.,
 r_{RLT} — Налог НДС, дл. ед.,
 r_{EXPT} — Налог на экспорт, дл. ед.,
 α — Коэффициент экспоненциального падения дебита нефти газлифтной скважины, 1 / год,
 β — Коэффициент экспоненциального падения дебита нефти скважины с УЭЦН, 1 / год,

Список литературы

1. Khasanov M., Krasnov V., Pashali A., Khabibullin R. Monitoring and Optimization of Well Performance in Rosneft Oil Company-The Experience of the Unified Model Application for Multiphase Hydraulic Calculations. — SPE. — 2006. — 104359.
2. Lubnin A.A., Yudin E.V., Fazlytdinov R.F., Khabibullin R.A., Grishchenko E.N., Bovt A.V. A New Approach of Gas Lift Wells Production Optimization on Offshore Fields, SPE. — 2016. — 181903.

3. Кудряшов С.И., Хасанов М.М., Краснов В.А., Хабибуллин Р.А., Семенов А.А. Шаблоны Применения Технологий — эффективный способ систематизации знаний // Нефтяное хозяйство. — 2007. — №11. — С. 2–6.
4. Dake L.P. The Practice of Reservoir Engineering: Elsevier Science. — 2001. — 546 с.
5. Beggs D.H. Production Optimisation using Nodal Analysis. Oil & Gas Consultants International Publications. Tulsa. — 2000. — 411 с.
6. Yudin E.V., Lubnin A.A. Simulation of Multilayer Wells Operating. — SPE. — 2011. — 149924.
7. Excel 2013. Библия пользователя / Уокенбах Джон. — Изд. Вильямс, 2013. — 928 с.

References

1. Khasanov M., Krasnov V., Pashali A., Khabibullin R. Monitoring and Optimization of Well Performance in Rosneft Oil Company-The Experience of the Unified Model Application for Multiphase Hydraulic Calculations. — SPE. — 2006. — 104359
2. Lubnin A.A., Yudin E.V., Fazlytdinov R.F., Khabibullin R.A., Grishchenko E.N., Bovt A.V. A New Approach of Gas Lift Wells Production Optimization on Offshore Fields, SPE. — 2016. — 181903.
3. Kudryashov S.I., Khasanov M.M., Krasnov V.A., Khabibullin R.A., Semenov A.A. Technology Application Patterns — an effective way to organize knowledge. *Oil Industry Journal*. 2007, no. 11, pp. 7–9.
4. Dake L.P. *The Practice of Reservoir Engineering*: Elsevier Science. — 2001. — 546 p.
5. Beggs D.H. *Production Optimisation using Nodal Analysis*. Oil & Gas Consultants International Publications. // Tulsa. — 2000. — 411 с.
6. Yudin E.V., Lubnin A.A. Simulation of Multilayer Wells Operating. — SPE. — 2011. — 149924.
7. Excel 2013 Bible / John Walkenbach — Wiley, 2013. — 1056 p.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTION

А.А. Лубнин — подготовил текст статьи. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Aleksandr A. Lubnin — prepared the text of the article. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Александр Алексеевич Лубнин — кандидат физико-математических наук, заместитель главного геолога, СП «Вьетсовпетро» 790000, Вьетнам, г. Вунгтау, ул. Ле Лой, д. 105.
e-mail: alubnin@gmail.com

Aleksandr A. Lubnin — Cand. Sci. (Phys. and Math.), deputy chief geologist, JV Vietsovpetro 790000, Vietnam, Vung Tau, 105 Le Loi Street.
e-mail: alubnin@gmail.com

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ТИРАЖИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПО ОПТИМИЗИРОВАННОМУ ДИЗАЙНУ НА ТАЙЛАКОВСКОЕ И ЗАПАДНО- УСТЬ-БАЛЫКСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПЕРИМЕТРЕ КОМПАНИИ «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»

© Коллектив авторов,
2023



А.А. Герасимов^{1,*}, А.А. Арестов¹, И.Б. Мухутдинов¹, Е.В. Маклецов²

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

²Уфимский Научно-Технический Центр (ООО «Уфимский НТЦ»), РФ, Уфа

Электронный адрес: Gerasimov.AAn@gazpromneft-ntc.ru

В основе технологии «Оптимизированный дизайн» конструкции скважины лежит комплекс мероприятий, направленных на сокращение цикла и стоимости строительства скважин. Впервые этот способ бурения был испытан в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в июле 2017 года на некоторых месторождениях правобережной группы.

Несмотря на сложные геологические условия, новый подход к повышению эффективности бурения планируется тиражировать на Тайлаковское и Западно-Усть-Балыкское месторождения, где сегодня ведется основной объем строительства скважин.

Цель. С целью оптимизации существующей конструкции горизонтальных скважин на Тайлаковском и Западно-Усть-Балыкском месторождениях был реализован комплексный подход, включающий в себя выбор оптимальной конструкции горизонтальной скважины и минимизацию рисков при бурении посредством построения одномерной геомеханической модели.

Материалы и методы. По результатам анализа опыта применения двухколонных компоновок выполнен сравнительный анализ типовой трехколонной и двухколонных компоновок, выделены критерии применимости на данных месторождениях, оценены экономические и технологические прогнозные параметры.

При построении геомеханической модели посредством проведения дополнительных исследовательских работ (испытаний на приемистость «Leak-off Test», кросс-дипольного акустического каротажа, специальных исследований на керне) удалось определить окно «безопасного» бурения, градиенты ГРП, проявлений и поглощений, выдать рекомендации по плотностям бурового раствора и конструкции скважин.

Результаты. В работе определены условия для безопасного тиражирования технологии бурения скважин по «оптимизированному дизайну» на Тайлаковское и Западно-Усть-Балыкское месторождения, подобраны и рассчитаны кандидаты для апробации работ.

Заключение. Комплексный подход к тиражированию технологии бурения скважин по оптимизированному дизайну на Тайлаковское и Западно-Усть-Балыкское месторождения позволит обеспечить возможность безаварийного и безопасного проведения работ и снизить стоимость строительства скважин.

Ключевые слова: конструкция скважин, оптимизированный дизайн скважин, непроизводительное время, специальные методы исследований, геомеханическая модель

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Арестов А.А., Герасимов А.А., Мухутдинов И.Б., Маклецов Е.В. Комплексный подход к тиражированию технологии бурения скважин по оптимизированному дизайну на Тайлаковское и Западно-Усть-Балыкское месторождения в периметре компании «Славнефть-Мегионнефтегаз». ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):107–113. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-107-113>

Статья поступила в редакцию 19.07.2022

Принята к публикации 01.11.2022

Опубликована 31.03.2023

INTEGRATED APPROACH TO REPLICATION OF WELL DRILLING TECHNOLOGY WITH OPTIMIZED DESIGN FOR THE TAILAKOVSKOE AND ZAPADNO-UST-BALYKSKOE FIELDS IN THE PERIMETER OF THE COMPANY "SLAVNEFT-MEGIONNEFTEGAZ"

Alexey A. Gerasimov^{1,*}, Alexey A. Arestov¹, Ilshat B. Mukhutdinov¹, Evgeniy V. Makletsov²

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint-Petersburg

²Ufa STC LLC, RF, Ufa

E-mail: Gerasimov.AAn@gazpromneft-ntc.ru

Background. The "Optimized Design" technology of well design is based on a set of measures aimed at reducing the cycle and cost of well construction. For the first time, this drilling method was tested at «Slavneft-Megionneftegaz» in July 2017 at a part of the right-bank group of fields.

Despite difficult geological conditions, the new approach to improving drilling efficiency is planned to be replicated at the Taylakovskoe and Zapadno-Ust-Balykskoe fields, where the bulk of well construction is currently underway.

Aim. In order to optimize the existing design of horizontal wells at the Taylakovskoe and Zapadno-Ust-Balykskoe fields, an integrated approach was implemented, including the selection of the optimal horizontal well design and minimization of drilling risks by building a one-dimensional geomechanical model.

Materials and methods. Based on the results of the analysis of experience in the use of two-string assemblies, a comparative analysis of typical three-string and two-string assemblies was carried out, applicability criteria for these fields were identified, and economic and technological forecast parameters were evaluated.

When building a geomechanical model through additional research work: injectivity test "Leak-off Test", cross-dipole acoustic logging, as well as special studies on the core, it was possible to determine the "safe" drilling window, hydraulic fracturing gradients, manifestations and losses, issue recommendations for mud densities and well design.

Results. Because of the work, the conditions for the safe replication of well drilling technology according to the "Optimized Design" for the Taylakovskoe and Zapadno-Ust-Balykskoe fields were determined; candidates were selected and calculated for testing of the work methodology.

Conclusions. An integrated approach to replicating well drilling technology based on an optimized design at the Taylakovskoe and Zapadno-Ust-Balykskoe fields will ensure the possibility of trouble-free and safe work and reduce the cost of well construction.

Keywords: well design, optimized well design, unproductive time, special research methods, geomechanical model

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

For citation: Gerasimov A.A., Arestov A.A., Mukhutdinov I.B., Makletsov E.V. Integrated approach to replication of well drilling technology with optimized design for the Taylakovskoe and Zapadno-Ust-Balykskoe fields in the perimeter of the company "Slavneft-Megionneftegaz". PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):107–113. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-107-113>

Manuscript received 19.07.2022

Accepted 01.11.2022

Published 31.03.2023

Благодаря внедрению новых методик и подходов к строительству скважин с 2017 года на части месторождений правобережной группы специалисты ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» освоили технологию «оптимизированный дизайн скважины» (ОДС). На первом этапе бурили скважины на группу пластов АВ, затем тиражировали на группу пластов юрских отложений [3].

Сегодня основной объем строительства скважин осуществляется на Тайлаковском и Западно-Усть-Балыкском месторождениях, где в первую очередь разрабатываются юрские отложения. Месторождения широко охвачены исследованиями начиная с середины XX века. В результате геофизических, в том числе и сейсморазведочных, работ было проведено тектоническое районирование территории, установлена стратиграфия и изучен литолого-петрографический состав осадочного чехла, выделены перспективные на нефть комплексы, подготовлены к глубокому бурению локальные структуры. В геологическом строении Тайлаковского месторождения принимают участие два структурно-тектонических этажа: доюрское основание и мезозойско-кайнозойский платформенный чехол. В разрезе Западно-Усть-Балыкского месторождения выделяют три тектоно-формационных этажа: складчатый фундамент, промежуточный структурный этаж и отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Складчатый фундамент и промежуточный структурный этаж объединяют в доюрское основание. Нефтяные залежи Тайлаковского месторождения выявлены в отложениях мегионской свиты нижнего мела, васюганской свиты верхней юры

С ПОМОЩЬЮ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ДИЗАЙНА СКВАЖИНЫ МОЖНО ОПРЕДЕЛИТЬ ОПТИМАЛЬНЫЕ ИНТЕРВАЛЫ УСТАНОВКИ «БАШМАКОВ» КОЛОНН.

В основе «оптимизированного дизайна» лежит подбор оптимального набора инструментов для конкретных геологических условий, который включает в себя: изменение конструкции скважины (объединение интервала эксплуатационной колонны и горизонтального участка), использование бурового раствора на углеводородной основе и его рециклинг, применение современного оборудования заканчивания скважин.

и тюменской свиты средней юры. В изученной части разреза Западно-Усть-Балыкского месторождения установлены залежи в неомско-отложениях и средне-верхнеюрских отложениях.

В отличие от месторождений правобережной группы целевой пласт по вертикали залегает на 200–250 м глубже, а в разрезе имеется интервал неустойчивых аргиллитов. На этих месторождениях применяется типовая трёхколонная конструкция горизонтальных скважин (на **рис. 1а**), которая включает в себя: кондуктор — Ø245 мм, эксплуатационную колонну Ø168/178 мм и хвостовик — Ø114 мм [4]. Основными преимуществами трёхколонной конструкции являются:

- отсечение нестабильных интервалов горных пород;
- возможность проведения длительных операций в открытом стволе скважины;
- обеспечение высокого качества первичного вскрытия продуктивных пластов.

С целью повышения эффективности строительства скважин рассматривается вопрос о возможности оптимизации их конструкции. Для реализации подхода оптимизированного дизайна на месторождениях предлагаются два варианта конструкции.

Первый вариант — применение ранее освоенной технологии двухколонной конструкции (**рис. 1б**). Основные отличия данной компоновки от стандартной:

- проведение спуска кондуктора до глубины 1000 м ($H_{\text{верт}} 900$ м) с целью перекрытия верхних интервалов неустойчивых пород;
- бурение из-под кондуктора до проектного забоя одним диаметром долота 220,7 мм;
- применение раствора на углеводородной основе (РУО) для обеспечения стабильности протяженного ствола скважины и снижения коэффициента трения;
- спуск комбинированной обсадной колонны (ОК) Ø168 мм до кровли продуктивного пласта и Ø146 мм в интервале горизонтального участка;
- применение муфты манжетного цементирования в интервале обсадной колонны Ø168 мм.

Второй вариант двухколонной конструкции (**рис. 1в**) также был ранее опробован в одном из дочерних обществ «Газпром нефти».

Основные отличия от стандартного подхода:

- проведение спуска кондуктора до глубины ≈2400 м ($H_{\text{верт}} \approx 1700$ м);
- замена диаметра ОК кондуктора с Ø245 мм на Ø178 мм;
- спуск комбинированной ОК Ø127 мм с перекрытием глубины спуска ГНО и Ø114 мм далее до забоя.

Одним из ограничений для этого варианта является наличие транзитных продуктивных горизонтов в связи с тем, что кондуктор спускается на достаточно большую глубину. На Тайлаковском месторождении

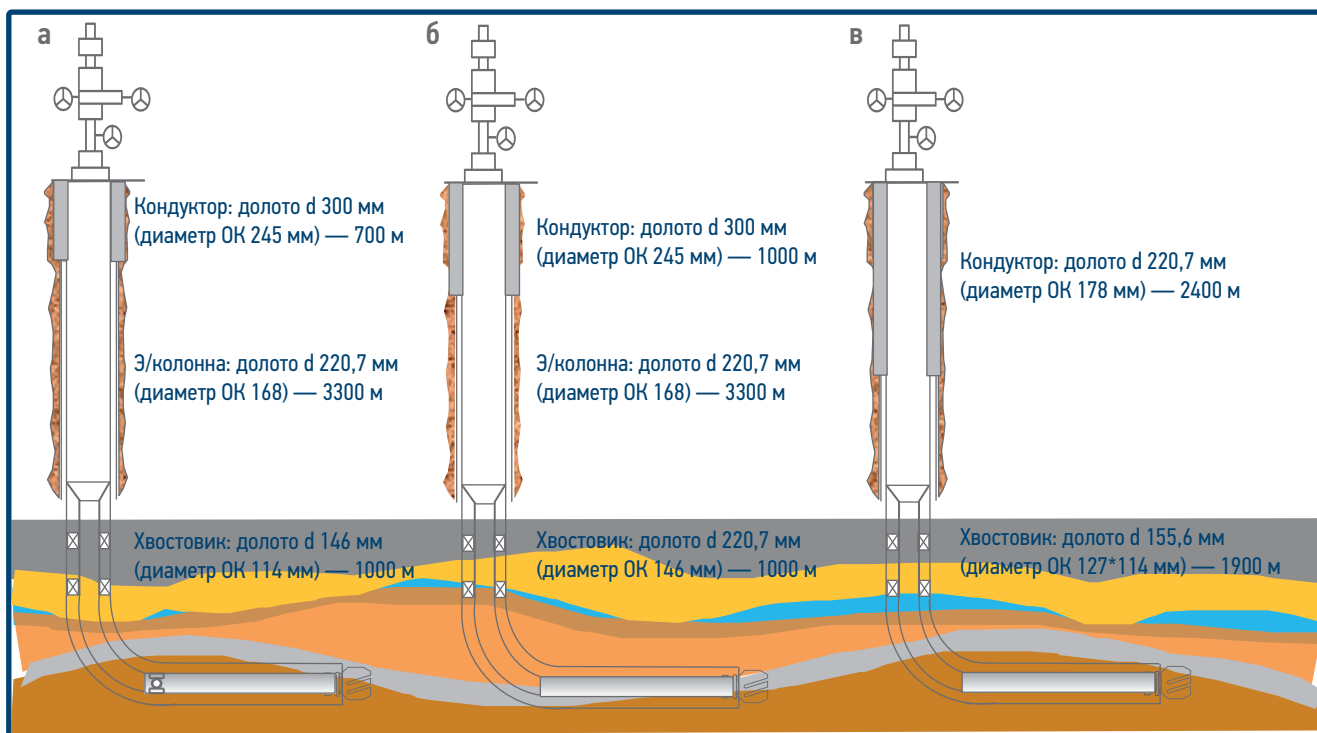


Рис. 1. Варианты конструкций скважин при стандартном подходе (а) и «оптимизированном дизайне» (б, в). Составлено авторами
Fig. 1. Well design options for the standard approach (a) and «optimized design» (б, в). Prepared by the authors

Таблица 1. Сравнительная характеристика конструкций скважин
Table 1. Comparative characteristics of well structures

	Стандартная конструкция (вариант 0)	Оптимизированный дизайн скважины (вариант 1)	Оптимизированный дизайн скважины (вариант 2)
Область применения	Тайлаковское, Западно-Усть-Балыкское	Тайлаковское, Западно-Усть-Балыкское	Тайлаковское
Сокращение металлоёмкости	-	✓	✓
Шаровая компоновка для многостадийного гидравлического разрыва пласта	✓	✓	✓
Необходимость применения РУО	-	✓	-
Необходимость переоборудования буровой установки для применения РУО	-	✓	-
При бурении гор. участков требуется буровой инструмент Ø102 мм	-	-	✓
Необходимость смены БИ в процессе бурения (127 / 89)	✓	-	✓
Необходимость разбуривания муфты манжетного цементирования перед освоением	-	✓	-
Возможность реализации на всех месторождениях	✓	✓	-
Сроки строительства скважины, сут.	29,1	20	28
Сроки освоения скважины, сут.	19,7	23,6	19,7
Снижение затрат, %		-1,5	-3

транзитные горизонты в верхней части разреза отсутствуют, что позволяет рассмотреть данный подход.

В табл. 1 представлена сравнительная характеристика применяемых технологий по расчетным показателям сроков строительства и затрат.

Непроизводительное время (НПВ) при бурении скважин на Тайлаковском и Западно-Усть-Балыкском месторождениях более чем в 50% случаев связано с упруго-прочностными свойствами горных пород (прихват бурового инструмента, проведение проработок и дополнительных шаблонировок ствола скважины).

Стоит отметить, что использование «оптимизированного дизайна» повышает риск дифференциального прихвата, особенно в энергетически истощенных пластах, что обусловлено изменением минимального горизонтального напряжения.

Недостаточно определиться с реализуемой по нагрузкам и оптимальной с экономической точки зрения конструкцией скважины. Как ранее было сказано, стандартная трехлонная конструкция позволяет максимально снизить имеющиеся риски за счет разобщения интервалов между собой. С целью обеспечения возможности безаварийного и безопасного проведения работ необходимо провести мероприятия в области анализа геологических данных, определить наиболее проблемные интервалы, выбрать оптимальные зоны посадки «башмаков» обсадных

колонн, плотности промывочной жидкости. Данные задачи решаются с помощью геомеханического моделирования.

В геомеханическом моделировании используются знания из разделов механики твердого тела, математики и физики, чтобы выяснить, как порода и трещины в ней будут реагировать на бурение, изменение напряжений, давления, температуры, течение флюида и другие факторы [1].

Построение геомеханических моделей включает следующие этапы: сбор и подготовка данных, определение вертикального напряжения, порового давления, механических свойств горных пород, минимального горизонтального напряжения, максимального горизонтального напряжения и калибровка модели.

Геомеханическая модель выходит за пределы продуктивного пласта по вертикали, поэтому требуется проведение дополнительных исследований [2]. Для каждого месторождения выбраны по три зоны для моделирования с потенциалом тиражирования результатов на соседние участки. При проведении работ по моделированию в полном объеме проанализированы отчеты о строительстве скважин, отчеты по бурению, геофизические исследования скважин, фрак-листы, гидродинамические исследования. Для определения прочностных свойств пород и построения паспортов прочности проведен комплекс специальных исследований на керне. В табл. 2 в качестве примера

Таблица 2. Характеристика горных пород
Table 2. Characterization of rocks

Пласт	Порода	Динамический коэффициент Пуассона	Статический коэффициент Пуассона	Динамический модуль Юнга, ГПа	Статический модуль Юнга, ГПа	Прочность на одноосное сжатие, МПа	Прочность на одноосное растяжение, МПа	Открытая пористость, %	Угол внутреннего трения, градусы
Ю2	Плотные породы	0,24	0,26	54,73	32,75	144,85	9,24	4,97	30–35
	Песчаник	0,25	0,25	35,33	10,88	61,71	3,6	14,54	30–35
	Алевролит	0,23	0,26	41,68	9,52	46,17	6,35	7,3	25
Ю3	Плотные породы	0,27	0,25	49,87	19	100,45	10,14	6,51	30–35
	Песчаник	0,27	0,26	31,84	8,88	50,95	3,28	15,14	30–35
	Алевролит	0,25	0,25	32,6	7,14	28,34	7,09	16	25

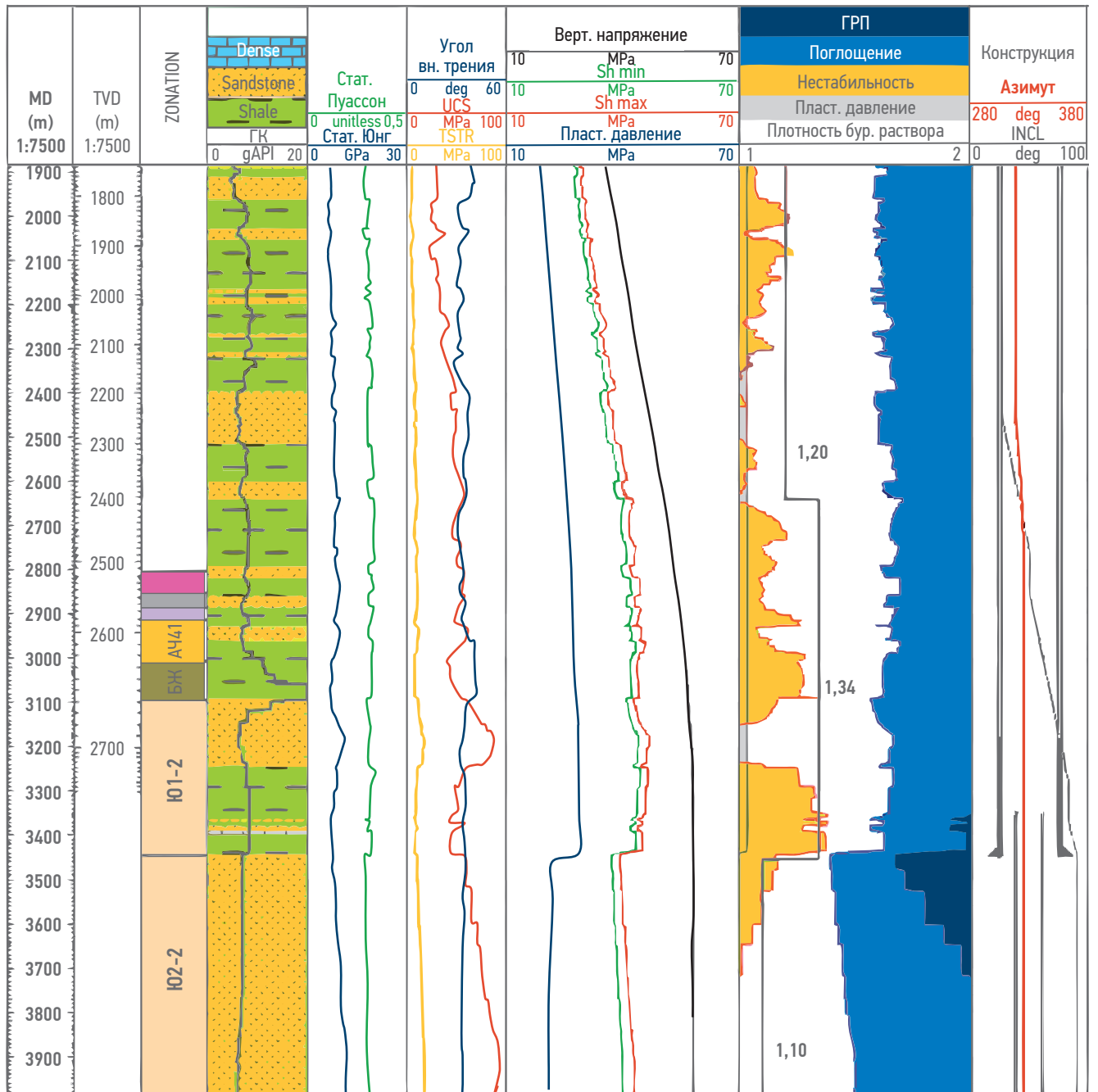


Рис. 2. Одномерная геомеханическая модель для скважины Тайлаковского месторождения. Составлено авторами
Fig. 2. One dimensional geomechanical model for the well of the Taylakovskoe field. Prepared by the authors

представлены результаты исследования горных пород пластов Ю2 и Ю3.

Для калибровки моделей на давление начала поглощения бурового раствора реализован ряд испытаний на приемистость «Leak-off Test», что позволило оценить градиент давления поглощения бурового раствора. Также удалось провести кросс-дипольный акустический каротаж для регистрации полного волнового акустического сигнала.

На рис. 2 представлена предварительная одномерная геомеханическая модель на одну из опорных скважин Тайлаковского месторождения.

Таким образом, по итогам моделирования получено окно «безопасного» бурения, определены градиенты ГРП, проявлений и поглощений, выданы рекомендации по плотностям бурового раствора и конструкции скважин.

ВЫВОДЫ

- Проведена оценка возможности тиражирования технологии оптимизированного дизайна скважин на Тайлаковское и Западно-Усть-Балыкское месторождения.
- С целью минимизации рисков построения геомеханическая модель, определены безопасные пределы градиента плотности бурового раствора, сняты риски по градиенту ГРП, выделено повышенное кавернообразование в интервалах Ачимовской толщи.
- Применение технологии «оптимизированного дизайна» рекомендовано в пластах с пластовым давлением, близким к гидростатическому.
- Выполнены прогнозные расчеты экономической и технологической эффективности, оценены риски.

Список литературы

1. Zoback M. *Reservoir Geomechanics*. –New York: Cambridge University Press, 2007. — 505 p.
2. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. — 467 с.
3. Ильичев С.А., Кульчицкий В.В., Спиридонов В.П., Пимонов А.В., Иванов Д.А., Чернобай Д.Н. Проектирование и бурение скважин оптимизированного дизайна. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — ВНИИОЭНГ — 2019. — №11. — С. 8–12.
4. Лейн Ларри, Митчелл Роберт. Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения. — М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. — 1064 с.

References

1. Zoback M. *Reservoir Geomechanics*. New York: Cambridge University Press, 2007. 505 p.
2. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. *Rock mechanics in petroleum industry*. Moscow: LLC «Nedra business center», 2007. 467 p.
3. Ilychev S.A., Kulchitsky V.V., Spiridonov V.P., Pimonov A.V., Ivanov D.A., Chernobay D.N. Projecting and drilling wells of optimized design. *Onshore and offshore oil and gas well construction*, 2019, no. 11, pp. 8–12.
4. Larry W. Lake, Robert F. Mitchell. *Petroleum Engineering Handbook*. Volume II. Drilling Engineering. Moscow. Izhevsk: Institute for Computer Research, 2014, 1064 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Арестов — подготовил текст статьи, принял активное участие в работах по созданию оптимизированного дизайна конструкции скважин и расчету технологических показателей.

А.А. Герасимов — подготовил текст статьи, принял активное участие в подготовке программы исследований и исходных данных для построения геомеханической модели.

И.Б. Мухутдинов — разработал концепцию статьи, принял активное участие в организации и координации работ по подготовке обоснования для тиражирования технологии, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Е.В. Маклецов — подготовил текст статьи, принял активное участие в обосновании программы исследований с учетом геологического потенциала объектов разработки.

Alexey A. Arestov — prepared the text of the article, took an active part in the creation of an optimized well design and calculation of technological indicators.

Alexey A. Gerasimov — prepared the text of the article, took an active part in the preparation of the research program and initial data for building a geo-mechanical model.

Ilishat B. Mukhutdinov — developed the concept of the article, took an active part in the organization and coordination of work on the preparation of a rationale for replicating the technology, and finally approved the published version of the article.

Evgeniy V. Makletsov — developed the concept of the article, took an active part in the organization and coordination of work on the preparation of a rationale for replicating the technology, and finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексей Андреевич Герасимов* — ведущий специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Gerasimov.AAn@gazpromneft-ntc.ru

Алексей Александрович Арестов — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Arestov.AIA@gazpromneft-ntc.ru

Ильшат Булатович Мухутдинов — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Mukhutdinov.IB@gazpromneft-ntc.ru

Евгений Викторович Маклецов — руководитель направления, ООО «Уфимский НТЦ»
450078, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Кирова, д. 99, корп. 3
e-mail: Makletsov.EV@gazpromneft-ntc.ru

Alexey A. Gerasimov* — Leading specialist, Gazprom-neft STC LLC
75-79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Gerasimov.AAn@gazpromneft-ntc.ru

Alexey A. Arestov — Technical manager, Gazprom-neft STC LLC
75-79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Arestov.AIA@gazpromneft-ntc.ru

Ilshat B. Mukhutdinov — Product development manager, Gazprom-neft STC LLC
75-79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Mukhutdinov.IB@gazpromneft-ntc.ru

Evgeniy V. Makletsov — Technical manager, Ufa STC LLC
99 liter 3, Kirova str., 450078, RB, RF, Ufa
e-mail: Makletsov.EV@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МАЛОЙ ТУРБОДЕТАНДЕРНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

© Коллектив авторов,
2023



А.В. Зозуля*, К.Ю. Рубан, А.Р. Аблаев

ООО «Верде Дженерейшн», РФ, Москва

Электронный адрес: a.zozulya@verdeg.com

Цель и содержание работы. В последние годы тренд на ответственность и экологичность все больше захватывает нефтегазовую отрасль. Современные предприятия фокусируются на регулировании и снижении вредных выбросов. Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) становится одной из наиболее важных экологических проблем российского нефтегазового сектора, так как объем сжигания ПНГ в нашей стране является наибольшим в мире. Таким образом, компанией «Volga Gas» было принято решение создать проект с целью отказаться от сжигания попутного газа в пользу его последующего использования как дополнительного продукта добычи.

Общий подход, в том числе используемые методы. В связи с тем что ежегодно на российских предприятиях сжигается около 17 млрд. м³ попутного нефтяного газа [4], так как он не является основным продуктом и специализацией для нефтяных компаний, на базе действующего предприятия была предложена технология по утилизации факельного оборудования и использования ПНГ как дополнительного продукта производства. Изначально, проект предприятия предполагал сжигание части газа на факелах, что приводило к загрязнению окружающей среды и потере продукта. Компания «Volga Gas» провела оценку рентабельности и возможности технической реализации нового проекта по утилизации факелов, что показало положительные результаты. Важным инструментом в реализации данного проекта стало информационное и 3D-моделирование.

Результаты и основные выводы. В рамках проекта по переходу от сжигания попутного нефтяного газа на факелах к его переработке было проведено проектирование, подбор и закупка оборудования, что привело к техническому перевооружению действующего предприятия. После строительства, внедрения и запуска данной технологии на производстве появился дополнительный газ, из которого в дальнейшем были выделены полезные фракции в виде сжиженного углеводородного газа (СУГ). Так как налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) уже был заплачен, то полученный продукт не облагался НДПИ и акцизами, что привело к повышению прибыли производства. В результате исключения траты ценного невозобновляемого ресурса за счет сжигания на факелах компанией «Volga Gas» был получен дополнительный продукт производства, который в дальнейшем полностью перерабатывался и отправлялся на рынок. Таким образом, было снижено количество выбросов CO₂ в атмосферу, а также помимо прибыли от изначальной добычи газа предприятием была получена дополнительная прибыль от производства и сбыта сжиженного углеводородного газа.

Описание новизны работы. Так как в настоящее время на факельных установках в России сжигается 25-30% попутного нефтяного газа, данная технология стала техническим прорывом в сфере экологизации производства и переработки ПНГ для получения сжиженного углеводородного газа. Также особенностью проекта, выполненного силами компании «Volga Gas», стала быстрота его реализации: благодаря техническому перевооружению проект был реализован в течение 6 месяцев. В результате установка была успешно внедрена в производство, а выбросы вредных веществ на действующем производстве снизились в несколько раз.

Ключевые слова: ПНГ, попутный нефтяной газ, утилизация попутного нефтяного газа, турбодетандер, утилизация ПНГ, утилизация попутного нефтяного газа

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Зозуля А.В., Рубан К.Ю., Аблаев А.Р. Опыт применения малой турбодетандерной установки для утилизации попутного нефтяного газа. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):114–122. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-114-122>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

CASE STUDY OF SMALL TURBO-EXPANDER UNIT UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS

Andrey V. Zozulya*, Konstantin Yu. Ruban, Anton R. Ablav

Verde Generation LLC, RF, Moscow

E-mail: a.zozulya@verdeg.com

Purpose and content of the work. In recent years, the trend towards responsibility and environmental friendliness has increasingly captured the oil and gas industry. Modern enterprises focus on regulating and reducing harmful emissions. The combustion of associated petroleum gas (APG) is becoming one of the most important environmental problems of the Russian oil and gas sector, since the volume of APG combustion in our

country is the largest in the world. Thus, the Volga Gas company decided to create a project in order to abandon the combustion of associated gas in favor of its subsequent use as an additional production product.

General approach, including the methods used. Due to the fact that about 17 billion rubles are burned annually at Russian enterprises. m^3 of associated petroleum gas [4], since it is not the main product and specialization for oil companies, a technology for the utilization of flare equipment and the use of APG as an additional product of production was proposed on the basis of the existing enterprise. Initially, the project of the enterprise assumed the burning of part of the gas on flares, which led to environmental pollution and loss of product. The Volga Gas company assessed the profitability and feasibility of the technical implementation of a new project for the disposal of flares, which showed positive results. Information and 3D modeling have become important tools in the implementation of this project.

Results and main conclusions. As part of the project for the transition from flaring of associated petroleum gas to its processing, the design, selection and purchase of equipment was carried out, which led to the technical re-equipment of the existing enterprise. After the construction, implementation and launch of this technology, additional gas appeared in production, from which useful fractions in the form of liquefied petroleum gas (LPG) were subsequently isolated. Since the mineral extraction tax (MET) had already been paid, the resulting product was not subject to MET and excise taxes, which led to an increase in production profits. As a result of the exclusion of the waste of a valuable non-renewable resource due to flaring by Volga Gas, an additional production product was obtained, which was subsequently completely processed and sent to the market. Thus, the amount of CO_2 emissions into the atmosphere was reduced, and in addition to the profit from the initial gas production, the enterprise received.

Description of the novelty of the work. Since currently 25-30% of associated petroleum gas is burned at flare plants in Russia, this technology has become a technical breakthrough in the field of greening the production and processing of APG to produce liquefied petroleum gas. Also, a feature of the project carried out by the Volga Gas company was the speed of its implementation: thanks to technical re-equipment, the project was implemented within 6 months. As a result, the installation was successfully introduced into production, and emissions of harmful substances at the existing production decreased several times.

Keywords: APG, associated petroleum gas, associated petroleum gas utilization, turbo expander, APG utilization, associated petroleum gas utilization

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Zozulya A.V., Ruban K.Yu., Ablaev A.R. Case study of small turbo-expander unit utilization of associated petroleum gas. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):114–122. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-114-122>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Природа образования попутного нефтяного газа (ПНГ) определяется компонентным составом нефти — практически во всех случаях в том или ином количестве присутствуют легкие углеводородные фракции C_1 – C_4 . В процессе добычи они выделяются из нефти в виде попутного нефтяного газа, наиболее интенсивное выделение ПНГ происходит на участках подготовки нефти или газового конденсата. В прошлом подход утилизации ПНГ был стандартным элементом нефтеподготовки, в последние годы фокус сместился в сторону более экологических и безопасных для окружающей среды методов. Правительства различных стран принимают меры по снижению нагрузки на окружающую среду и сокращению выбросов при добыче углеводородного сырья. К примеру, в Республике Казахстан реализован достаточно жесткий пакет регуляторных мер в области экологии, направленных в том числе на снижение количества факелов, также введена градация платежей в зависимости от наличия примесей в ПНГ. В целом это дало заметный эффект

по улучшению ситуации и сокращению выбросов на территории страны: в 2018-м — 2,07 млрд m^3 , в 2019-м — 1,59 млрд m^3 , в 2020-м — 1,49 млрд m^3 (данные из открытых независимых источников [1]).

Этот результат достигнут в основном за счет значительного повышения уровня платежей для недропользователя за сжигание газа: недропользователю иногда выгодней остановить небольшую добычу нефти, чем направлять ПНГ на факельную установку. В краткосрочном плане это приводит к незначительному сокращению добычи нефти, однако долгосрочный эффект от введенных мер явно положительный.

Тем не менее, несмотря на ужесточение законодательства, использование некоторыми компаниями такого архаичного способа обращения с ПНГ продолжается. Это определяется следующими факторами.

- Попутный газ — непрофильный продукт для нефтяных компаний. Основная часть ресурсов нефтяной компании нацелена на добычу ключевого продукта — нефти, а ПНГ является не полезным ресурсом, а статьей дополнительных расходов и проблемой на пути к добыче нефти.

- Газ имеет значительно более низкую маржинальность в сравнении с жидкими углеводородами.
- Обустройство газовой инфраструктуры стоит дороже обустройства нефтяной системы сбора, что определяется большими рисками, такими как высокое давление, токсичность примесей, сероводород.
- Подключение газа к магистральной системе транспорта, также более сложный и затратный процесс.

МЕТОДЫ

В рамках реализации проекта технического перевооружения УКПГ «Добринское» нами был проанализирован мировой опыт по отказу от сжигания ПНГ, было выполнено несколько технических визитов на газовые объекты РФ и США с различными методами утилизации, основные из которых приведены ниже.

- Обратная закачка газа в пласт — достаточно простое решение, которое может к тому же частично решать задачу поддержания пластового давления. Однако этот способ достаточно затратный за счет высоких капитальных затрат на компрессор высокого давления и производительности, а также же за счет блока подготовки газа к закачке. Этот способ не приносит недропользователю выручки за газ.
- Выработка электроэнергии — наиболее распространённый метод частичной утилизации ПНГ, но не решающий проблему полностью, т.к. 10–20 % всего объема ПНГ достаточно, чтобы закрыть все потребности промысла в электроэнергии. Обычно попутный газ специально не готовят, выполняют только обезвоживание и направляют на генерацию. Это несколько снижает эффективность газовых генераторов, примерно на 15–20 %, но для небольших объемов газа этот вариант применим. Генерация в сеть редко имеет высокую экономическую эффективность, сроки окупаемости часто более 6–7 лет. Как вариант повышения рентабельности — организация майнинг-отеля либо центра обработки данных. Эта опция возможна при наличии канала связи с достаточной пропускной способностью к сети Интернет. В нашей практике подобный комплекс был реализован, окупаемость проекта — менее 1 года.
- Развертывание газового перерабатывающего комплекса — более сложное технологическое решение по выделению пропан-бутановой фракции и, возможно, производству сжиженного природного

газа (СПГ). Это решение требует значительно большего времени на проработку, подготовку и запуск — не менее 1,5–2 лет, капитальные затраты составляют десятки миллионов долларов. Одним из существенных факторов, определяющих целесообразность этого способа утилизации, является наличие транспортной доступности для осуществления вывоза продуктов переработки ПНГ между площадкой получения и потребителями СУГ (сжиженный углеводородный газ) и СПГ (сжиженный природный газ). Этот способ реализован «Верде Дженерайшн» на собственном УКПГ, о чем ниже будет представлена информация.

- Строительство установки по трансформации метана — еще более технологически сложный способ. Как результат — получение из газа метанола, либо других углеводородов, каталитическим методом Фишера — Тропша, также известным как технология Gas to Liquid GTL. Данная технология применяется как крупнотоннажное решение на ряде масштабных проектов, установки имеют производительность от 1 млн т в год и бюджет — от нескольких миллиардов долларов. Также есть вариант небольших установок GTL, которые имеют экономическую рентабельность при переработке ПНГ от десятков тысяч тонн продукта в год. Данное направление активно прорабатывается компанией «Верде Дженерайшн», уже есть прототип установки на 12 тыс. т в год с окупаемостью менее 2-х лет. Запуск планируется в 2023 году.
 - Трансформация метана в протеин с получением белкового витаминного концентрата (БВК) — следующий по сложности метод. Существуют несколько технологий получения белка из метана, основные из них: использование бактерий-метанотрофов, которые используют метан как часть питания; получение и использование метанола-сырца, который уже является питательной средой для дрожжевых бактерий. Первая технология наиболее апробирована, так как является более экономически выгодной, однако применение метана совместно с воздухом, являющимся частью питания бактерий, иногда приводило к неконтролируемым реакциям из-за сложности поддержания смеси этих газов. Вторая технология, которой занимается «Верде Дженерайшн», более надежный вариант, но с большей себестоимостью производства протеина.
- Все вышеперечисленные направления детально прорабатывались в рамках проекта

по отказу от собственных факелов ПНГ, на которые ранее ежедневно поступали десятки тонн СЗ+. Вызов имел ограниченный уровень финансирования и жесткие сроки окупаемости вложений. Предварительный план реконструкции УКПГ с целью отказа от факелов разрабатывался в 2014–2015 годы и предполагал замену существующей сероочистки на аминовую очистку с установкой коверсии сероводорода в элементарную серу (Клаус), использование турбодетандерной установки, обеспечивающей глубину извлечения СЗ+ порядка 94 %. Оценка бюджета реконструкции была на уровне \$ 30 000 000, срок реализации — не менее 2,5 года с проектированием и прохождением государственной экспертизы. Уровень вложений и срок реализации оказались нерентабельными. Был предложен альтернативный вариант со следующими параметрами: отказ на первом этапе от аминовой очистки и блока Клауса, т.к. шел успешный эксперимент по сероочистке «Редокс», максимальное входное давление на УКПГ с целью использования энергии пласта для охлаждения газа на дросселе, замена компрессора газов стабилизации на эжектор компании «Аэрогаз», что позволило частично отложить установку компрессора. Для сокращения сроков реализации решили сделать реконструкцию существующего блока низкотемпературной сепарации (НТС), соответственно отказаться от капитального строительства и главной государственной экспертизы и получить как минимум год экономии по времени. Все основное оборудование планировали заказать в РФ для сокращения сроков поставки и снижения общего бюджета. Все вышеперечисленные мероприятия по оптимизации и модернизации УКПГ дали следующий результат:

- бюджет реконструкции сократился с \$ 30 000 000 до \$ 5 600 000;
- срок реализации снизился с 30 месяцев до 12 месяцев;
- окупаемость достигла уровня 11 месяцев;
- извлечение СЗ+ составило 60 %.

Решение по предложенной модернизации было согласовано инвесторами в декабре 2016 года. В этом же месяце разместили заказ на все оборудование с длительными сроками поставки. Оборудование заказывалось по предварительному проекту, все технические решения принимались оперативной группой проекта непосредственно перед заказом.

После размещения заказов на ключевое оборудование группа проекта занялась детализацией проекта реконструкции блока НТС. На небольшой площадке блока НТС требовалось разместить три колонны

фракционирования с ребойлерами и блоками аппаратов воздушного охлаждения, несколько сепараторов, теплообменников, емкости хранения СПБТ (смесь пропан-бутана техническая). Для решения этой задачи группа освоила инструментарий 3D-моделирования, изготовила модели новой установки на 3D-принтере для наглядной отработки компоновочных решений. Применение этих инструментов позволило решить поставленную задачу за несколько недель.

БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ УЗЛЫ И АГРЕГАТЫ И ПОЛНОСТЬЮ МОБИЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ МАЛЫХ ОБЪЕМОВ ГАЗА ПОЗВОЛЯЮТ ЭФФЕКТИВНО УТИЛИЗИРОВАТЬ ПОПУТНЫЙ ГАЗ ДАЖЕ С МИНИМАЛЬНЫМИ РАСХОДАМИ.

Детально была проработана технология сборки и монтажа установки, часть соединительных патрубков готовилась заранее в цехе для сокращения сроков монтажа на площадке.

Общее количество сварных стыков составило порядка 10 000, на площадке работало несколько бригад сварщиков одновременно, это позволило за летний период сделать всю основную работу по обвязке блоков установки и подготовить ее к тестовому пуску.

Ссылка на видео строительства установки (time lapse) <https://youtu.be/zUXczGkpZgU>

РЕЗУЛЬТАТЫ

Нестандартное решение было принято по теплоизоляции колонн фракционирования. Известно, что хорошая теплоизоляция позволяет эффективно использовать тепло, подаваемое из котельной, обеспечивает стабильность работы колонны и меньшую зависимость от изменений внешней температуры. Вариант утепления минеральной ватой давал хороший вариант, но минеральная вата постепенно накапливает влагу, оседает и теряет свои теплоизолирующие свойства, поэтому приняли решение использовать в виде изоляции современный материал — пенополиуретан. Пенополиуретан был нанесен непосредственно на корпус колонн, что полностью ограничило доступ внешнего воздуха к корпусу, а толщина слоя в 5–10 см обеспечила в 2 раза более лучшую теплоизоляцию по сравнению с вариантом применения минеральной ваты. Дальнейшая эксплуатация подтвердила эффективность нового материала [2].

Минимальная температура газа в низкотемпературном сепараторе, которую

мы стремились получить на установке, определяет эффективность извлечения целевых компонентов газа СЗ+ и соответственно определяет коммерческую эффективность всей установки. Борьба за каждый градус с минимальными затратами была целью всей модернизации.

Ключевым элементом максимального использования пластовой энергии газа для оптимизации технологической схемы стала технология сероочистки газа «Редокс». В процессе реализации проекта использовались существующие адсорберы и сепараторы для запуска двух систем сероочистки газа «Редокс», первая — на основном потоке газа производительностью 40 тыс. м³/час и вторая — на потоке газов выветривания производительностью 3 тыс. м³/час.

Работы по адаптации данной технологии были начаты в 2016 году, проведено несколько модификаций технологии и ряд экспериментов, это позволило выявить ключевые преимущества технологии «Редокс» относительно более распространенной технологии аминовой очистки. Помимо низкой стоимости, это:

- реакционная способность раствора «Редокс» находится в гораздо более широком диапазоне давлений (0–100 атм вместо 30–40 атм при аминовой очистке);
- более широкий диапазон температур реакции (от 0 до +40 °С для «Редокс» и от +30 до +40 °С для аминовой очистки);
- реакция в одну стадию с получением элементарной серы (после аминовой очистки требуется установка Клауса для получения серы из сероводорода);
- восстановление раствора продувкой воздухом при технологии «Редокс», очистка паром (порядка 150 °С) при аминовой очистке.

ВЫСОКОЕ ДАВЛЕНИЕ РЕАКЦИИ «РЕДОКС» (ДО 100 АТМ)

Эти преимущества позволили сохранить высокое давление газа вплоть до точки сброса, что позволяет за счет собственной энергии газа, на эффекте Джоуля — Томсона, достичь температуры ниже –45 °С без дополнительных компрессоров. В случае с аминовой очисткой давление, при котором идет реакция, зачастую ограничено 30–60 атм, а температура газа после очистки находится в диапазоне +30...+45 °С, что дает снижение температуры от –15 до –20° С после дросселя, чего недостаточно для глубокого извлечения СЗ+. Поэтому для понижения целевой температуры после аминовой очистки стандартно

используют дополнительные устройства для снижения температуры, такие как пропановые холодильные установки либо компрессоры с дросселем, что повышает капитальные и операционные затраты.

ПОЛУЧЕНИЕ НИЗКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ РЕАКЦИИ

Наши эксперименты с технологией «Редокс» подтвердили, что процесс очистки газа идет успешно без предварительного подогрева. Реакция сероочистки успешно проходила при входной температуре газа +9...+12 °С, что являлось несомненным плюсом технологии. Понижение температуры ниже приведенных значений возможно, но до начала конденсации тяжелых компонентов С5+ из газа и последующего вспенивания раствора, поэтому использовалось правило поддержания температуры раствора на 5 °С выше температуры газа.

Учитывая, что процесс превращения сероводорода в элементарную серу в технологии «Редокс» является экзотермической реакцией, определенное количество тепла выделяется и постепенно накапливается в растворе. Так как температуры газа достаточно низкие, то этот фактор с течением времени начинал становиться значимым. Выявив этот фактор, за счет анализа данных в системе SCADA решили реализовать следующую модификацию:

- установить дополнительный теплообменник газ/газ перед блоком «Редокс»;
- увеличить объем раствора в системе;
- организовать дополнительный амбар-охладитель, давая раствору возможность рассеять накопленную тепловую энергию.

Проведенные мероприятия дали возможность сохранить входную температуру газа. Весь проект был выполнен за рекордно короткий срок — 10 месяцев от решения до получения первого СПБТ в тестовом режиме. Бюджет проекта установки СПБТ с производительностью 100 т/сут (36 500 т/год) составил порядка \$ 5 600 000, окупаемость проекта — менее 12 месяцев. После коммерческого запуска в 2017 году установка показала хорошую глубину извлечения СЗ+, порядка 56 %, при небольших капитальных затратах. Была выстроена система вывоза и сбыта полученного СПБТ, выделены дополнительные емкости для хранения СПБТ, которые прежде использовались для хранения газового конденсата.

В процессе запуска и выхода на режим возникали проблемы с жидким остатком

в продукте и следами метанола в СПБТ в результате использования метанола как ингибитора гидратообразования. Данные проблемы были решены своими силами, в частности, проведено исследование жидкого остатка и установлен дополнительный впрыск воды (water washing) для отделения метанола из азиотропов и снижения жидкого остатка в продукте [3].

Учитывая высокую скорость реализации первой фазы СПБТ и маргинальность нового продукта, который получали из отхода, было решено проработать вторую фазу по углубленной переработке газа и выделению большего процента С3+. В апреле 2019 года проект был согласован, планировалось модернизировать систему за счет более глубокого охлаждения установкой турбодетандера/компрессора и повышения эффективности улавливания газов выветривания при переходе от эжектора к газовому поршневному компрессору.

В ходе работы провели детальный обзор рынка производителей турбодетандеров в России и за рубежом. Турбодетандер требовался на расход 40 тыс. м³/час, при этом у крупных производителей линейка подобного оборудования начиналась от 60 тыс. м³/в час, производство несерийного типоразмера требовала значительно большего времени на проектирование (около 1 года), что в рамках данного проекта было критично, учитывая сроки на изготовление и поставку оборудования, срок увеличивался до 2 лет. Одной из причин длительности сроков поставки были опорные подшипники турбины, к которым предъявляются высокие требования к качеству в связи с тем, что скорости вращения турбин составляют от 10 000 до 60 000 оборотов в минуту. В РФ сложилась практика применения магнитных опор французской компании SKF практически во все последних разработках и при поставках турбодетандеров. Магнитные опоры разрабатываются под конкретный проект, что и определяет общий длительный срок изготовления и поставки, достигающий 1 года. В рамках работы над проектом авторы посетили завод SKF, оценили высокий уровень магнитных опор, которые позволяют фактически левитировать турбине внутри опор, повышая ее эффективность за счет минимального трения при вращении. Однако требования к качеству и надежности электропитания при этом значительно возрастают, так как любой сбой в электрической части приводит к вращению вала в опорах «на сухую», что при оборотах в несколько десятков тысяч в минуту гарантированно ведет к аварии с заменой этих опор

и турбины и соответственно — к простоям оборудования.

В процессе поисков быстрого решения по установке турбодетандера нашим партнером, ООО «ГазСерф», было предложено обратиться в небольшую американскую компанию Blare Engineering (штат Калифорния) — производителю турбодетандерных установок. При эксплуатации турбодетандерных установок часто происходит изменение режимов их работы по различным причинам: оценка потенциала работы месторождения не соответствовала реальным параметрам; произошли изменения в технологическом процессе; с течением времени изменились условия экспорта газа. Как правило, диапазон работы динамического оборудования достаточно лимитирован и эффективность его работы снижается при выходе за граничные значения, поэтому прибегают к подстройке уже существующей установки под измененный режим. Для этого моделируют и готовят точную копию турбины по габаритам, но с измененной геометрией лопастей лопаток. Это и есть процесс *rewheeling* (дословно — «замена колес»). Таким образом, компания Blare Engineering имеет все необходимое для моделирования, проектирования и изготовления как новых колес для турбин, так и полноценных установок.

Еще одним важным преимуществом компании Blare Engineering было то, что она выполняла поставки своих установок с системой масляных, а не магнитных опор для турбины. Это нетипичное для России, но преобладающее в США решение. Масляная система проектировалась и изготавливалась самой компанией, поэтому сроки поставки были значительно короче, чем для магнитных опор из Европы. В рамках работы над проектом авторы посетили компанию Blare Engineering, оценили ее возможности, за время визита был просчитан дизайн установки, определены сроки сборки и поставки комплектующих, подписан контракт. Владелец компании взял на себя ответственность собрать, испытать и поставить установку в течение 5 месяцев.

Важным элементом модернизации был компрессор на 3000 м³/час для сбора газов выветривания с колонны стабилизации конденсата. Этот компрессор должен был заменить эжектор, повысить эффективность сбора газов выветривания. Поставщик, компания CIMC (Китай), был выбран совместно с ООО «ГазСерф». Аналогично работе с компанией Blare Engineering была организована рабочая поездка на завод-изготовитель, где выбрали конфигурацию компрессора, определили сроки и условия поставки.

В итоге основная фаза проекта была реализована за 6 месяцев, с заказом и поставкой оборудования США и Китая, монтажом на площадке и пусконаладочными работами. Итоговый бюджет проекта составил порядка \$ 2 000 000. За счет модернизации и понижения температуры газа ниже -80°C повысили степень извлечения пропан-бутановой фракции до 94 %. Установка успешно запущена в 2019 году и работает по сей день. Уникальный опыт, полученный нашей командой при реализации проекта модернизации, состоит в следующем.

- Опробованы технологии глубокой переработки газа, эффективные даже на небольших объемах газа (от 20 000 до 40 000 м³/час).
- Отработана сероочистка газа по технологии «Редонс», дающая преимущество для схем, работающих на перепаде входного и выходного давлений.
- Цифровой подход от проектирования до эксплуатации объектов дает значительное ускорение в принятии решений, оптимизации, внедрении новшеств.
- Глубокое погружение в проработку деталей разрешительной документации и регуляторных актов дает спектр возможностей по сокращению затрат проекта реконструкции.
- Активное взаимодействие с международными и отечественными технологическими партнерами может дать результат по ускорению сроков изготовления и поставки оборудования.

Современные технологии и подходы, которые развивает компания «Верде Дженерейшн», позволяют эффективно утилизировать относительно небольшие факелы с расходами газа от 10 до 20 млн м³ в год, в зависимости от состава ПНГ. Это достигается за счет нового подхода к строительству газовой инфраструктуры — блочно-модульное исполнение основных узлов и агрегатов в максимальной заводской готовности, а также полностью мобильные комплексы для малых объемов газа с минимальными требованиями к площадке и какому-либо обустройству.

Представляем ключевые направления, которые развивает наша команда:

- мобильные установки подготовки газа, которые позволяют начать работу на объекте с высокой степенью безопасности в достаточно краткие сроки;
- модуль выделения С3–С4 в мобильном исполнении — новое решение на рынке;
- мобильный комплекс получения СПГ — ниша для быстрой утилизации ПНГ;
- модульная установка получения метанола (в проработке);

- модульная установка получения церезина (GTL);
- модульная установка получения протеина (БВК).

В процессе рассмотрения десятков проектов по утилизации ПНГ нами выработана оптимальная бизнес-модель, которая позволяет осуществить реализацию проекта по утилизации практически во всех случаях. Модель состоит из четырех этапов.

1. Аудит факельных установок. Компания собирает максимум информации о составе газа, его изменениях, показателях расхода, наличии инфраструктуры на площадке объекта. Продолжительность — 1–3 недели с момента предоставления материалов.
2. Переход риска. Компания заключает контракт на покупку ПНГ с переходом права собственности до факела: с этого момента компания несет полную ответственность за выбросы. Также заключается соглашение о предоставлении площадки для реализации обустройства газовой инфраструктурой. Длительность этапа — месяц, зависит от переговорного процесса.
3. Период испытания. Компания проводит детальные исследования состава и расхода газа каждого источника для подбора оптимального состава оборудования. Продолжительность — от 2 до 6 месяцев.
4. Фаза обустройства. Компания проектирует, разрабатывает и устанавливает необходимое оборудование за счет собственных средств, получая все необходимые экспертизы и согласования. Этап является наиболее длительным, занимает от 6 до 18 месяцев.

Преимущества и особенности данной бизнес-модели состоят в переходе права собственности на газ, а вместе с ним и обязанностей по оплате за сверхнормативные выбросы. С недропользователя снимаются риски несоблюдения экологических норм по выбросам. Кроме того, компания «Верде Дженерейшн» берет на себя задачу полного финансирования обустройства газовой инфраструктуры, в том числе испытаний и исследований. В рамках реализации проекта недропользователь может получить тепло- и электроэнергию по согласованным тарифам, а также возможность использовать вырабатываемый СПГ как замену дизельного топлива, со снижением затрат на 50 %. Эта опция требует модернизации транспортного парка. Компания «Верде Дженерейшн» может оказать консультационную помощь в этом вопросе.

Реализация проекта позволит компании-недропользователю снизить экологическую нагрузку на лицензионном участке, обеспечить выполнение законодательства

по объемам допустимых выбросов. При этом компания «Верде Дженерейшн» будет развивать технологии подготовки и утилизации ПНГ газа в долгосрочном сотрудничестве с компанией-недропользователем, тем самым добиваясь основной цели проекта — снижения объемов сжигания и сокращения эмиссии парниковых газов.

Для оперативной оценки возможностей отказа от факелов обычно необходима следующая информация.

1. Перечень всех источников факельных газов с давлениями, составами и ожидаемыми сезонными колебаниями.
2. Регион, координаты либо точки на карте для детальной проработки логистики.
3. Информация по дорогам с указанием сезонного состояния.
4. Наличие ближайшей газовой инфраструктуры (магистральные, промышленные газопроводы).

Также желательна информация о составе ПНГ, его годовом расходе за несколько прошлых лет, планы по увеличению/уменьшению его объемов.

Для более полной интеграции с потребностями недропользователя желательно указать следующую информацию:

- потребление дизельного топлива;
- потребление электроэнергии, объем потребления от сети и тариф, собственная генерация и затраты, важно понимать планы по увеличению/уменьшению потребления электроэнергии в ближайшие годы;
- котельные, вид топлива, годовое потребление топлива и выработка тепла.

Если на площадке уже реализовано использование газов ПНГ, то указать типы потребителей и годовые объемы на каждого.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Поскольку в настоящее время в странах СНГ до 25–30 % ПНГ направляется на факел, предлагаемая технология является техническим прорывом в области экологизации добычи и переработки ПНГ для производства сжиженного нефтяного газа.

Еще одной особенностью данного проекта является скорость реализации: благодаря техническому перевооружению он был завершен в течение 10 месяцев. В результате завод успешно запущен в производство, а выбросы вредных веществ на существующем заводе сокращены в несколько раз.

Список литературы / References

1. AlFawzan M. Gas Processing Facility Energy Efficiency in Action Success Stories. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Riyadh, Saudi Arabia, February 2022, Paper Number: IPTC-22274-MS.
2. Idachaba F. Development of a Realtime Gas Monitoring System Architecture for Manned and Unmanned Oil and Gas Processing Facilities. Publisher: Society of Petroleum Engineers (SPE), Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 26–29, 2020.
3. Saleh Al-Sulaiman, Vinayak Sardesai, Hari Srinivasa Murthy, N. Harinadha Reddy, Reji P. John. Asset Integrity Challenges in Oil & Gas Process Facilities. Publisher: International Petroleum Technology Conference, Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, March 26–28, 2013, Paper Number: IPTC-16646-MS.
4. Track every gas flare [Electronic resource]. Access: Flareintel.com

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Зозуля — генерация идей для снижения стоимости производства и переработки газа, поиск инвесторов и контроль бизнес-процессов в компании.

К.Ю. Рубан — решение всех технических вопросов по внедрению всех технологий, описанных в статье, и фактическое внедрение на газоперерабатывающем заводе.

А.Р. Аблаев — техническая экспертиза, редактирование статьи и общие консультации по структуре статьи.

Andrey V. Zozulya — generation of ideas to reduce the cost of gas production and processing, search for investors and control over business processes in the company.

Konstantin Yu. Ruban — the solution of all technical issues on the implementation of all technologies described in the article and the actual implementation at the gas processing plant.

Anton R. Ablav — technical expertise, article editing and general advice on the structure of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андрей Викторович Зозуля* — генеральный директор Verde Generation
123112, Россия, г. Москва, Пресненская наб., д. 12, этаж 35, п. №3, к. №1.
e-mail: a.zozulya@verdeg.com

Константин Юрьевич Рубан — технический директор компании Verde Generation
123112, Россия, г. Москва, Пресненская наб., д. 12, этаж 35, п. №3, к. №1.
e-mail: ruban.konstantin@gmail.com

Антон Равильевич Аблаев — консультант Verde Generation
123112, Россия, г. Москва, Пресненская наб., д. 12, этаж 35, п. №3, к. №1.
e-mail: anton@rntk.org

Andrey V. Zozulya* — CEO of Verde Generation
123112, Russia, Moscow, Presnenskaya nab., 12, floor 35, p. No. 3, room No. 1
e-mail: a.zozulya@verdeg.com

Konstantin Yu. Ruban — Technical director of the Verde Generation
123112, Russia, Moscow, Presnenskaya nab., 12, floor 35, p. No. 3, room No. 1
e-mail: ruban.konstantin@gmail.com

Anton R. Ablaev — Consultant for Verde Generation
123112, Russia, Moscow, Presnenskaya nab., 12, floor 35, p. No. 3, room No. 1
e-mail: anton@rntk.org

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



КОНЦЕПЦИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ОБЪЕКТОВ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ СПГ

© В.И. Селивёрстов,
А.Б. Саенкова, 2023



В.И. Селивёрстов, А.Б. Саенкова*

ООО «Каланча Инжиниринг», РФ, Сергиев Посад

Электронный адрес: asaenkova@kalancha.ru

Целью настоящей работы является обоснование и разработка методики проведения натурных огневых испытаний автоматических установок пожаротушения.

Материалы и методы. Анализ рисков аварий, связанных с пожарами на объектах малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа (СПГ), позволяет описать наиболее вероятные сценарии начальной стадии пожара. На основе данного анализа разрабатывается испытательный стенд, моделирующий начальную стадию пожара на объекте, на нем проводятся натурные испытания автоматических установок пожаротушения и определяются их огнетушащие характеристики, необходимые для проектирования.

Результаты. Проведены натурные огневые испытания по тушению утечки природного газа установкой газопорошкового пожаротушения. Предложено новое решение по автоматической противопожарной защите объектов малотоннажного производства и потребления СПГ.

Заключение. Анализ пожаров на объектах с обращением с СПГ показывает, что наиболее вероятный сценарий, приводящий к пожару, — это разгерметизация одного из элементов системы с относительно небольшим отверстием истечения (от 2 до 10 мм) и расходом от 0,3 до 1,5 л/с. Такое струйное горение может быть эффективно подавлено в любой точке защищаемого локального объема созданием огнетушащей концентрации газопорошкового огнетушащего вещества.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, СПГ, каскадное развитие аварии, газопорошковое огнетушащее вещество, автоматическая установка пожаротушения, пожаровзрывобезопасность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Селивёрстов В.И., Саенкова А.Б. Концепция противопожарной защиты объектов малотоннажного производства и потребления СПГ. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):123–128. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-123-128>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

THE CONCEPT OF FIRE PROTECTION FOR SMALL-SCALE LNG PRODUCTION AND CONSUMPTION FACILITIES

Vladimir I. Seliverstov, Aleksandra B. Saenkova*

Kalancha Engineering LLC, RF, Sergiev Posad

E-mail: asaenkova@kalancha.ru

The aim of the present work is to substantiate and develop a methodology for automatic fire extinguishing installations full-scale fire testing.

Materials and methods. Analysis of the risks of accidents associated with a fire at small-scale LNG production and consumption sites allows us to describe the most likely scenarios for the initial stage of a fire. Based on this analysis a test rig has to be developed. It will simulate the initial stage of a fire at an object. On the testing rig, full-scale tests of automatic fire extinguishing installations are carried out and their fire extinguishing characteristics necessary for the designing of installations are determined.

Results. Full-scale fire tests were carried out to extinguish a natural gas leak with a gas-powder fire extinguishing installation. A new solution for automatic fire protection of small-scale LNG production and consumption facilities has been proposed.

Conclusion. Analysis of fires at facilities with LNG handling shows that the most possible scenario leading to a fire is the depressurization of one of the system elements with a relatively small outlet hole (from 2 to 10 mm) and an LNG flow rate of 0.3 to 1.5 l/sec. This jet combustion could be effectively suppressed at any point of the protected local volume by creating a fire extinguishing concentration of a gas-powder extinguishing agent.

Keywords: LNG, accident cascade development, gas-powder extinguishing agent, automatic fire extinguishing installation, fire and explosion safety

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

For citation: Seliverstov V.I., Saenkova A.B. The concept of fire protection for small-scale lng production and consumption facilities. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):123–128. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-123-128>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Согласно представленным ОПЕК данным, Россия занимает первое место среди стран мира по доказанным запасам природного газа. Объемы месторождений составляют 47 759 млрд м³. По добыче газа Россия уступает только США, а вот по производству сжиженного природного газа (СПГ) находится лишь на 6-м месте в мире, значительно уступая ведущим игрокам [1, 2], причем практически весь объем производимого в России СПГ отправляется на экспорт.

Развитие внутреннего рынка СПГ является важной государственной задачей, что нашло отражение в Распоряжении Правительства Российской Федерации от 13.02.2021 года №350-р «Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») по развитию рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива в Российской Федерации на период до 2025 года».

Одним из факторов, сдерживающих развитие рынка малотоннажного производства СПГ, является его высокая пожароопасность и взрывоопасность. При этом нормативная база, регламентирующая требования пожарной и промышленной безопасности к объектам малотоннажного производства и потребления СПГ [3, 4], имеет ряд существенных пробелов. Кроме того, информация по тушению пожаров с участием СПГ очень ограниченная и в основном зарубежная [5–9].

В РОССИИ БОЛЕЕ 20 ЛЕТ РАЗВИВАЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЯ КОМБИНИРОВАННОГО ГАЗОПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ОБЪЕКТОВ.

Для решения этих задач ФГБУ ВНИИПО МЧС России создало рабочую группу, в которую в числе других компаний вошла и компания ООО «Каланча Инжиниринг». При участии авторов была разработана программа и методика (проект) проведения исследований возможности и эффективности применения различных огнетушащих веществ при ликвидации аварийных ситуаций на объектах с обращением СПГ (п. 3.1 «Перечня приоритетных

направлений исследований в области пожарной безопасности СПГ»). Эта масштабная программа находится пока на подготовительной стадии реализации.

Целью данной статьи является анализ снижения риска каскадного развития пожара при применении автоматических систем пожаротушения на объектах с обращением СПГ, обоснование и разработка методики проведения натурных огневых испытаний автоматических установок пожаротушения.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

АНАЛИЗ СНИЖЕНИЯ РИСКА РАЗВИТИЯ ВТОРИЧНОЙ АВАРИИ

Проектирование объектов малотоннажного производства и потребления СПГ по действующим нормам связано с высокими материальными затратами. Отступления от норм требуют разработки компенсирующих мероприятий, расчета и анализа пожарного риска. Базовым документом по расчету пожарного риска является «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», утвержденная приказом МЧС РФ от 10.07.2009 года № 404. Данная методика учитывает только риски гибели людей, не рассматривая экологические и экономические последствия аварии, и главное — не содержит подходов к расчету риска каскадного развития аварии, когда воздействие поражающих факторов первичной аварии приводит к вторичной аварии, значительно превышающей по своему масштабу первичную.

Есть нормативный документ СТО Газпром 2-2.3-569-2011 «Методическое руководство по расчету и анализу рисков при эксплуатации объектов производства, хранения и морской транспортировки сжиженного и сжатого природного газа» [10], который учитывает не только риски гибели людей, но и экологические и экономические риски, а также содержит подходы к анализу риска каскадного развития аварии.

Объекты малотоннажного производства и потребления СПГ характеризуются высокой степенью компактности размещения оборудования. Большое количество фланцевых

соединений, насосы высокого давления, емкость для хранения СПГ и баллоны высокого давления для сжатого природного газа (КПГ) располагаются в пределах 20- или 40-футового контейнера. При разгерметизации, утечке СПГ или КПГ и его воспламенении в зоны теплового и газодинамического воздействия попадает близко расположенное оборудование.

В условиях компактного размещения технологического оборудования возникает риск каскадного развития аварии в результате воздействия последствиями первичной аварии. К таким воздействиям относится тепловое воздействие пожара — нагрев и потеря прочности материала с последующим его разрушением под действием внутреннего давления или внешних нагрузок. Вторичная авария при этом развивается с мгновенным воспламенением истекающего горючего вещества, но происходит с запаздыванием по времени, которое необходимо для нагрева соседнего оборудования или конструкции. При своевременной ликвидации первичной аварии каскадного развития аварии можно избежать.

Согласно п. 5.6.4.1 [10], ожидаемая частота возникновения вторичной аварии на некотором технологическом элементе n определяется через ожидаемую частоту реализации сценария первичной аварии, поражающие факторы которого воздействуют на окружающие (соседние с аварийным) технологические элементы (в том числе n), и условную вероятность разрушения технологического

элемента n под действием указанных поражающих факторов по формуле:

$$f_2^{(n)} = f_{A_1^{(m)}} \cdot P(C_i^{(m)} | A_1^{(m)}) \cdot P(A_2^{(n)} | A_1^{(m)} C_i^{(m)}), \quad (1)$$

где $f_2^{(n)}$ — ожидаемая частота вторичной аварии на технологическом элементе n ; $f_{A_1^{(m)}}$ — ожидаемая частота первичной аварии на технологическом элементе m ; $P(C_i^{(m)} | A_1^{(m)})$ — условная вероятность реализации расчетного сценария $C_i^{(m)}$ первичной аварии $A_1^{(m)}$ на технологическом элементе m , при котором имеет место воздействие поражающих факторов на окружающие (соседние с аварийным) технологические элементы, в том числе n ; $P(A_2^{(n)} | A_1^{(m)} C_i^{(m)})$ — условная вероятность разрушения соседнего с аварийным технологического элемента n при условии воздействия на него поражающих факторов первичной аварии на технологическом элементе m .

Например, ожидаемая частота каскадной аварии, приводящей к пожару на резервуаре с СПГ, рассчитывается как произведение трех величин:

- частоты разгерметизации (первичной аварии) трубопровода газа, расположенного вблизи резервуара;
- условной вероятности реализации сценария указанной первичной аварии с возникновением горящей струи газа, направленной на резервуар;
- условной вероятности разрушения этого резервуара при условии реализации описанного сценария первичной аварии на трубопроводе.

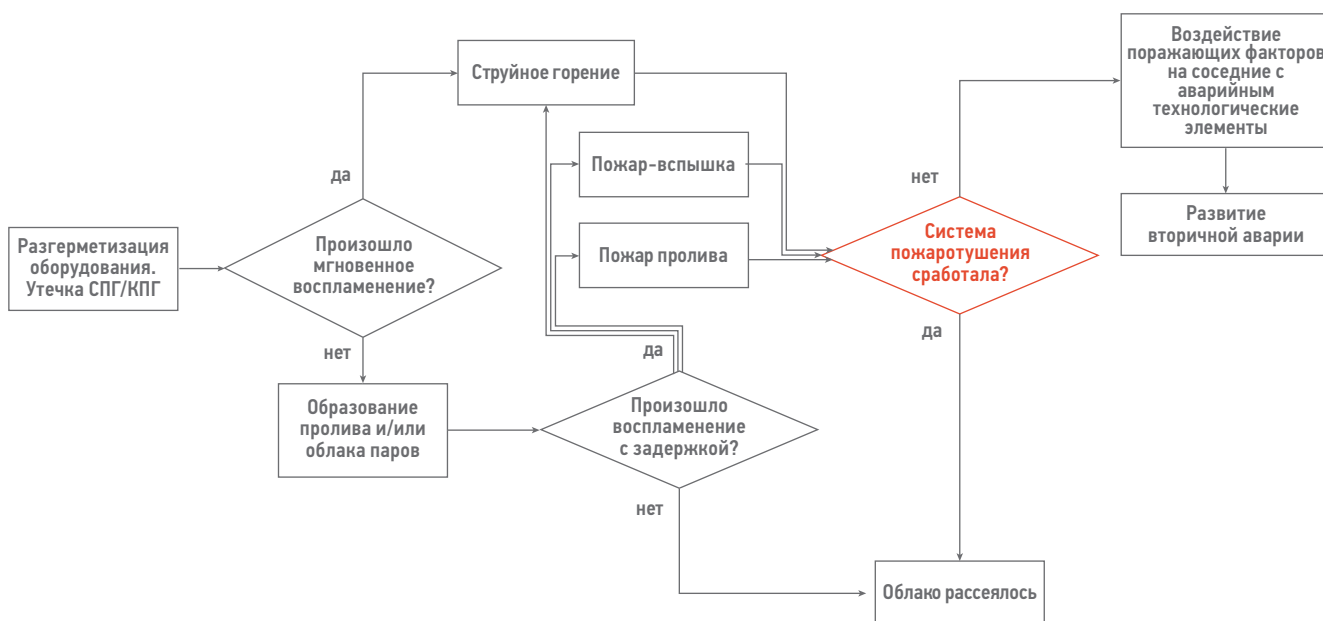


Рис. 1. Схема развития аварии с учетом применения АУП. Составлено авторами
 Fig. 1. Scheme of the development of the accident, taking into account the use of AFS. Prepared by the authors

При оценке частоты реализации вторичных аварий должна учитываться вся совокупность решений по обеспечению безопасности проектируемого объекта, включающая в том числе активную систему пожарной защиты (систему автоматического пожаротушения) (рис. 1). При этом действующими в России нормативными документами не предусмотрено применение автоматических установок пожаротушения на объектах с обращением СПГ. Анализ зарубежной нормативной базы, проведенный в работе [11], показывает, что в ряде случаев некоторые нормативные документы рекомендуют применять автоматические установки порошкового пожаротушения на объектах с обращением СПГ, например: «Согласно п. А.12.2.2(5) NFPA 59А к числу участков, на которых может потребоваться стационарная система труб и распылителей для порошкового пожаротушения, относятся участки производства СПГ, испарители, участки перекачки и дыхательные трубопроводы сброса паров из резервуаров» [11, р. 131]. В стандарте BSEN 1473:2007. Installation and equipment for liquefied natural gas — Design of onshore installations (Установки и оборудование для сжиженного природного газа. Береговые установки) рекомендуется: «К участкам, на которых может потребоваться система порошкового пожаротушения, относятся участки приема или отгрузки СПГ, насосы перекачивания СПГ, задвижки системы

аварийного отключения технологического процесса, дыхательные трубопроводы сброса паров из резервуаров (п. 13.6.7.3)» [11, р. 133]. Система автоматического пожаротушения должна обнаружить пожар, подать огнетушащее вещество в защищаемую зону и потушить пожар до того момента, когда произойдет вторичная авария. В этом случае ожидаемая частота возникновения вторичной аварии такова:

$$f_2^{(n)} = f_{A_1}^{(m)} \cdot (1 - P_{\text{АУП}}) \cdot P(C_i^{(m)} | A_1^{(m)}) \cdot P(A_2^{(n)} | A_1^{(m)} C_i^{(m)}), \quad (2)$$

где $P_{\text{АУП}}$ — вероятность безотказного срабатывания системы автоматического пожаротушения.

При вероятности безотказного срабатывания системы автоматического пожаротушения $P_{\text{АУП}} = 0,95$ (стандартное значение, требуемое нормативными документами) ожидаемая частота вторичной аварии уменьшается в 20 раз, что приводит к существенному снижению значения пожарного риска. Вероятность первичной аварии достаточно высока, особенно для насосного и компрессорного оборудования. По данным [10], она составляет от $1,8 \cdot 10^{-3}$ для центробежных насосов до $2,7 \cdot 10^{-2}$ для поршневых компрессоров. Применение системы автоматического пожаротушения позволит если не исключить, то существенно снизить риск каскадного развития аварии. Важным является

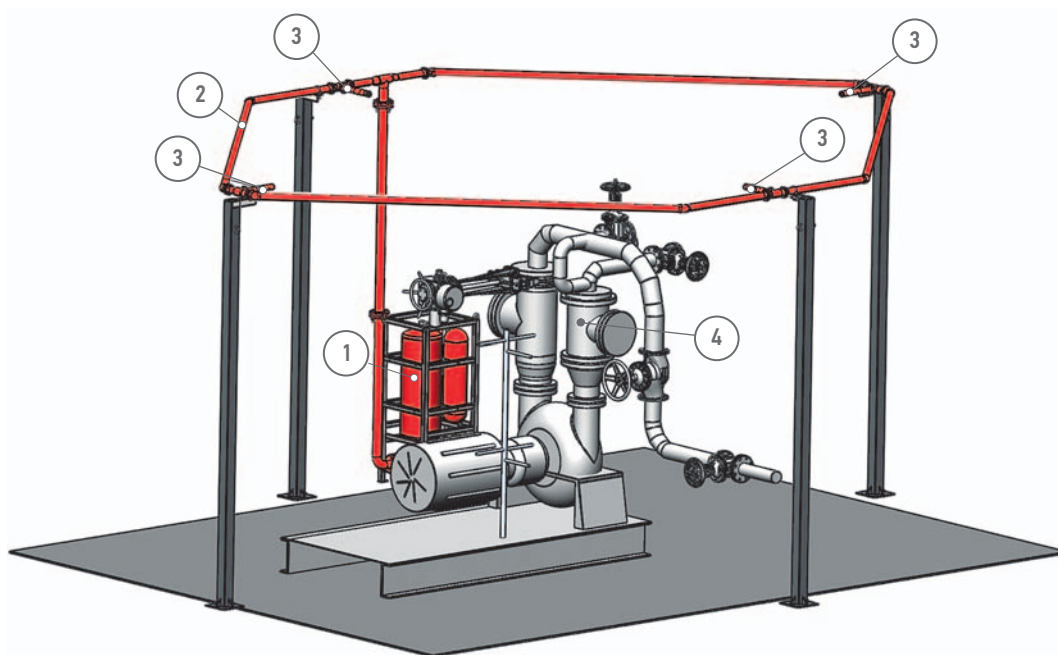


Рис. 2. Схема экспериментальной установки. 1 — модуль газопорошкового пожаротушения; 2 — трубопровод подачи газопорошкового огнетушащего вещества; 3 — насадки распыления газопорошкового огнетушащего вещества; 4 — макет установки. Составлено авторами

Fig. 2. Scheme of the experimental installation. 1 — gas-powder fire extinguishing module; 2 — pipeline for supplying gas-powder fire extinguishing agent; 3 — nozzles for spraying a gas-powder fire extinguishing agent; 4 — installation mockup. Prepared by the authors

правильный выбор системы автоматического пожаротушения для варианта струйного горения утечки СПГ или КПГ, возникшего в произвольной (заранее не известной) точке защищаемого объема.

ПРОВЕДЕНИЕ НАТУРНЫХ ОГНЕВЫХ ИСПЫТАНИЙ

В нашей стране уже более 20 лет развивается технология комбинированного газопорошкового пожаротушения — российская технология, защищенная российскими и международными патентами, широко применяемая для автоматической противопожарной защиты разнообразных пожароопасных объектов, в том числе в нефтегазовой отрасли. Авторами экспериментально доказано, что создание огнетушащей концентрации в защищаемом объеме в течение достаточного времени приводит к тушению пожара в этом объеме. Для тушения пожара углеводородов в условно герметичном объеме огнетушащая концентрация газопорошкового огнетушащего вещества (ГПОВ) не превышает 0,2 кг/м³. Компанией ООО «Каланча Инжиниринг» разработана технология объемной противопожарной защиты для локальных объемов наружных технологических установок. Для того чтобы создать огнетушащую концентрацию ГПОВ в локальном объеме, не ограниченном наружными стенами, и компенсировать возможное влияние ветра, необходимо обеспечить подачу огнетушащего вещества в защищаемую зону с четырех сторон, увеличив расход огнетушащего вещества в 4 раза по сравнению с расходом для тушения пожара в условно герметичном объеме.

Натурные огневые испытания по тушению утечки природного газа на макете наружной технологической установки проводились в октябре 2021 года на полигоне Оренбургского филиала ФБГУ ВНИИПО МЧС РФ и продемонстрировали эффективность данной технологии.

На **рис. 2** представлена схема экспериментальной установки по тушению факела КПГ при давлении подачи 0,8 МПа. Эксперимент проводился при скорости ветра 3,0 м/с. До начала тушения значительная часть факела горящего газа находится за пределами защищаемого объема, однако уже через 3 с с момента начала подачи огнетушащего вещества горение газового факела прекращается.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Данную экспериментальную установку можно использовать для исследования процессов тушения горящих струй различных горючих газов и жидкостей в условиях, максимально приближенных к реальным условиям аварий на наружных технологических установках.

Применение автоматического газопорошкового пожаротушения на объектах малотоннажного производства и потребления СПГ позволит значительно снизить вероятность каскадного развития аварии на объекте, а также уровень пожарного риска и повысить уровень пожарной безопасности объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ пожаров на объектах с обращением СПГ показывает, что наиболее вероятный сценарий, приводящий к пожару, — это разгерметизация одного из элементов системы с относительно небольшим отверстием истечения (от 2 до 10 мм) и расходом СПГ от 0,3 до 1,5 л/с. Такое струйное горение может быть эффективно подавлено в любой точке защищаемого локального объема созданием огнетушащей концентрации газопорошкового огнетушащего вещества.

Список литературы

1. OPEC Data download [Electronic resource]. URL: https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php (accessed: 14.11.2022).
2. Statista [Electronic resource]. URL: <https://www.statista.com/statistics/1262074/global-lng-export-capacity-by-country/> (accessed: 14.11.2022).
3. СП 326.1311500.2017. Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности.
4. СП 240.1311500.2015. Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности.
5. Alderman J. A. Introduction to LNG safety // *Process Safety Progress*. — 2005. — Т. 24. — №. 3. — С. 144–151. <https://doi.org/10.1002/prs.10085>
6. Jaffee A, Suardin, Ruijeng Qi, Benjamin R, Cormier, Morshed Rana, Yingchun Zhang, M. Sam Mannan. Application of fire suppression materials on suppression of LNG pool fires // *Journal of loss prevention in the process industries*. — 2011. — Т. 24. — №. 1. — С. 63–75. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2010.06.010>
7. Yun G, Ng D, Mannan M.S. Key findings of liquefied natural gas pool fire outdoor tests with expansion foam application // *Industrial & engineering chemistry research*. — 2011. — Т. 50. — №. 4. — С. 2359–2372. <https://doi.org/10.1021/ie101365a>
8. Jaffee A, Suardina, Yanjun Wang, Mike Willson, M. Sam Mannan. Field experiments on high expansion (HEX) foam application for controlling LNG pool fire // *Journal of hazardous materials*. — 2009. — Т. 165. — №. 1–3. — С. 612–622. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2008.10.0409>

9. Абдурагимов ИМ, Куприн ГН. Нерешенные проблемы пожаровзрывобезопасности энергоресурсов (СУГ и СПГ) как оборотная сторона успехов энергетической стратегии Российской Федерации // Пожаровзрывобезопасность. — 2014. — Т. 23. — №. 4. — С. 42–50.
10. СТО Газпром 2–2.3–569–2011. Методическое руководство по расчету и анализу рисков при эксплуатации объектов производства, хранения и морской транспортировки сжиженного и сжатого природного газа. ООО «Газпром». — 2011. — С. 43.
11. Воевода С.С., Гордиенко Д.М., Шебеко Ю.Н., Шебеко А.Ю., Лагозин А.Ю., Мордвинова А.В. Зарубежный опыт тушения оборудования с горючими газами системами порошкового пожаротушения // Пожарная безопасность. — 2015. — №. 4. — С. 130–142.
- References**
1. OPEC Data download [Electronic resource]. URL: https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php (accessed: 14.11.2022).
2. Statista [Electronic resource]. URL: <https://www.statista.com/statistics/1262074/global-lng-export-capacity-by-country/> (accessed: 14.11.2022).
3. SP 326.1311500.2017 Objects of small-tonnage production and consumption of liquefied natural gas. Fire safety requirements. (In Russ.)
4. SP 240.1311500.2015 Liquefied natural gas storage. Fire safety requirements. (In Russ.)
5. Alderman J. A. Introduction to LNG safety. *Process Safety Progress*, 2005, vol. 24, no. 3, pp. 144–151. <https://doi.org/10.1002/prs.10085>
6. Jaffee A.Suardin, Ruifeng Qi, Benjamin R.Cormier, Morshed Rana, Yingchun Zhang, M. Sam Mannan. Application of fire suppression materials on suppression of LNG pool fires. *Journal of loss prevention in the process industries*, 2011, vol. 24., no. 1, pp. 63–75. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2010.06.010>
7. Yun G., Ng D., Mannan M. S. Key findings of liquefied natural gas pool fire outdoor tests with expansion foam application. *Industrial & engineering chemistry research*, 2011, vol. 50, no. 4, pp. 2359–2372. <https://doi.org/10.1021/ie101365a>
8. Jaffee A.Suardina, Yanjun Wanga, Mike Willson, M. Sam Mannan. Field experiments on high expansion (HEX) foam application for controlling LNG pool fire. *Journal of hazardous materials*, 2009, vol. 165, no. 1–3, pp. 612–622. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2008.10.040>
9. Abduragimov I. M., Kuprin G. N. Unresolved problems of fire and explosion safety of energy resources (LPG and LNG) as the reverse side of the success of the energy strategy of the Russian Federation. *Pozharovzryvobezopasnost — Fire and Explosion Safety*, 2014, vol. 23, no. 4, pp. 42–50. (In Russ.)
10. СТО Газпром 2–2.3–569–2011 Guidelines for the calculation and analysis of risks in the operation of facilities for the production, storage and sea transportation of liquefied and compressed natural gas, 2011, p. 43. (In Russ.)
11. Voevoda S.S., Gordienko D.M., Shebeko Yu.N., Shebeko A.Yu., Lagozin A.Yu., Mordvinova A.V. Foreign experience in extinguishing equipment with combustible gases with powder fire extinguishing systems. *Pozharnaya bezopasnost' — Fire safety*, 2015, no.4, pp.130–142. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.И. Селивёрстов — концепция статьи, обзор публикации по теме статьи, написание текста статьи, окончательное утверждение версии статьи для публикации

А.Б. Саенкова — обзор публикации по теме статьи, написание текста статьи, подготовка графического материала

Vladimir I. Seliverstov — the article concept, review of publications on the topic of the article, writing the text of the article, final approval of the version of the article for publication

Aleksandra B. Saenkova — review of publications on the topic of the article, writing the text of the article, preparing the graphical material,

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Иванович Селивёрстов — кандидат технических наук, генеральный конструктор, ООО «Каланча Инжиниринг»
141313, Россия, Московская область, г. Сергиев Посад, ул.Железнодорожная, 22/1.
e-mail: svi@kalancha.ru

Александра Борисовна Саенкова* — заместитель генерального конструктора, ООО «Каланча Инжиниринг»
141313, Россия, Московская область, г. Сергиев Посад, ул.Железнодорожная, 22/1.
e-mail: asaenkova@kalancha.ru
SPIN-код: 6514-6573

Vladimir I. Seliverstov — Cand. Sci. (Techn.), Designer General, Kalancha Engineering LLC
22/1 Zheleznjdjrzhnaya St., 141313, Sergiev Posad, Moscow Region, Russia.
e-mail: svi@kalancha.ru

Aleksandra B. Saenkova* — Deputy General Designer, Kalancha Engineering LLC
22/1 Zheleznjdjrzhnaya St., 141313, Sergiev Posad, Moscow Region, Russia.
e-mail: asaenkova@kalancha.ru
SPIN-code: 6514-6573

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АВТОНОМНЫЙ АКТИВ: КОНЦЕПЦИЯ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

**М.И. Кузьмин^{1,*}, И.В. Грехов¹, Р.В. Герасимов¹, А.Ш. Ишкильдин¹, А.Ю. Зацепин²,
Р.Н. Костров², А.А. Мухарямов², Р.С. Иванов², Н.И. Русских²**

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург
²ООО «Газпромнефть-ЦР», РФ, Санкт-Петербург

© Коллектив авторов,
2023



Электронный адрес: Kuzmin.MI@gazpromneft-ntc.ru

В статье представлены направления и инструменты для создания концепции автономного актива, а также приведены примеры реализуемых проектов, которые соответствуют основному фокусу исследований на текущем этапе: развитие инфраструктуры индустрии 4.0 и комплексному инжинирингу и типизации решений.

Материалы и методы. В рамках работы был проведен анализ бизнес-потребностей представителей различных типов активов, выявлена заинтересованность в развитии и создании концепции автономного актива, но необходим дифференцированный подход к каждому конкретному активу. Для снятия неопределенностей, повышения автономности объектов при создании концепции автономного актива реализуются цифровые НИОКР-проекты.

Результаты. Была сформирована матрица целевого уровня автономности с учетом типа зрелости актива и доступности инфраструктуры, выделены три направления развития и проанализированы инструменты для создания концепции автономного актива. В качестве примера приведены промежуточные результаты проектов, связанных с развитием индустрии 4.0 и комплексным инжинирингом.

Заключение. Представленные результаты позволяют сделать вывод о наличии инструментов в компании и необходимости комплексного и дифференцированного подхода для создания концепции автономного актива.

Ключевые слова: автономный актив, цифровизация, НИОКР-проекты, индустрия 4.0, комплексный инжиниринг, безлюдный актив, автономизация

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кузьмин М.И., Грехов И.В., Герасимов Р.В., Ишкильдин А.Ш., Зацепин А.Ю., Костров Р.Н., Мухарямов А.А., Иванов Р.С., Русских Н.И. Автономный актив: концепция и пути решения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):129–137. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-129-137>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

AUTONOMOUS ASSET: CONCEPT AND SOLUTIONS

**Maxim I. Kuzmin^{1,*}, Ivan V. Grekhov¹, Rostislav V. Gerasimov¹, Alik Sh. Ishkildin¹,
Artem Yu. Zatsepin², Roman N. Kostrov², Ainur A. Mukharyamov², Roman S. Ivanov²,
Nikita I. Russkikh²**

¹Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft DR LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Kuzmin.MI@gazpromneft-ntc.ru

The article presents directions and tools for creating the concept of an autonomous asset, and gives examples of ongoing projects that correspond to the main focus of research at the current stage: the development of industry 4.0 infrastructure and complex engineering and solution typing.

Materials and methods. The analysis of the business needs of representatives of various types of assets was carried out. The interest in the development and creation of the concept of an autonomous asset has been revealed, but a differentiated approach to each specific asset is needed. Digital R&D projects are being implemented to remove uncertainties and increase the autonomy of objects within the framework of creating the concept of an autonomous asset.

Results. A matrix of the target level of autonomy was formed, taking into account the type of maturity of the asset and the availability of infrastructure, three development directions were identified for creating the concept of an autonomous asset, and tools for creating the concept of an autonomous asset were analyzed. As an example, the interim results of projects related to the development of industry 4.0 and complex engineering are given.

Conclusion. The presented results allow us to conclude that there are tools in the company and the need for an integrated and differentiated approach to create the concept of an autonomous asset.

Keywords: autonomous asset, digitalization, R&D projects, industry 4.0, complex engineering, deserted asset, autonomy

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Kuzmin M.I., Grekhov I.V., Gerasimov R.V., Ishkildin A.Sh., Zatsepin A.Yu., Kostrov R.N., Mukharyamov A.A., Ivanov R.S., Russkikh N.I. Autonomous asset: concept and solutions. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):129–137. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-129-137>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

В «Газпром нефти» ведутся работы по созданию концепции автономных активов, которые должны быть реализованы к 2030 году [1]. Процесс развития автономности состоит из цепочки последовательных этапов от общей автоматизации процессов до полной автономизации — независимости от внешних ресурсов и участия персонала в управлении технологическими процессами. На данный момент компания находится на этапе развития цифровизации (рис. 1). Основа цифровизации — создание и внедрение ИТ-продуктов, которые позволяют получать данные о технологических процессах, анализировать их и прогнозировать оптимальные режимы работы для формирования управляющего воздействия на исполнительные механизмы с помощью сотрудника (оператора).

ЭЛЕМЕНТЫ РАЗВИТИЯ АВТОНОМНОСТИ НА ЭТАПЕ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Датчики нового поколения. При реализации автономных активов необходимо



Рис. 1. Планируемые этапы и сроки реализации развития автономного актива компании «Газпром нефть» (А.Ю. Зацепин)

Fig. 1. Planned stages and timing of the implementation of development autonomous asset of Gazprom Neft (Artem Yu. Zatsepin)

внимательно относиться к мониторингу состояний технологических процессов. То, что человек увидит, услышит или почувствует на основе опыта работы на активе — автоматизированная система не будет учитывать в своей работе, если не обеспечить дополнительный канал мониторинга и контроля состояний. Мониторинг — один из основных аспектов автономного актива, которому надо уделять особое внимание. Точность анализа напрямую зависит от объема данных по технологическим режимам. Для обеспечения полноты сбора необходимо расширять и развивать датчики нового поколения, работающие в единых протоколах и форматах сбора и передачи данных, например, поточных анализаторов и датчиков, позволяющих осуществлять мониторинг процессов, обычно выполняемый человеком.

Цифровые продукты. Данные, получаемые с датчиков, анализируются с помощью цифровых продуктов и формируют единое представление о динамике изменения режимов работы оборудования и технологических процессов [2]. На текущий момент цифровые продукты являются инструментом в руках человека и помогают управлять процессами, но без человека они не могут принять решения и управлять активом. Для формирования концепции автономного актива требуется создание цифровых инструментов, позволяющих перейти от систем поддержки принятия решений к системам принятия решений, в которых человек только контролирует процесс управления, но не участвует в нем напрямую.

Организационные проекты. Активы в области нефтедобычи и газодобычи являются комплексными объектами, технологически-организационный облик которых формируется не только цифровыми продуктами, датчиками или автоматизированным оборудованием, допускающим удаленное адаптивное управление, но и требованиями существующих документов регламентирующих процессы эксплуатации активов.

При разработке автономных активов следует комплексно рассматривать модель актива со всех сторон (рис. 2): со стороны цифровых продуктов управления, датчиков и оборудования нового поколения, а также действия

нормативно-методической документации (НМД) и нормативно-правовых актов (НПА). Понятие «автономности» применительно к активам (месторождениям) может трактоваться по-разному, на текущем этапе сформулировано следующее определение. Автономный актив — это актив, характеризующийся минимальной зависимостью от внешних ресурсов, максимальной эффективностью, надежностью и безопасностью при оптимальном использовании человеческих ресурсов, удаленном мониторинге и адаптивном управлении. Но автономизация активов — это поэтапный процесс, характеризующийся степенью автономности её отдельных элементов (рис. 3). На сегодня

большинство операций на месторождении выполняется в ручном режиме, и только небольшая часть имеет возможность удаленного управления [3], но это лишь начальные этапы на пути к полной автономности. При этом степень автономности локальных производственных процессов (мониторинг, ремонт, обслуживание, эксплуатация) на одном активе может различаться в зависимости от количества и сложности операций. Стоит отметить, что при выборе оптимальной степени автономности актива необходимо учитывать уровень его зрелости. Так, проекты Greenfield и Brownfield будут иметь различную целевую степень автономности, в том числе и по отдельным процессам (рис. 4).



Рис. 2. Комплексный подход к повышению автономности актива (А.Ю. Зацепин)
 Fig. 2. An integrated approach to increasing the autonomy of an asset (Artem Yu. Zatsepin)

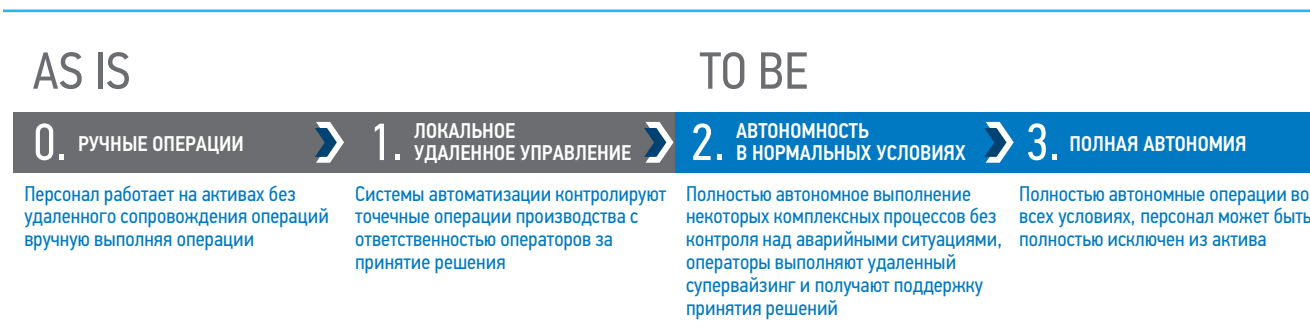


Рис. 3. Степень автономности элемента актива (А.Ю. Зацепин)
 Fig. 3. The degree of autonomy of an asset element (Artem Yu. Zatsepin)

На активах, которые можно отнести к типу Greenfield, еще не реализованы проектные решения в полном объеме и есть возможность внести компоненты, которые формируют комплексную систему, повышающую целевой уровень автономности актива. Для активов типа Brownfield данный подход нецелесообразен в связи с дополнительными затратами на реинжиниринг оборудования и заменой существующей инфраструктуры, для данного типа активов приоритетно пилотирование и внедрение точечных решений, позволяющих увеличить степень автономности отдельных операций или элементов объекта.

Также важную роль в выборе целевого уровня автономности будет играть инфраструктурная доступность актива, ведь именно она определяет желаемую частоту посещения объектов персоналом.

Сегодня не существует устоявшейся концепции автономного актива, но предварительно выделены три направления развития (рис. 5).

1. Развитие инфраструктуры индустрии 4.0.
2. Комплексный инжиниринг и типизация проектных решений.

3. Организационно-управленческие изменения.

Первое направление связано с формированием замкнутого цикла разработки, производства, внедрения и тиражирования инновационного оборудования на активах, раскрытием потенциала цифровых продуктов за счет их локализации и интеграции с оборудованием, а также организацией удаленного мониторинга и локального адаптивного управления. Второе — с комплексным инжинирингом новых активов и обеспечением синергии практик упрощения, модульности и надежности. Третье — с оптимизацией организационной структуры и создания новых кросс-функциональных технических специальностей.

Концепция автономного актива формируется из отдельных элементов в результате поиска и снятия неопределенностей. Очевидно, что для разработки автономного актива требуется внедрение новых решений, которые будут исключать, изменять и добавлять бизнес-процессы. Инструментом создания данных решений являются НИОКР-проекты, ИТ-проекты, цифровые, технические и инжиниринговые проекты.

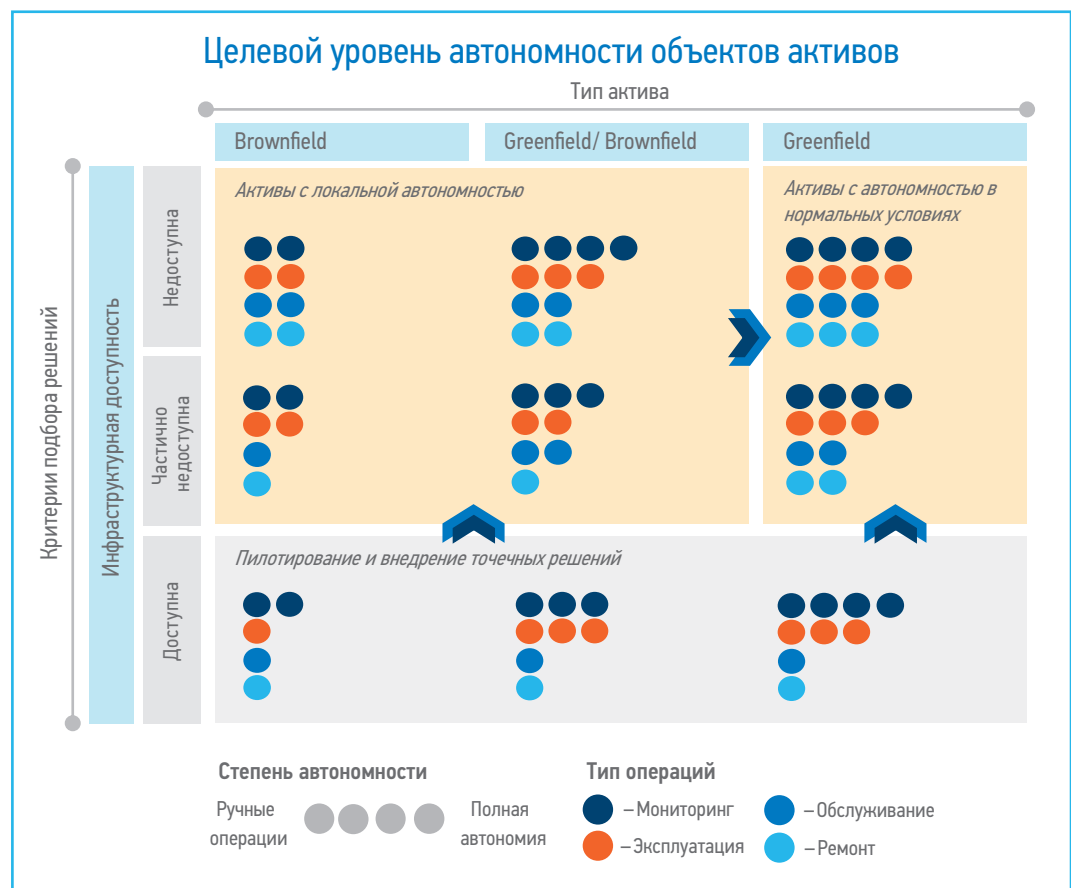


Рис. 4. Степень автономности элемента актива (А.Ю. Зацепин)
 Fig. 4. The degree of autonomy of an asset element (Artem Yu. Zatsepin)



Рис. 5. Три направления развития (А.Ю. Зацепин)
Fig. 5. Three directions of development (Artem Yu. Zatsepin)

ИНСТРУМЕНТЫ СОЗДАНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ

НИОКР (научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки) являются инструментом, позволяющим реализовывать инновационные проекты, а уровень готовности (TRL) является вспомогательной моделью для оценки технологий в процесс проведения НИОКР-проектов.

Для определения потенциала автономизации объекта или процесса необходимо инициировать ПНИР (поисковую научно-исследовательскую работу), в которой выделяют элементы объекта/процесса, требующие автономизации, неопределенности по достижению высокой степени автономности и гипотезы, способствующие достижению желаемого уровня автономизации. Затем на этапе НИР (научно-исследовательской работы) требуется рассмотреть существующие технологии, методики и подходы для снятия неопределенности, подтвердить гипотезы о потенциальном достижении целевого уровня автономности элемента объекта/процесса. На этапе ОКР (опытно-конструкторских работ) осуществляется выбор оптимального

подхода и разработка прототипа решения на основе информации, полученной на предыдущем этапе. Для тестирования разработанного решения в реальных или приближенных к реальным условиям проводят ОПИ (опытно-промышленные испытания). С каждым этапом реализации НИОКР-проекта уровень готовности технологии возрастает, а риски снижаются за счет снятия неопределенностей. В случаях, когда отсутствует значительная неопределенность, могут быть использованы:

- цифровые проекты для создания цифровых продуктов по типу ПО;
- ИТ-проекты для создания цифровых продуктов с учетом необходимого оборудования для поддержки;
- технические проекты для разработки и апробации оборудования и технических решений;
- инженеринговые проекты, позволяющие разработать решение от этапа концептуального проектирования до этапа внедрения.

Данные инструменты позволяют развиваться компании в соответствии со стратегией до 2030 года.

ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗУЕМЫХ ПРОЕКТОВ

В настоящее время основной фокус взят на направления, связанные с развитием индустрии 4.0 и комплексным инжинирингом. В качестве примера развития индустрии 4.0 можно выделить проект «Разработка архитектуры автономной кустовой площадки». Целью проекта является разработка типовой схемы ИТ-решения для управления технологическими процессами на кустовых площадках месторождения.

Система позволяет реализовать различные уровни автономности в зависимости от участия человека в управлении процессами. На нижнем уровне готовности система может организовать интерфейс удаленного управления режимами работы оборудования на кустовой площадке без присутствия оператора на площадке. По мере разработки алгоритмов и систем адаптивного управления такие системы могут распределено размещаться на вычислительных мощностях локального узла (кустовая площадка) и центрального узла (ЦОД месторождения) таким образом, чтобы режим формировался на центральном узле, а исполнялся и корректировался в зависимости от данных полевой телеметрии на локальном. Система предполагает и допускает два уровня масштабируемости:

- по количеству локальных узлов. Локальные узлы выполняются по типовой схеме и подключаются в коммутатор центрального узла, далее на программном уровне достаточно настроить получение и отправку данных с локальным узлом и управлять процессами;
- по количеству датчиков и контроллеров полевого оборудования. Архитектура локального узла не имеет ограничений по количеству и составу подключаемых датчиков. В зависимости от протокола и интерфейса достаточно применить конвертер и подключить датчик или контроллер управления в коммутатор локального узла, настроить на программном уровне сбор и отправку данных.

Технологические данные каждого локального узла изолируются в подсети узла и не попадают в каналы связи и подсети центрального узла, передавая на центральный узел только обработанные данные. В соответствии с требованиями к критической инфраструктуре относительно физического разделения сетей для возможности формирования корректировок (уставок) режимов работы полевого оборудования на КП, система управления автономной КП располагается в ТСПД (технологическая сеть передачи данных) без двухсторонней интеграции в КСПД (корпоративная сеть передачи данных) и иными сторонними сетями (рис. 6).

В качестве примера комплексного инжиниринга рассмотрим проект «Блочно-модульная станция управления». Станция управления предназначена для управления, защиты, контроля параметров и регулирования частоты вращения установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Для ремонта станции управления требуется заменять станцию целиком, сложность процесса приводит к дополнительным простоям скважин. Блочно-модульная станция управления (далее БМСУ) строится по следующему принципу: единое устройство разделяется на несколько блоков или модулей, электрически и механически соединенных между собой, которые собираются на базе блок-контейнера со всеми необходимыми для работы удобствами. Внедрение данного принципа позволяет осуществлять смену модулей с помощью меньшего числа производственного персонала и привлекаемой техники.

В проекте был сформирован концепт БМСУ и сформулированы требования. Компоновка БМСУ включает в себя четыре станции управления (СУ), разнесенные на блоки. Данное оборудование позволит управлять 4 скважинами одновременно. Представленная БМСУ

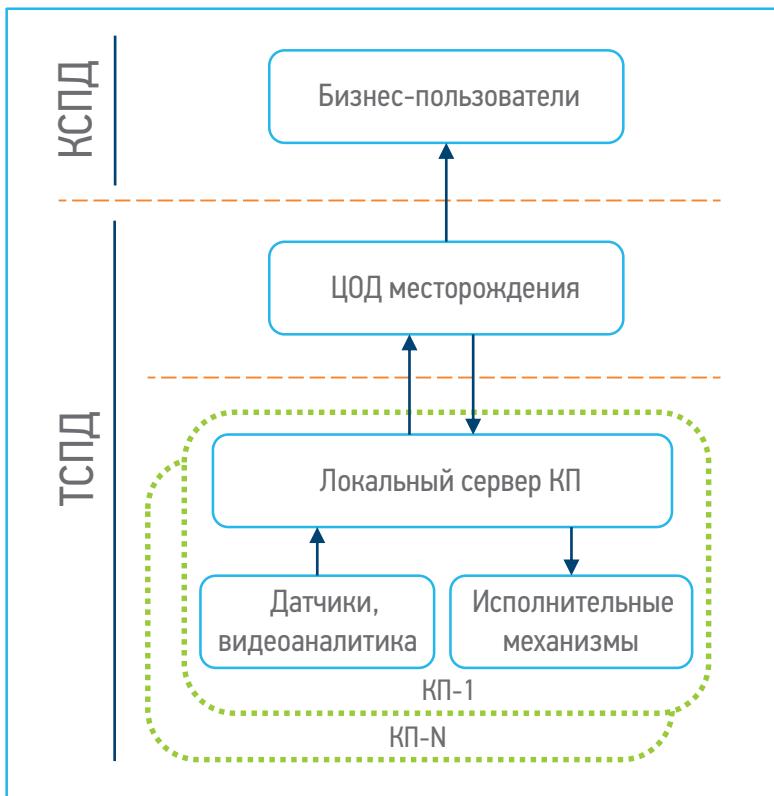


Рис. 6. Архитектура автономной кустовой площадки (А.Ю. Зацепин)
Fig. 6. Architecture of an autonomous well pad (Artem Yu. Zatsepin)

обеспечивает работу двигателей мощностью до 25 кВт. Для использования разрабатываемой блочно-модульной станции управления с двигателями мощностью более 25 кВт предусмотрено наружное использование трансформатора. В этом случае БМСУ может обеспечивать работу ПЭД мощностью до 125 кВт. В срок эксплуатации данное оборудование требует минимального технического обслуживания.

Эффекты от внедрения БМСУ:

- сокращение недоборов нефти за счет снижения времени простоя скважины;
- снижение затрат на транспортировку СУ за счет уменьшения количества персонала и техники, требуемых для ремонта;
- уменьшение времени настройки и обслуживания СУ в зимнее время за счет комфортных условий;
- экономия на технике для обогрева кабельной продукции при обвязке СУ-ТМПН.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате работы была сформирована матрица целевого уровня автономности с учетом типа зрелости актива и доступности инфраструктуры, выделены три направления развития для создания концепции автономного актива: развитие инфраструктуры индустрии 4.0, комплексный инжиниринг и типизация проектных решений,

организационно-управленческие изменения. В результате анализа существующих инструментов для создания инновационных решений было выявлено, что инструменты позволяют формировать отдельные элементы концепции автономного актива. В качестве примера приведены промежуточные результаты проектов: разработка архитектуры автономной кустовой площадки и блочно-модульной станции управления.

В АВТОНОМНОМ АКТИВЕ РЕАЛИЗУЮТСЯ СИСТЕМЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ, В КОТОРЫХ ЧЕЛОВЕК ТОЛЬКО КОНТРОЛИРУЕТ ПРОЦЕСС УПРАВЛЕНИЯ, НО НЕ УЧАСТВУЕТ В НЕМ НАПРЯМУЮ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В компании «Газпром нефть» есть необходимые инструменты для создания концепции автономного актива, но процесс автономизации является поэтапным. На данный момент компания находится на этапе цифровизации, запущены различные цифровые проекты, ИТ-проекты, технические и инжиниринговые проекты, которые приближают компанию к концепту автономного актива. Реализация данного концепта приведет к безопасности, надежности, эффективности и оптимальному использованию человеческих ресурсов.

Список литературы

1. Кузьмин М.И., Грехов И.В., Герасимов Р.В. Автономный актив. Отдельные элементы и перспективы развития // Инженерная практика. — 2022. — № 4. — С. 62–65.
2. Музычук П.С., Умнов А.Н., Аксенов А.Г. Цифровая трансформация процесса механизированной добычи нефти в ПАО «Газпром нефть» // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства: Материалы 11-й Международной научно-технической конференции, Омск, 24–27 февраля 2021 года / Редколлегия: В.А. Лихолобов [и др.]. — Омск: Омский государственный технический университет, 2021. — С. 170–173.
3. Грехов И.В., Кузьмин М.И., Музычук П.С., Герасимов Р.В. Концепция автономной кустовой площадки на месторождениях компании «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 12. — С. 69–73.

References

1. Kuzmin M.I., Grekhov I.V., Gerasimov R.V. Standalone asset. Separate elements and development prospects. *Engineering practice*. 2022. No. 4. P. 62–65.
2. Muzychuk P.S., Umnov A.N., Aksenov A.G. Digital transformation of the process of mechanized oil production in Gazprom Neft PJSC. Equipment and technology of petrochemical and oil and gas production: Proceedings of the 11th International Scientific and Technical Conference, Omsk, February 24–27, 2021. Editorial Board: V.A. Likholobov [i dr.]. — Omsk: Omsk State Technical University, 2021. P. 170–173.
3. Grekhov I.V., Kuzmin M.I., Muzychuk P.S., Gerasimov R.V. The concept of an autonomous well pad at the fields of the company "Gazprom Neft". *Oil industry*. — 2021. No. 12. P. 69–73.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.И. Кузьмин — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

И.В. Грехов — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Р.В. Герасимов — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

А.Ш. Ишкильдин — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Maxim I. Kuzmin — data collection, analysis of materials, writing an article.

Ivan V. Grekhov — data collection, analysis of materials, writing an article.

Rostislav V. Gerasimov — data collection, analysis of materials, writing an article.

Alik Sh. Ishkildin — data collection, analysis of materials, writing an article.

А.Ю. Зацепин — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Р.Н. Костров — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

А.А. Мухарьямов — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Р.С. Иванов — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Н.И. Русских — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Artem Yu. Zatsepin — data collection, analysis of materials, writing an article.

Roman N. Kostrov — data collection, analysis of materials, writing an article.

Ainyr A. Mukharyamov — data collection, analysis of materials, writing an article.

Roman S. Ivanov — data collection, analysis of materials, writing an article.

Nikita I. Russkikh — data collection, analysis of materials, writing an article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Максим Игоревич Кузьмин* — руководитель программ по цифровым проектам, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Kuzmin.MI@gazpromneft-ntc.ru

Иван Викторович Грехов — директор программ технологического развития функции Добыча, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: GREKHOV.IV@gazpromneft-ntc.ru

Ростислав Владимирович Герасимов — главный специалист Центра компетенций по технологиям добычи, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Gerasimov.RVI@gazpromneft-ntc.ru

Алик Шавкатович Ишкильдин — руководитель программ по новым технологиям, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Ishkildin.ASh@tmn.gazprom-neft.ru

Артем Юрьевич Зацепин — начальник отдела развития автономных активов, ООО «Газпромнефть — ЦР»
190013, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Киевская, д. 5, к. 4.
e-mail: Zatsepin.AYu@gazprom-neft.ru

Роман Николаевич Костров — главный инженер по разработке автономных активов, ООО «Газпромнефть — ЦР»
190013, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Киевская, д. 5, к. 4.
e-mail: Kostrov.RN@gazprom-neft.ru

Maxim I. Kuzmin* — Program manager for Digital Projects, Gazpromneft NTC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kuzmin.MI@gazpromneft-ntc.ru

Ivan V.Grekhov — Director of Technological Development Programs for the Production Function, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Grekhov.IV@gazpromneft-ntc.ru

Rostislav V. Gerasimov — Chief specialist of the Competence Center for Production Technologies, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Gerasimov.RVI@gazpromneft-ntc.ru

Alik Sh. Ishkildin — Program manager for New Technologies, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Ishkildin.ASh@tmn.gazprom-neft.ru

Artem Yu. Zatsepin — Head of the Autonomous Assets Development Department, Gazpromneft DR LLC
5, building 4, Kiyevskaya str., 190013, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Zatsepin.AYu@gazprom-neft.ru

Roman N. Kostrov — Chief engineer for the Development of Autonomous Assets, Gazpromneft DR LLC
5, building 4, Kiyevskaya str., 190013, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kostrov.RN@gazprom-neft.ru

Айнур Айварович Мухарямов — ведущий инженер по разработке автономных активов, ООО «Газпромнефть — ЦР», 190013, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Киевская, д. 5, к. 4.
e-mail: Mukharyamov.AA@gazprom-neft.ru

Роман Сергеевич Иванов — инженер по разработке автономных активов (младший), ООО «Газпромнефть — ЦР», 190013, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Киевская, д. 5, к. 4.
e-mail: Ivanov.RS@gazprom-neft.ru

Никита Игоревич Русских — инженер по разработке автономных активов (младший), ООО «Газпромнефть — ЦР», 190013, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Киевская, д. 5, к. 4.
e-mail: Russkikh.NI@gazprom-neft.ru

Ainur A. Mukharyamov — Leading engineer for the Development of Autonomous Assets, Gazpromneft DR LLC, 5, building 4, Kiyevskaya str., 190013, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Mukharyamov.AA@gazprom-neft.ru

Roman S. Ivanov — Autonomous assets development engineer (junior), Gazpromneft DR LLC 5, building 4, Kiyevskaya str., 190013, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Ivanov.RS@gazprom-neft.ru

Nikita I. Russkikh — Autonomous asset development engineer (junior), Gazpromneft DR LLC 5, building 4, Kiyevskaya str., 190013, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Russkikh.NI@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Н.В. Купцов,
М.С. Самодуров, 2023



УГЛЕРОДНО-НЕЙТРАЛЬНЫЙ СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ — ТЕКУЩИЙ СТАТУС, ПЕРСПЕКТИВЫ И МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА

Н.В. Купцов*, **М.С. Самодуров**

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

Электронный адрес: kuptsov.nv@gazprom-neft.ru

Введение. Направление декарбонизации сжиженного природного газа (СПГ) является современным и актуальным. С появления в середине 2019 года первой углеродно-нейтральной поставки СПГ реализовано более 30 сделок-поставок, в основном в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. По прогнозам газ в последующие десятилетия активного энергоперехода будет ключевым энергоносителем. Снижение выбросов CO₂ при его поставках является неотъемлемой частью устойчивого экологического развития стран и компаний. Это обуславливает растущий интерес компаний и ассоциаций (GIGNL, GECF) к развитию унифицированных методологий расчета и учета выбросов по всей цепочке производства, транспорта и потребления СПГ.

Материалы и методы. В статье выполнена систематизация международного опыта, оценены различные подходы к учету и снижению углеродного следа СПГ, использованы методы системного анализа научных исследований и отраслевых обзоров.

Результаты. В обзорном исследовании, описанном в данной статье, впервые в подробной форме на русском языке детализированы и освещены вопросы снижения углеродного следа по всей цепочке производства, транспорта и потребления СПГ. Усредненная партия в 70 000 т СПГ при производстве, транспорте и потреблении образует порядка выбросов 240 000 т CO₂-эквивалента. Для признания поставки СПГ углеродно-нейтральной необходимо нивелировать выбросы CO₂ во всем производственно-логистическом цикле. Существуют различные варианты снижения выбросов CO₂, которые разделяют на 3 категории: компенсация природными решениями, снижение выбросов за счет энергоэффективности, избегание выбросов за счет возобновляемых источников энергии и улавливания, очистки и хранения CO₂ в геологических структурах (CCS). Наибольшая доля выбросов, 67–75 %, возникает при конечном использовании СПГ с генерацией энергии на электростанции, а на процессы добычи природного газа, подготовки/сжижения, морского транспорта и регазификации приходится порядка 25–33 %. В настоящий момент компании компенсируют выбросы природными решениями (из портфелей природных проектов компаний или приобретенных на добровольных рынках углеродных единиц). В среднесрочной перспективе компании нацеливаются на улучшение энергоэффективности и внедрение ВИЭ, в долгосрочной перспективе — на улавливание и геологическое хранение (CCS).

Заключение. В результате проведенного анализа создана основа для дальнейших исследовательских и прикладных работ по декарбонизации СПГ или других углеводородных поставок продукции, что особенно актуально в связи с растущей заинтересованностью государства и промышленных предприятий в снижении углеродного следа.

Ключевые слова: сокращение выбросов углекислого газа, углеродно-нейтральный СПГ, зеленый СПГ, поставки СПГ, выбросы углекислого газа (CO₂), декарбонизация, ESG, энергопереход, улавливание и хранение углерода (CCS)

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Купцов Н.В., Самодуров М.С. Углеродно-нейтральный сжиженный природный газ — текущий статус, перспективы и методы снижения углеродного следа. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):138–146. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-138-146>

Статья поступила в редакцию 22.06.2022

Принята к публикации 01.11.2022

Опубликована 31.03.2023

CARBON NEUTRAL LIQUEFIED NATURAL GAS — CURRENT STATUS, PERSPECTIVES AND CARBON FOOTPRINT REDUCING METHODS

Nikolay V. Kuptsov*, **Maxim S. Samodurov**

Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: kuptsov.nv@gazprom-neft.ru

Background. The field of knowledge of LNG decarbonization is modern and relevant. Since the first carbon-neutral LNG supply appeared in mid-2019, more than 30 supply transactions have been completed (mainly to Asia-Pacific countries). Gas is expected to be a key energy carrier in the coming decades in period of active energy transition. Reducing CO₂ emissions during LNG supply is an essential part of the sustainable environmental development for countries

and companies. This causes the growing interest of companies and associations (GIIGNL, GECF) in the development of unified methodologies for calculating and accounting of emissions in whole the chain of production, transport and consumption of LNG.

Materials and methods. The article presents the overview of international experience and comparison of various approaches to account and minimize the carbon footprint of LNG. The methods of system analysis of scientific researches and industrial reports were used.

Results. The review study described in this article, for the first time in Russian, covers in detail the issues of reducing the carbon footprint for LNG. The average batch of 70,000 tons of LNG in production, transport and consumption generates emissions of about 240,000 tons of CO₂-equivalent. For LNG supply to be recognized as carbon neutral, CO₂ emissions from the full cycle of production, liquefaction/transport and consumption of natural gas must be included. It is emphasized that there are various options to reduce CO₂ emissions, which are divided into 3 categories: compensation with natural solutions, reducing emissions through energy efficiency, avoiding emissions through renewables and carbon capture and storage in geological reservoirs (CCS). The main share of emissions, 67–75%, comes from the end-use of LNG with combustion at power plants (Scope 3), while the processes of gas production, treatment / liquefaction, maritime transport and regasification (Scope 1, 2) account for about 25–33%. Companies currently offset their emissions with natural solutions (from companies' nature project portfolios or carbon credits purchased from voluntary markets). In the medium term, companies are aiming to improve energy efficiency and the introduction of renewable energy, in the long term — to capture and store in geological storages (CCS).

Conclusions. Finally, groundwork has been created for further researches and applied studies, which is especially relevant due to the growing interest of the government and industrial enterprises in reducing the carbon footprint.

Keywords: carbon reduction, carbon-neutral LNG, green LNG, LNG supply, emissions of carbon dioxide (CO₂), decarbonization, ESG, energy transition, carbon capture and storage (CCS)

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

For citation: Kuptsov N.V., Samodurov M.S. Carbon neutral liquefied natural gas — current status, perspectives and carbon footprint reducing methods. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):138–146. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-138-146>

Manuscript received 22.06.2022

Accepted 01.11.2022

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Направление ESG является комплексным, в его основе — ответственное отношение к процессам деятельности компании. Фокусы внимания разделяют на следующие: экология (E — environment), общество и сотрудники (S — social), корпоративное управление (G — government).

С точки зрения экологии (E) стратегической целью является снижение негативного влияния на окружающую среду. Парижское соглашение (2016 год) и климатический пакт Глазго (2021 год) сформировали принципы снижения выбросов парниковых газов для удержания общемировой температуры менее 2 °C сверх доиндустриальных уровней начала XX века. Обязательства по достижению чистого нулевого уровня выбросов приняла государства, на которые приходится более 90 % мирового ВВП. Правительства большинства развитых стран вводят элементы углеродного регулирования, в том числе устанавливая цены на выбросы CO₂, что влияет на экономику стран и международный торговый баланс. Большинство зрелых компаний формируют долгосрочные стратегии развития с акцентом на меньшую углеродную интенсивность и снижение воздействия на окружающую среду

(как минимум по охватам Scope 1+2, а также по Scope 3¹).

Многие прогнозы отмечают, что газ по-прежнему будет играть заметную роль в энергетическом балансе в ближайшие десятилетия даже в случае масштабного внедрения возобновляемых источников энергии. В связи с возрастающими объемами рынка сжиженного природного газа (СПГ) учет и сокращение выбросов парниковых газов (в частности, CO₂) по всей цепочке СПГ становятся важными компонентами торговли. Это формирует концепцию СПГ со сниженным углеродным следом (в отдельных источниках его называют «углеродно-нейтральным» или «зеленым»).

Основной целью данной статьи является анализ и обзор практических решений снижения углеродного следа СПГ, накопленных в мировых исследованиях. Подобная систематизация вносит вклад в общественно-научную информированность и является основой для последующих исследований в РФ.

¹ Scope 1 — прямые выбросы от источников, находящихся в собственности или под контролем отчитывающейся организации; Scope 2 — косвенные энергетические выбросы; Scope 3 — учитывает все прочие косвенные эмиссии парниковых газов.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В исследованиях [1–4] рассмотрены более 30 поставок различных грузов морскими судами (в основном СПГ, но также встречаются нефть, конденсат, сжиженные углеводородные газы, этилен) с компенсацией выбросов в 2019–2022 годах. Внимание акцентируется на возмещениях (офсеты) углеродного следа за счет покупки квот на выбросы CO₂ на добровольных рынках верифицированных углеродных единиц (VCM — voluntary carbon market). При этом затрагивается проблема необходимости унификации измерений и расчетов объемов выбросов CO₂ на различных этапах производственной цепочки. В частности, в исследованиях [5, 6] выполнен сравнительный анализ интенсивности выбросов на этапах производственной цепочки в различных странах.

СПГ-ПРОЕКТЫ «ЯМАЛ СПГ» И «АРКТИК СПГ-2» НАПРАВЛЕННЫ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ХРАНЕНИЯ CO₂ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУРАХ.

Оператор проекта «Сахалин-2» (первая поставка «зеленого» СПГ из РФ) компания Sakhalin Energy занимается вопросами снижения углеродного следа, изначально фокусируясь на VCM-офсетах. Компания рассматривает возможность внедрения решения по энергоэффективности, улавливанию и геологическому хранению CO₂ (CCS — carbon capture and storage) [7]. Помимо этого, компания «Новатэк» на СПГ-проектах «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» планирует повышение энергоэффективности производства, CCS, замещение части топливного газа водородом, генерацию электроэнергии на возобновляющихся источниках энергии (ВИЭ) [8].

НЕРЕШЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ

Снижение углеродного следа СПГ является достаточно новой международной задачей, в настоящий момент еще не решена проблема создания единой методологии расчетов выбросов, учитывающей характеристики сырья и оборудования по всей цепочке СПГ. Ряд компаний и ассоциации (импортеры GIGNL [9], форум экспортеров GECCF) занимаются обоснованием и разработкой унифицированной методологии. В частности, Chevron, Qatar Energy и Pavilion в 2021 году выпустили первую редакцию справочника по расчетам выбросов при поставках СПГ [10].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В статье выполнена систематизация международного опыта, оценены различные подходы к учету и снижению углеродного следа СПГ по всей цепочке производства, транспорта и потребления. Использованы методы системного анализа научных исследований и отраслевых обзоров.

РЕЗУЛЬТАТЫ

ГРАНИЦЫ ЦЕПОЧКИ СПГ

Выбросы парниковых газов в различных объемах возникают на всех этапах производственной, транспортной и потребительской цепочки СПГ — от добычи до полезного использования при генерации энергии. Расчет количества парниковых газов заключается в суммировании выбросов на каждой производственной операции, включая потенциал сохранения отдельных веществ за определенный период времени, в том числе углекислого газа (CO₂), метана (CH₄), закиси азота (N₂O), дифторуглеродов (HFC), перфторуглеродов (PFC) и гексафторида серы (SF₆), итог вычислений обычно считается в приведенном CO₂-эквиваленте.

С точки зрения учета выбросов по производственной цепочке СПГ от скважины до потребителя существует несколько подходов.

1. Изолированное сложение выбросов CO₂ от отдельных процессов по функциональному принципу «производство 1 т СПГ → морская транспортировка 1 т СПГ → регазификация 1 т СПГ → производство 1 МВт энергии» (рис. 1).
2. По секторам нефтегазовой отрасли «апстрим — мидстрим — даунстрим» [11]. При этом процесс сжижения СПГ в различных источниках относят как к мидстриму [10], так и апстриму [7]. Это зависит от точки зрения: в вертикально-интегрированных компаниях «Новатэк» и Qatar Energy порты сжижения Сабетта и Ras Laffan находятся вблизи объектов добычи в ведении единого оператора; в проектах отдельных портовых компаний, например в США, порты сжижения Freeport и Cameron являются изолированными объектами профильных компаний (рис. 2).
3. По охватам выбросов в соответствии с Greenhouse Gas Protocol (протокол о парниковом газе — мировой стандарт по учету выбросов парниковых газов): Score 1 — прямые выбросы предприятия от производства; Score 2 — косвенные выбросы от деятельности (обычно потребление электроэнергии при производстве

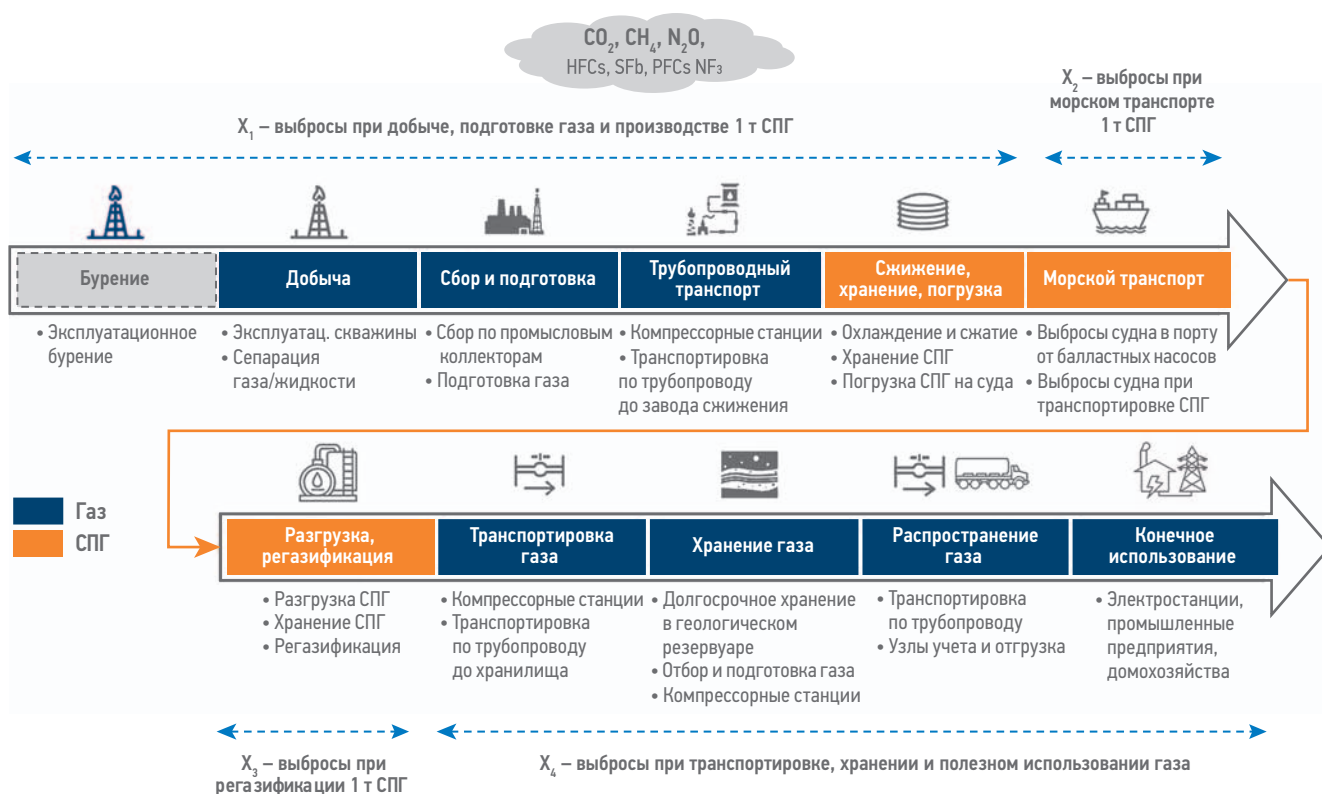


Рис. 1. Образование выбросов в цепочке газа/СПГ с точки зрения производственных процессов [6]
Fig. 1. Emission in the gas/LNG chain in terms of production processes [6]

продукции); Score 3 — остальные выбросы от всей цепочки жизненного цикла продукции, не связанные с ее производством (закупка сырья, доставка, продажа, использование, утилизация и др.). Нумерация охватов зависит от того, какая компания находится в центре рассмотрения и занимается снижением углеродного следа. Вариативность охватов представлена в табл. 1.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ СПГ УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ

В настоящий момент существуют и разрабатываются различные методологии расчета выбросов CO_2 ,

не противоречащие стандартам ISO. В стандарте ISO 14044 «Environmental management. Life cycle assessment. Requirements and guidelines» приведены предпосылки к определению жизненного цикла продукции. Методология измерений углеродного следа для природного газа приведена в ISO 14067 «Greenhouse gases. Carbon footprint of products. Requirements and guidelines for quantification», а определения, касающиеся поставок углеродно-нейтральной продукции, приведены в ISO 14021 «Environmental labels and declarations. Self-declared environmental claims (Type II environmental labeling)». В соответствии с данными стандартами требуется покрытие полного объема выбросов

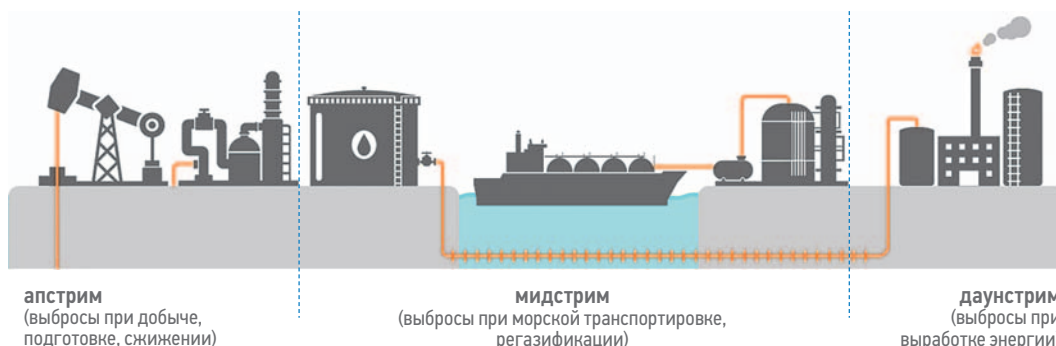


Рис. 2. Распределение цепочки СПГ и выбросов углекислого газа по секторам нефтегазовой отрасли
Fig. 2. Distribution of the LNG emissions in chain of oil and gas industry sectors

Таблица 1. Вариативность охватов парниковых газов [4]
Table 1. Variability in greenhouse gas coverage [4]

Сторона/компания	Охват выбросов		
	Апстрим (добыча, подготовка, транспорт до терминала, сжижение)	Мидстрим (морской транспорт, регазификация)	Даунстрим (производство энергии на электростанции)
Производитель СПГ	Score 1, 2	Score 3	Score 3
Судоходная компания	Score 3	Score 1, 2	Score 3
Потребитель СПГ	Score 3	Score 3	Score 1, 2

парниковых газов при производстве, транспорте и потреблении продукции, чтобы соответствовать статусу углеродно-нейтральной продукции.

За прошлые 30 лет более 200 различных проектов сертифицированы с подтверждениями о снижении выбросов [2]. Для признания поставки СПГ углеродно-нейтральной существуют различные варианты нивелирования выбросов CO₂, которые разделяются на 3 категории (рис. 3) [1–4, 7].

- Компенсация природными решениями:
 - предотвращение природных потерь, т.е. охрана существующих естественных поглотителей углерода (леса, луга, торфяники и др.);
 - природное удаление с посадкой новых естественных поглотителей (лесонасаждение, регенеративное земледелие и др.).
- Снижение выбросов за счет улучшения энергоэффективности.

- Избегание выбросов с применением долгосрочных технологических решений.

ОБЪЕМ ВЫБРОСОВ В ЦЕПОЧКЕ ПРОИЗВОДСТВА И ТРАНСПОРТИРОВКИ СПГ

В настоящий момент большинство компаний (Shell, Mitsui, JERA, «Газпром» и др.) при расчете объемов выбросов используют упрощенную методологию Департамента бизнеса, энергии и промышленной стратегии Великобритании [12] по которой при производстве, транспорте и потреблении усредненной партии в 70 000 т СПГ образуется выбросов порядка 240 000 т CO₂-эквивалента (Score 1, 2 и 3 с точки зрения производителя СПГ). Количество парниковых газов, выбрасываемых источником, — это усредненные значения по наборам данных Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК/ИРСС). Выбросы для СПГ являются суммой отдельных парниковых газов (CO₂, CH₄, N₂O, HFC,

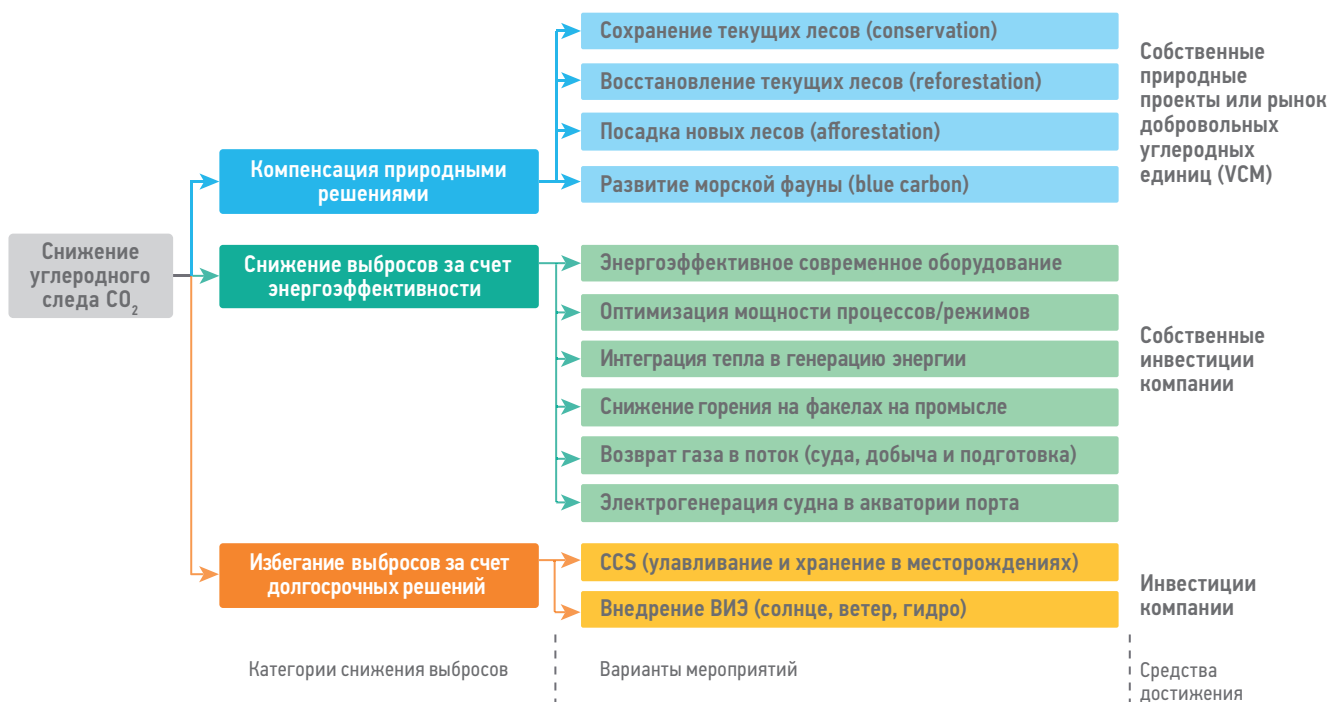


Рис. 3. Категории, варианты мероприятий и средства снижения выбросов СПГ. Составлено авторами
Fig. 3. Categories, action options and resources to reduce LNG emissions. Prepared by the authors

PFC, SF₆) при производственных операциях, что в итоге приводит к следующим значениям CO₂-экв:

$$1 \text{ т СПГ} = 3,42 \text{ т CO}_2\text{-экв}, \quad (1)$$

$$1 \text{ т СПГ} = S_{1,2} + S_3 = 0,88 \text{ т CO}_2\text{-экв} + 2,54 \text{ т CO}_2\text{-экв}, \quad (2)$$

$$70 \text{ 000 т СПГ} = 63 \text{ 700 т CO}_2\text{-экв} + 177 \text{ 800 т CO}_2\text{-экв} = 239 \text{ 400 т CO}_2\text{-экв}, \quad (3)$$

где S_{1,2} — это охват выбросов Score 1 (производство СПГ) и Score 2 (морской транспорт и регазификация СПГ); S₃ — это охват выбросов Score 3 (производство энергии электростанцией).

В настоящий момент для создания прецедентов углеродно-нейтральных поставок прибегают к упрощению в масштабах всей отрасли. Однако детализированный расчет выбросов по всей цепочке цикла СПГ значительно сложнее, в связи с этим разрабатывается отдельная методология [10]. Это связано с тем, что выбросы охватывают различные производственные процессы, оборудование и характеристики газа. Объем выбросов различается в соответствии с расчетами различных авторов (**табл. 2**): наибольшая доля (67–75 %) возникает при конечном использовании СПГ с генерацией энергии на электростанции; на процессы добычи, подготовки и морского транспорта и регазификации приходится 25–33 % от общего объема выбросов.

СДЕЛКИ С СПГ СО СНИЖЕНИЕМ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА

Первая поставка СПГ с компенсацией выбросов CO₂ выполнена компанией Shell в середине 2019 года, до января 2022 года заключено более 30 сделок (**табл. 3**), 90 % из которых выполнены с поставкой на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона (Япония, Китай, Ю. Корея). Развитие направления в том числе обусловлено образованием в Японии в 2021 году альянса из 15 компаний-покупателей (Tokyo Gas, Toshiba, Asahi, Isuzu, Olympus и др.), целью которого является

распространение углеродно-нейтрального СПГ для устойчивого развития и улучшения экологии страны.

Необходимо отметить, что помимо СПГ подобные сделки заключались единично с прочими грузами углеводородов: нефть, конденсат, этилен.

Корпоративным лидером по углеродно-нейтральному СПГ является компания Shell, участвовавшая в 11 сделках. В РФ подобные сделки выполнялись с газом проектов «Ямал СПГ» (март 2021 года) и «Сахалин-2» (сентябрь 2021 года).

Практически все компании возмещали углеродный след с помощью природных офсетов с добровольного рынка углеродных единиц (стандарты/ механизмы верификации CDM, VCS, CCB) или из собственного портфеля природных проектов (компания Shell, Mitsui). В большинстве случаев (70–80 %) возмещение затрагивало полный цикл от скважины до производства электроэнергии (Score 1, 2, 3), в 20–30 % — от скважины до регазификации (Score 1, 2).

У специалистов и общественности возникают опасения, что информация по сделкам не раскрывается, включая цены за углеродные единицы. Компании и биржи ссылаются на положения о конфиденциальности. Фактически углеродный след компенсируется проектами природных решений, а не уменьшается в атмосфере, при этом в годовых отчетах компаний декларируются экологические выгоды без подробных расчетов [2]. Компании заявляют, что занимаются тестированием механизмов возмещения углеродного следа и популяризацией подобной практики для становления рынка — в дальнейшем более подробная отчетность должна последовать.

СТРАТЕГИИ КОМПАНИЙ ПО СНИЖЕНИЮ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА

Производители СПГ придерживаются различных стратегий снижения углеродного следа. В текущем моменте в основном

Таблица 2. Объем выбросов в различных сегментах в цепочки СПГ
Table 2. Emissions by different segments of the LNG chain

Источник	Доля выбросов в цепочке СПГ				
	Добыча, подготовка, транспорт до терминала	Сжижение	Морской транспорт	Ревазификация	Производство энергии
Bloomberg NEF [13]	7–19 %	8–10 %	3–4 %	3–5 %	67–79 %
Columbia SIPA [1]	12,5 %	8,2 %	4 %	0,3 %	75 %
Gas exporting countries forum [14]	3 %	12,5 %	3 %	6,5 %	75 %
PACE global [5]	10,2–11,2 %	7,2–10,1 %	3,3–6,8 %	0,2–0,4 %	71,4–79,1 %
Sakhalin Energy [7]	12 %		88 %		

Таблица 3. Поставки СПГ с компенсацией выбросов CO₂
Table 3. Supply of LNG with CO₂ compensation

Дата	Поставщик	Покупатель	Рынок	Охват	Возмещение
июнь 2019 г.	Shell	Tokyo Gas	Япония	Score 1, 2, 3	Портфель Shell прир. решений
июнь 2019 г.	Shell	GS Energy	Ю. Корея	Score 1, 2, 3	
июнь 2019 г.	JERA	-	Индия	Score 3	CDM ¹
март 2020 г.	Shell	CPC	Тайвань	Score 1, 2, 3	Портфель Shell
июнь 2020 г.	Shell (x2)	CNOOC (x2)	Китай	Score 1, 2, 3	Портфель Shell
сент. 2020 г.	QP Trading	CNOOC	Китай	Score 1, 2, 3	VCS ²
окт. 2020 г.	Total	CNOOC	Китай	Score 1, 2, 3	VCS
нояб. 2020 г.	Shell	CPC	Тайвань	Score 1, 2, 3	Портфель Shell
март 2021 г.	Mitsui	Hokkaido Gas	Япония	Score 1, 2, 3	Портфель Mitsui
март 2021 г.	Gazprom	Shell	Великобр.	Score 1, 2, 3	VCS
март 2021 г.	RWE	POSCO	Ю. Корея	Score 1, 2	VCS
апр. 2021 г.	Mitsubishi/DGI	Toho Gas	Япония	-	-
апр. 2021 г.	-	Pavillion	Сингапур	Score 1, 2	VCS + CCB ³
май 2021 г.	Cheniere	Shell	Европа	Score 1, 2	Портфель Shell
июнь 2021 г.	Oman LNG	Shell	АТР	Score 1, 2, 3	-
июнь 2021 г.	Total	CNOOC	Китай	Score 1, 2, 3	VCS
июнь 2021 г.	Shell	Astomos	Япония	Score 1, 2, 3	Портфель Shell
июль 2021 г.	Shell	Petrochina	Китай	Score 1, 2, 3	Портфель Shell
июль 2021 г.	INPEX	-	Япония	Score 1, 2, 3	-
июль 2021 г.	Shell/Brunei LNG	Osaka Gas	Япония	Score 1, 2, 3	Портфель Shell
июль 2021 г.	BP + Semptra	IEpowa	Мексика	Score 1, 2	Прир. решения
июль 2021 г.	-	AES	Доминикана	Score 1, 2	ВИЭ
авг. 2021 г.	ENI	CPC	Тайвань	Score 1, 2, 3	VCS + CCB
авг. 2021 г.	Petronas	Shikoku	Япония	Score 1, 2	VCS
сент. 2021 г.	Ichthys LNG	Inpex	Япония	Score 1, 2, 3	VCS
сент. 2021 г.	INPEX	Shizuoka Gas	Япония	Score 1, 2, 3	VCS
сент. 2021 г.	BP	CPC	Тайвань	Score 1, 2	-
сент. 2021 г.	Sakhalin Energy	Toho Gas	Япония	-	VCS
окт. 2021 г.	DGI	JAPEX	Япония	-	-
дек. 2021 г.	CNOOC	CNOOC	Китай	Score 1, 2, 3	-
январь 2022 г.	Petronas	Hiroshima Gas	Япония	-	-

Стандарты верификации углеродных единиц: 1 — Clean Development Mechanism (CDM); 2 – Verified Carbon Standard (VCS); 3 — Climate Community and Biodiversity (CCB) Standard.

применяются компенсирующие природные решения. В среднесрочной перспективе практически все компании нацелены на улучшение энергоэффективности и внедрение ВИЭ в производственной цепочке, а в долгосрочной перспективе рассматривают CCS. Сравнение стратегий компаний по снижению углеродного следа СПГ приведено в **табл. 4**.

На данный момент только СПГ-проекты Gorgon (Австралия) с 3,4 млн т CO₂/год и Snohvit (Норвегия) с 0,7 млн т CO₂/год улавливают и хранят CO₂ в геологическом пласте (CCS), что является сложной технологией, позволяющей фактически избежать выбросов при производственной деятельности. Прочие проекты нацеливаются на внедрение

Таблица 4. Стратегии компаний по снижению углеродного следа СПГ [13]
Table 4. Companies' strategies to reduce the carbon footprint of LNG [13]

Компания	Варианты снижения углеродного следа СПГ				
	Природные решения (оффсеты)	Энергоэффективность	CCS	ВИЭ	Возврат отпарных газов
Qatar Energy (проект Ras Laffan)		+	+	+	+
Chevron (Gorgon)		+	+		
Equinor (Hammerfest)		+	+		
Petronas (Bintulu)		+		+	+
Novatek (Ямал СПГ)		+	+	+	
Shell, Total, Mitsui, Vitol, RWE, JERA, Gazprom	+				

CCS в качестве неотъемлемой части производственной цепочки после 2025 года:

- Австралия: Darwin (1,7 млн т CO₂/год с 2025 года);
- Индонезия: Tangguh (25 млн т CO₂ за жизненный цикл проекта с 2026 года)
- Малайзия: Bintulu (3,7 млн т CO₂/год с 2025 года);
- Катар: Qatar LNG (5 млн т CO₂/год с 2025 года);
- Россия: компания «Новатэк» изучает геологические участки на Ямале (проект «Ямал СПГ») и Гыдане (проект «Арктик СПГ-2») для дальнейшего применения CCS;
- США: Cameron (4,5 млн т CO₂/год), Plaquemines (0,25 млн т CO₂/год с 2024 г.); Rio Grande (5 млн т CO₂/год с 2024 года).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполненного системного анализа отмечено:

1. Существуют несколько подходов в представлении данных по выбросам парниковых газов (обычно приведенных к CO₂-эквиваленту): изолированное сложение при отдельных процессах, по секторам нефтегазовой отрасли «апстрим — мидстрим — даунстрим», по охватам Score 1, 2, 3.
2. Для признания поставки СПГ углеродно-нейтральной необходимо покрыть полный цикл выбросов при производстве, транспорте и потреблении. Существуют различные варианты снижения выбросов CO₂, которые разделяют на 3 категории: компен-

- сация природными решениями, снижение выбросов за счет энергоэффективности, избегание выбросов за счет ВИЭ и CCS.
3. Производство, транспорт и потребление усредненной партии в 70 000 т СПГ образует выбросов порядка 240 000 т CO₂-эквивалента (1 т СПГ = 3,42 т CO₂-экв), что включает сумму отдельных парниковых газов (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆) при производственных операциях. При этом ряд компаний и ассоциации GIGNL, GECF занимаются разработкой детализированной унифицированной методологией расчета выбросов.
 4. Наибольшая доля выбросов, 67–75 %, возникает при конечном использовании СПГ с генерацией энергии на электростанции, а на процессы добычи, подготовки и морского транспорта и регазификации приходится порядка 25–33 %.
 5. С середины 2019 по январь 2022 года отмечено становление и популяризация поставок СПГ с компенсацией выбросов CO₂ (заключено более 30 сделок), большинство выполнены в страны АТР (Япония, Китай, Ю. Корея).
 6. В настоящий момент снижение углеродного следа СПГ компенсируют природными решениями (из портфелей природных проектов компаний или приобретённых углеродных единиц), в среднесрочной перспективе компании нацелены на улучшение энергоэффективности и внедрение ВИЭ, в долгосрочной перспективе — улавливание и геологическое хранение CO₂ (CCS).

Список литературы / References

1. Blanton E., Mosis S. The carbon-neutral LNG market: creating a framework for real emissions reductions // Columbia SIPA. Center on Global Energy Policy. — 2021. — 31 p.
2. Bose A., Cohen J., Fattouh B., Johnson, O. Spilker G. Voluntary markets for carbon offsets: Evolution and lessons for the LNG market // Oxford Institute for Energy Studies. — 2021. — 22 p.
3. Roach B., Kendrick N., Wong Z. Carbon-Neutral LNG // Gibson Dunn. — 2022. — 8 p.
4. Howell N., Lazarovitch R., Quingley A. Decarbonising the LNG industry // Bracewell. — 2022. — 5 p.

5. LNG and coal life cycle assessment of greenhouse gas emissions / PACE Global. — 2015. — 86 p.
6. Roman-White S.A., Littlefield J.A., Fleury K.G., Allen D.T., Balcombe P., Konschnik K.E., Ewing J., Ross G.B., George F. LNG Supply Chains: A Supplier-Specific Life-Cycle Assessment for Improved Emission Accounting // ACS Sustainable Chem. Eng. — 2021. — 9 (32). — PP. 10857–10867.
7. Green LNG strategy. Leading in LNG markets during energy transition / Sakhalin Energy Investment Company Ltd. — 35th meeting of Working Group 2 "Internal Markets" (WS2). EU-Russia Gas Advisory Council (GAC). — 2021. — 20 p.
8. Отчет в области устойчивого развития 2020 / Новатэк. — 2021. — 199 с. [Sustainability Report 2020. Novatek, 2021, 199 p. (In Russ.)]
9. MRV and GHG Neutral LN Framework / GIIGNL. — 2021. — 42 p.
10. The SGE methodology. GHG methodology for delivered LNG cargoes. First edition / Chevron, Qatar Energy, Pavilion Energy. — 2021. — 112 p.
11. Гильманова Р.И. Современное состояние нефтегазосервисного сектора экономики, его структура // Производственный менеджмент: теория, методология, практика. — 2016. — 5. — С. 140–144. [Gilmanova R.I. The current state of the oil and gas service sector of the economy, its structure. Industrial management: theory, methodology, practice. 2016, vol. 5, p. 140–144 (In Russ.)]
12. Greenhouse gas reporting: conversion factors 2021. Condenset set / UK department for business, energy & industrial strategy. — 2022. — 15 p.
13. Carbon neutral LNG: Suppliers focus on optionality, transparency and CCS. [электронный ресурс]. — BloombergNEF. — 2021. Режим доступа: <https://www.bloomberg.com/professional/blog/carbon-neutral-lng-suppliers-focus-on-optionality-transparency-and-ccs/> (дата обращения 18.06.2022).
14. GECF's Annual Short Term Gas Market Report 2021 / Gas Exporting Countries Forum (GECF). — 2021. — 138 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Н.В. Купцов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи и рисунки, утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.С. Самодуров — выполнил аналитику для разделов статьи, отредактировал публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Nikolay V. Kuptsov — developed the article general concept, prepared the text and pictures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Maxim S. Samodurov — prepared analysis for sections of the article, revised the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Николай Владимирович Купцов* — кандидат технических наук, руководитель проекта по улавливанию, транспорту и хранению CO₂, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д,
e-mail: kuptsov.nv@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 5069-2444
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7001-7738>
Scopus: 56233510800

Максим Сергеевич Самодуров — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д,
e-mail: samodurov.ms@gazpromneft-ntc.ru

Nikolay V. Kuptsov* — Cand. Sci. (Techn.), Project manager in capture, transport and storage of CO₂, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: kuptsov.nv@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 5069-2444
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7001-7738>
Scopus: 56233510800

Maxim S. Samodurov — Specialist, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: samodurov.ms@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРИМЕНЕНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ СКАУТИНГА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОНВЕРСИИ ГИПОТЕЗ ИЗ ПЕРВОИСТОЧНИКОВ ИДЕЙ В ТЕХНОЛОГИИ НА ИСПЫТАНИЕ

© Коллектив авторов,
2023



**В.О. Демо^{1,*}, В.В. Жуков¹, А.В. Филимонов², И.В. Рождественский², Я.К. Дробин¹,
Д.А. Пebaлк³**

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

²Ассоциация брокеров инноваций и технологий (АБИТ), РФ, Москва

³Национальная ассоциация трансфера технологий (НАТТ), РФ, Москва

Электронный адрес: tech_scouting@gazpromneft-ntc.ru

Введение. В целях поиска технологических решений используются разные инструменты скаутинга. Выбор наиболее подходящих инструментов зависит от конечной цели поиска и используемых источников информации.

Цель. Провести оценку эффективности и определить направления развития основных видов инструментов скаутинга технологий.

Материалы и методы. В статье предложена классификация существующих инструментов, подробно рассмотрены примеры использования каждого из типов, определены числовые показатели эффективности.

Результаты. Наибольшей конверсией найденных идей в работоспособные технологии обладает комбинация инструментов активного поиска. Инструменты публикации задач и сбора предложений обладают относительно низкой конверсией.

Заключение. Сделаны выводы относительно эффективности апробированных инструментов, заданы векторы развития скаутинга.

Ключевые слова: скаутинг, патентные базы, научные публикации, корпоративные базы компаний, экспертные площадки и сообщества, краудсорсинговые платформы для физических лиц, матчмейкинг-платформы для компаний

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Демо В.О., Жуков В.В., Филимонов А.В., Рождественский И.В., Дробин Я.К., Пebaлк Д.А. Применение инструментов скаутинга для повышения конверсии гипотез из первоисточников идей в технологии на испытание. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):147–157. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-147-157>

Статья поступила в редакцию 12.08.2022

Принята к публикации 01.11.2022

Опубликована 31.03.2023

USING TECHNOLOGY SCOUTING TOOLS FOR INCREASE OF CONVERSION FROM PRIMARY SOURCE
IDEAS INTO TECHNOLOGY PILOTS

**Vladimir O. Demo^{1,*}, Vladislav V. Zhukov¹, Alexey V. Filimonov², Igor V. Rozhdestvensky²,
Yan K. Drobina¹, Dmitry A. Pebalk³**

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²Association of Innovation and Technology Brokers (ABIT), RF, Moscow

³National Association for Technology Transfer (NATT), RF, Moscow

E-mail: tech_scouting@gazpromneft-ntc.ru

Introduction. Various scouting tools are used for finding technological solutions. The selection of the most appropriate tools depends on the ultimate search goals and used sources of information.

Aim. To evaluate an efficiency and suggest the directions for the development of the main types of technology scouting tools.

Materials and methods. The article proposes an existing tools classification, detailed examples of each type application analysis, and numerical performance indicators.

Results. The combination of active searching tools has the highest conversion of adopted ideas into verifiable technologies. The tools for passive task publication and concomitant collecting proposals have a relatively low conversion rate.

Conclusion. Conclusions are made for the effectiveness of the tested tools and directions for the scouting development.

Keywords: scouting, patent databases, scientific publications, corporate databases of companies, expert platforms and communities, crowdsourcing platforms for individuals, matchmaking platforms for companies

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

For citation: Demo V.O., Zhukov V.V., Filimonov A.V., Rozhdestvensky I.V., Drobin Y.K., Pebalk D.A. Using technology scouting tools for increase of conversion from primary source ideas into technology pilots. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):147–157. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-147-157>

Manuscript received 12.08.2022

Accepted 01.11.2022

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Скаутинг (от англ. scout — «разведчик») технологий — это процесс поиска технологических решений различного уровня готовности в целях анализа и формирования ключевых направлений развития, инжиниринга технологий или приобретения решений на рынке. Подходы скаутинга позволяют выполнять поиск идей и технологий различными способами. Вариативность проблем, которую решает поиск, приводит к необходимости выбора определенного типа инструментов под каждый класс задач.

Инструментарий скаутинга может быть использован для решения целого ряда бизнес-задач (табл. 1).

При планировании работ по скаутингу важно точно определять решаемую задачу, от этого будет зависеть используемый инструментарий и, в конечном счете, эффективность и стоимость скаутинга.

Чтобы достичь лучших результатов скаутинга, необходимо выполнение следующих условий:

1. Выполнить целеполагание и декомпозировать исходный запрос при постановке задач на скаутинг.

2. Доступ к первоисточникам информации, относящихся к исходному запросу.
3. Наличие ресурса для организации коммуникаций с потенциальными партнерами и владельцами технологий.
4. Наличие экспертной поддержки при валидации найденных решений.
5. Технические знания — понимание научных основ создания технологий и интеллектуальной собственности.

ЦЕЛЬ

По результатам проведенных работ и анализа деятельности процесса скаутинга других компаний [1, 2] можно сделать несколько выводов относительно классификации инструментов скаутинга. В первую очередь это деление на активные и пассивные инструменты поиска технологических гипотез.

Активным способом поиска решений является скаутинг «вручную» — точечный поиск. Аналитик ищет информацию по специальным базам данных, а затем эксперт (в данной или смежной области) классифицирует всю информацию по потенциальным результатам. Среди основных (фундаментальных) баз можно выделить следующие:

1. Патентные базы.
 2. Научные публикации.
 3. Корпоративные базы компаний (в том числе базы венчурных фондов и стартапов).
- Другим способом — пассивным поиском — является рассмотрение предложений на ранее публикуемый запрос. На площадке могут собираться компании, эксперты, вузы, студенты и другие участники. При этом площадка по своей организации может также различаться. Если их разделить условно, то существует 3 типа сбора предложений:
1. Экспертные площадки и сообщества.
 2. Краудсорсинговые платформы для физических лиц (С2В).
 3. Матчмейкинг-платформы для компаний (В2В).

Таблица 1. Сопоставление бизнес-задач и типов поискового запроса
Table 1. Matching business tasks and search request types

Бизнес-задача, которую решает поиск	Тип поискового запроса
Планирование технического перевооружения производств	Стеки технологий для перевооружения производства
Повышение эффективности определенных операций	Конкретные технологии для повышения эффективности операций
Анализ конкурентной среды собственных разработок	Технологии — прямые (похожие) и косвенные (решают ту же проблему) конкуренты
Планирование новых направлений развития, продуктов и услуг	Возможные технологические и продуктовые решения в нужном направлении
Анализ применимости появляющихся технологий	Спектр применения технологий в отрасли и кросс-отраслевые применения
Поддержание конкурентного уровня	Поиск и анализ технологических решений конкурентов

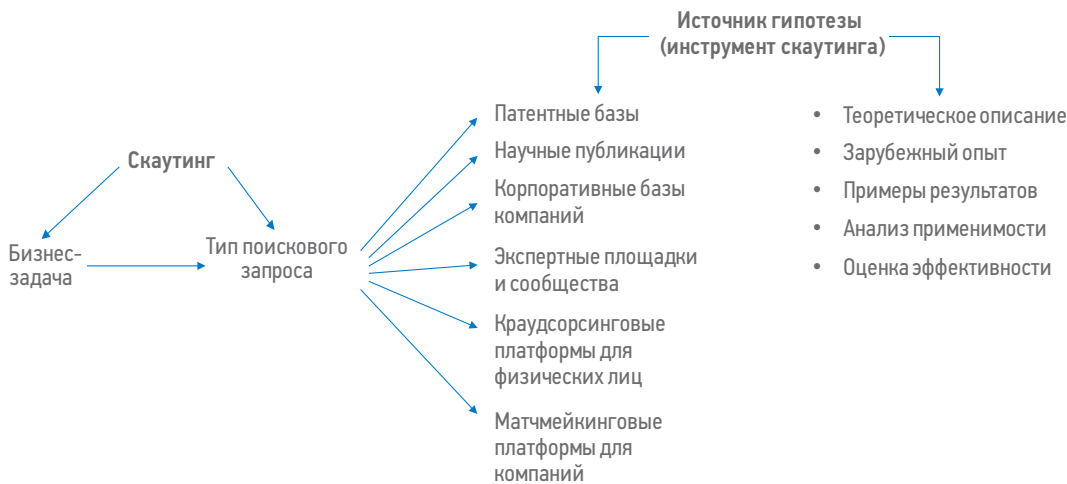


Рис. 1. Логическая схема раскрытия скаутинга по характеристикам каждого источника гипотезы (инструмента скаутинга). Составлено авторами

Fig. 1. Scouting disclosure logical scheme according to the characteristics of each hypothesis source (scouting tool). Prepared by the authors

Способ организации скаутинга технологий прежде всего определяется видом используемых источников информации. В работе предложена характеристика 6 основных источников гипотез по определенному набору факторов (рис. 1).

Оценка эффективности каждого из представленных способов позволяет сделать выводы относительно дальнейшего развития инструментов скаутинга. В работе использованы следующие метрики:

- Количество первоисточников для формулирования гипотез (статьи, патенты и пр.).
- Количество итоговых гипотез или экспертов, взятых в дальнейшую работу.
- Конверсия из первоисточников в применимые решения.

В работу по оценке эффективности взята представительная выборка

из выполненных запросов широкого перечня работ (рис. 2).

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Патентные базы формируют возможность для патентного поиска, который подразделяется на следующие виды:

1. Тематический.
2. Именной (по имени патентообладателя или автора).
3. Нумерационный.
4. Поиск патентов-аналогов.
5. Патентно-правовой (установление правового статуса патентов).

В зависимости от решаемой задачи патентный поиск может быть организован по-разному и давать различные результаты (табл. 2).

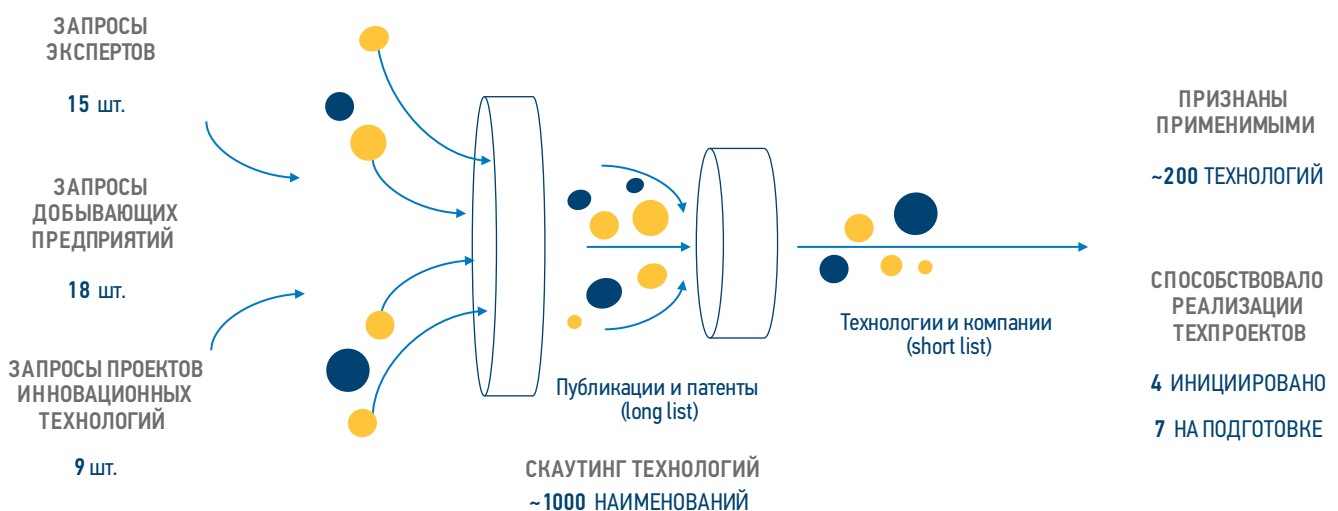


Рис. 2. Статистика по запросам на технологии в их решения (май 2021 года — июль 2022 года). Составлено авторами

Fig. 2. Statistics of technology requests to solution (May 2021 — July 2022). Prepared by the authors

Таблица 2. Наиболее часто встречающиеся задачи патентного поиска
Table 2. Most common patent search tasks

Решаемая задача	Вид поиска
Анализ трендов для планирования собственного технологического развития	Анализируются патентные ландшафты с целью определения трендов развития в интересующей технологической области — какие темы пока не являются доминирующими, но активно растут (хайп, высокий рост при небольшом количестве патентов), где фокус большинства разработчиков и индустрии (мейнстрим, большое количество и высокий рост), какие технологии находятся «на излете» и вскоре могут быть использованы без ограничений (зона «дженериков», разработок много, но рост низкий или отрицательный, то есть патенты теряют силу, но новые появляются в меньшем количестве) и, наконец, умирающие или тупиковые технологические направления (малое количество разработок и слабый рост)
Анализ конкурента/ конкурентов	Выполняется поиск по патентам, правообладателем которых является конкурирующая компания. Цель — понять, где и как можно усилить свои конкурентные преимущества с приемлемо низкими рисками ответных юридических действий. Здесь важно выяснять, в каком статусе находятся патенты конкурентов, когда заканчивается период охраны и пр.
Поиск разработчиков нужных технологий	Выполняется поиск авторов по патентам с обязательным кросс-анализом научных публикаций этих же авторов, а также анализом правообладателей и географической принадлежности. Это позволит выявить те группы разработчиков, с которыми можно создавать партнерства, например по коммерческой научно-исследовательской и опытно-конструкторской работе (НИОКР)
Анализ правообладателей интересующих технологий	Если правообладатель — конкурирующая компания, то проводится поиск аналогичных разработок, принадлежащих другим организациям. Возможно, интересующая компания технология принадлежит стартап-компаниям или малому бизнесу, которые созданы для ее коммерциализации и с которыми можно войти в деловые отношения (поставки, лицензирование, инвестирование, поглощение). Если же компания-правообладатель является патентным троллем, то есть имеет на балансе большое количество разнородных прав на результат интеллектуальной деятельности (РИД) без собственной производственной и/или НИОКР-деятельности, то нужно провести анализ возможных рисков и проработать стратегию управления ими
Кросс-индустриальный анализ для сквозных технологий	Осуществляется анализ права на РИД в различных отраслях, но объединенных пересекающимися группами разработчиков, для выявления кросс-отраслевых технологий
Географическое распределение	Анализируются охраны прав в интересующих технологических направлениях по странам, определяются собственные географические предпочтения для патентования (там, где по данному направлению имеется значительное количество патентов, скорее всего, либо большое количество потенциальных пользователей данной технологии, либо большой рынок сбыта для продукции с ее использованием)

Важно понимать, что только патентный поиск во многих случаях не дает информации о состоянии разработки (уровень технологической готовности, состояние продукта, состояние команды разработчиков и пр.), поэтому во всех случаях необходим кросс-анализ информации из различных источников.

Существует методика определения трендов дальнейшего развития технологического направления, владельцем данной методики является Федеральный институт промышленной собственности [3]. В рамках развития «зеленой» повестки в проведении геолого-разведочных работ одним из наиболее полезных результатов стало выявление патентов по геотермальным установкам и поиск объектов захоронения парниковых газов при помощи геофизических методов. В данном случае использовались следующие критерии.

- Наиболее ценные решения.
- Перспективные направления исследований.
- Наиболее успешные направления.
- Наиболее высокотехнологичные направления.
- Комплексные технические решения.
- Области для развития.

Одним из примеров выхода на компанию-владельца и возможного сервиса через патенты является поиск способов внутрискважинной сепарации. В результате скаутинга

был найден патент RU2768538C1 2022 г. компании АО «Новомет-Пермь» с использованием известных инструментов поиска патентов [4]. Таким образом удалось определить, какая из перечня заранее сформированных компаний обладает наработками и компетенциями для последующего НИОКР и испытания технологии.

Примером обнаружения идей для дальнейшей научной проработки являются магнитореологические жидкости. В качестве источников использованы патенты US2014224480A1 (действующий) и US2016290089A1 (прекращённый) на метод обработки скважины магнитной или электроореологической жидкостью и патент WO2016060673A1 на подземное устройство для управления вязкостью [5].

Научные публикации характеризуются локальным результатом, который был получен в результате определенного проекта. Часто в них описываются ключевые предпосылки экономического и технологического характера — вызовы, которые компания стремится преодолеть. Одним из примеров таких публикаций является китайская статья о самогенерации пропанта [6]. В статье описываются следующие преимущества, которые позволяют значительно модернизировать процесс проведения гидроразрыва пласта (ГРП):

- Распределение закрепляющего материала на протяжении всей полудлины трещины.

- Отсутствие рисков получения стопа в процессе закачки.
- Изменение графика закачки и создание протяженных трещин.
- Совершенствование технологии «слепого» ГРП.
- Сокращение сроков подготовки к ГРП.

Другим примером скаутинга через поиск публикаций являются примеры использования пайкрита (пикрит, пайкерит) — композита из льда и опилок. Данный материал обладает повышенной прочностью и сопротивлением к плавлению относительно льда и используется для объемных конструкций [7]. Практическим применением видится возможность его использования для ремонта автотрасс в Западной Сибири за счет как высоких прочностных свойств, так и относительной дешевизны и возможности к дальнейшему саморазложению.

В направлении **корпоративных баз** на текущий момент существует огромное количество платных и частично бесплатных ресурсов для анализа стартапов, получивших финансирование и являющихся резидентами того или иного фонда. Существуют известные зарубежные и российские ресурсы.

При этом наибольшей пользой является отсылка к сайтам компаний и их продукции. Например, в процессе поиска технологий по проведению повторных ГРП — химических отклонителей — удалось выйти и провести коммуникацию с зарубежными компаниями. Из 5 выбранных компаний было детальное обсуждение с DiverterPlus [8] и Five Star Downhole Service [9]. На встрече удалось определить ключевые технические особенности и ограничения химических отклонителей. Это позволило в дальнейшем сформировать ключевые требования к разрабатываемому химическому отклонителю в рамках корпоративного технологического проекта.

При скаутинге технологий конверсия поиска повышается, если в поиск включить анализ портфолио профильных корпоративных венчурных фондов, технопарков, инкубаторов и акселерационных программ.

Примером активно работающего фонда в нефтегазовой индустрии является фонд British Petroleum [10], основанный более 10 лет назад. Его миссия — инвестировать в частные быстрорастущие компании с прорывными технологиями и ускорять инновации в энергетическом секторе. К настоящему моменту инвестировано около полумиллиарда долларов США в более 40 компаний с 200 соинвесторами.

В частности, при поиске технологий по увеличению коэффициента отдачи нефтедобычи в портфеле фонда была обнаружена компания

Advanced BioCatalytics, разрабатывающая продукты, которые действуют синергетически с поверхностно-активными веществами для снижения межфазного натяжения и концентрации мицелл, что приводит к повышению производительности и снижению затрат [11].

Компания BiSN, также входящая в портфель и выявленная в процессе скаутинга новых решений по обсадным колоннам нефтегазовых скважин, разработала универсальное решение для тампонирования, основанное на размещении сжиженного металлического сплава в скважине для закупоривания утечек и контроля добычи воды или газа [12]. Скаутинг решений в области быстрых заправок электромобилей выявил готовое отечественное решение — стартап-компанию L-Charge, резидента Сколково [13].

Одним из важнейших инструментов скаутинга является **кросс-анализ собранной из разных источников информации**.

Сравнивая результаты анализа научных публикаций, патентной аналитики, активности корпораций и стартап-компаний из портфелей венчурных фондов и технологических инкубаторов, можно определить целый ряд важных параметров искомой технологии, которые в явном виде не присутствуют в результатах поиска, например:

- Оценка уровня готовности технологии.
- Проекты, в которых данная технология реализована или пилотируется.
- «Движение» прав собственности на разработку от научных групп к компаниям.
- Ключевые разработчики и возможность запуска с ними совместных проектов.

В случае применения магнитореологических систем в глушении скважин, в частности, кросс-анализ позволил определить, что в мире существует всего две научные группы, которые занимаются этой тематикой в применении к глушению скважин.

Последующая прямая коммуникация показала, что, к сожалению, пока до практического применения этой технологии далеко, так как имеется ключевая проблема — создать магнитное поле достаточной интенсивности внутри скважины.

В другом поиске, связанном с современными технологиями высокочастотных систем хранения электроэнергии, обнаружилось, что соавторами части патентов одной из наиболее перспективных стартап-компаний в этой области являлись разработчики из РФ, которые продолжают активно работать в этом направлении (о чем свидетельствуют реализуемые ими в настоящее время проекты).

Использование **площадок для поиска экспертов** в первую очередь может быть полезно для выбора зарубежного эксперта в области,

которая находится в компании на низком уровне развития. Примером таких областей являются процессы улавливания и закачки углеводородных газов. В компании реализуется соответствующий технологический проект, и одной из задач выполняемого этапа является рассмотрение с экспертом, имеющим промышленный опыт, задач по закачке CO₂. Работа будет состоять из нескольких этапов:

- Детальное погружение эксперта в текущие наработки.
- Глубокая экспертиза и обратная связь по текущим результатам и будущим планам.
- Точечные консультации эксперта при дальнейшей работе.

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ИМЕЕТ УСПЕШНЫЙ ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ АЙДИАТОНА ДЛЯ СБОРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГИПОТЕЗ ПО ОДНОМУ ИЗ РАНЕЕ УТВЕРЖДЕННЫХ ВЫЗОВОВ: 34 КОМАНДЫ И 25 РЕШЕНИЙ ПРЕДСТАВЛЕНО ДЛЯ ОЦЕНКИ.

Общий алгоритм поиска экспертов состоит в следующем:

1. Предварительный поиск с использованием социальных и профессиональных сетей. Например, использование профессиональных социальных сетей позволяет найти специалистов в выбранных областях и ознакомиться с их резюме и профессиональным опытом. Географические фильтры дают возможность выделить страны, эксперты из которых в приоритете, что особенно важно в ситуации недружественности ряда стран к РФ. Также важно, что значительная часть поиска может быть выполнена в рамках бесплатных подписок. В то же время следует учитывать, что тот, от чьего имени ведется поиск, должен обладать достаточно развитым аккаунтом, с большим количеством связей и контактов. От этого существенно зависит качество и количество релевантных результатов поиска.
2. Поиск в профессиональных социальных сетях необходимо дополнять кросс-анализом другой информации о выявленных экспертах — научные статьи, сайты компаний, в которых они работают, реализованные проекты, различные платные и бесплатные экспертные площадки и пр. Также такой кросс-анализ может позволить получить актуальную контактную информацию эксперта.
3. После того как по результатам обсуждения определен шорт-лист экспертов, следующим этапом является контакт и анкетирование, в результате которых:

- подтверждаются компетенции эксперта и его профессиональный опыт;
- проверяется его готовность работать с компанией-заказчиком;
- определяется формат и режим этой работы, а также сумма и способы выплаты вознаграждения.

Анкетирование может быть проведено в письменной форме, но в любом случае оно должно быть предварительно прямым контактом с экспертом либо очно, либо через видеоконференц-связь (ВКС). Для этого удобно использовать партнеров, которые находятся в географическом регионе эксперта.

4. По итогу интервью составляется итоговый шорт-лист экспертов, с которыми в дальнейшем заключаются контракты.

Так, в результате поиска были найдены кандидаты из Бразилии, Индии и Малайзии. Предпочтение на основе суммарного технического опыта и результатов проведенного интервью было отдано бразильскому эксперту. На протяжении последних 20 лет широкое распространение на западном рынке получили **краудсорсинговые платформы** с привлечением участников за объявленный призовой фонд. Примерами таких платформ являются Wazoku (бывшее название — Innocentive) [14] и ideacommunity [15]. Ключевые выводы по использованию таких платформ:

- Публикуются наиболее сложные задачи с поиском новых (нестандартных) решений.
- Эффективность платформы (80–95 %) обеспечивается при наличии доступа к платформе более чем у 20 000 человек.

При этом в РФ популярность таких платформ не пользуется спросом, но формируются альтернативные площадки. Многие компании (преимущественно с ИТ-специализацией) организуют хакатоны для разработки прототипа в кратчайшие сроки. В компании «Газпром нефть» кроме организации хакатонов есть опыт проведения айдиатона (мероприятия в формате конкурса научно-технических и бизнес-идей по заданным тематикам и направлениям) для сбора технологических гипотез по одному из ранее утвержденных вызовов. Перед участниками стояла задача предложить рабочие технологии на основе любых источников, позволяющие повысить продуктивность скважин карбонатного коллектора и сделать предварительный расчёт технико-экономической эффективности этих технологий. Предложенные технологии должны помочь достичь главной цели — увеличить накопленную добычу через повышение коэффициента извлечения нефти в 2-летний срок со старта работы скважины, полученными на актуальной секторной геологической модели.

По результатам проведенного айдиагона достигнуты следующие результаты:

- 770 участников заявили на участие в айдиагоне;
- 34 команды (126 участников) прошли первичный отбор и приступили к решению задачи;
- 25 решений было представлено для оценки.

Победителем с наиболее проработанным решением было предложено применение пенно-кислотной композиции (кислотных составов с отклонителями) и специальных технологий заканчивания и добычи (стеклопластиковых насосно-компрессорных труб и стингера).

Процесс поиска технологий и компаний может быть организован через специальные **матчмейкинг-платформы** для трансляции ключевых вызовов с последующим сбором откликов, коммуникации и сбора предложений.

За рубежом матчмейкинг-платформы активно развиваются на протяжении двух последних десятилетий и превратились в успешные бизнесы. К числу лидеров в этом сегменте международного рынка скаутинга можно отнести такие известные компании, как YET2 [16], LEO Innovations [17], Ninesigma [18] и ряд других. Они предлагают компаниям-заказчикам широкий ряд сервисов и форматов подбора исполнителей-разработчиков. Наиболее распространенным является размещение описания запросов на разработки в открытом доступе с предложением в адрес заинтересованных организаций и компаний подавать свои предложения через интерфейсы платформы. Главный эффект для бизнеса — сокращение времени на поиск и формирование пула партнеров для выполнения R&D-проектов.

Важно отметить, что драйвером развития и источником финансирования успешных международных платформ в первую очередь являются бизнес задачи и бюджеты на поиск решений компаний-заказчиков. Размещение предложений осуществляется на безвозмездной основе: мотивацией для разработчиков выступает возможность заявить о себе и представить свои продукты или разработки заказчику. Таким образом, монетизация построена на взимании платы за предлагаемые компаниям сервисы — как непосредственно относящиеся к платформе, так и дополнительные.

Стартовав со сравнительно простой модели маркетплейса инноваций, к настоящему времени матчмейкинг-платформы предлагают компаниям разнообразные механизмы сотрудничества.

Распространенной практикой является создание индивидуальных корпоративных порталов, например упоминание одного из крупнейших мировых брендов — компании Uniliver [19]. Компания YET2 отмечается в тексте как партнер по обработке предложений. Однако есть и примеры встраивания корпоративного портала непосредственно в матчмейкинг-платформу. Например, такой формат практикует компания Ninesigma [20]. На персональных страницах компаний размещается информация по актуальным запросам, указываются контактные данные как представителя компании, так и ответственного менеджера со стороны оператора платформы. Это обеспечивает максимальный комфорт для разработчиков и возможность получить консультации по всему спектру вопросов.

Не менее распространённым является и анонимное использование платформ, когда оператор не раскрывает информацию об источнике запроса. С примерами таких запросов можно ознакомиться в инновационной галерее YET2 [21]. В случае анонимного размещения основной поток информации обрабатывается и транслируется в адрес компании-заказчика уполномоченным менеджером платформы, к задачам которого может относиться как обработка поступающих предложений (в том числе отсеивание по заданным критериям, например уровню зрелости разработок), так и поиск разработчиков за периметром уже сформированной базы участников платформы.

Первые подходы к созданию аналогичных матчмейкинг-платформ в РФ в начале 2000-х годов не оправдали себя в силу привлечения финансирования не от бизнеса, а от государственных и международных институтов развития и профильных программ поддержки инноваций. Следствием этого стала ориентация на размещение предложений от разработчиков, притом что монетизация со стороны размещения запросов бизнеса оказалась недостаточно эффективной. Ряд проектов, таких как RTTN [22], StartBase [23], существует и по настоящее время.

С 2021 года Национальной ассоциацией трансфера технологий (НАТТ) развивается проект новой цифровой платформы «Национальное окно открытых инноваций» [24]. Данная матчмейкинг-платформа отличается ориентацией на потребности отечественного бизнеса. По своей архитектуре и функциональной направленности разработка НАТТ является близким аналогом платформ YET2 и LEO Innovations — монетизация основывается на оказании услуг компаниям-заказчикам. Созданная цифровая система

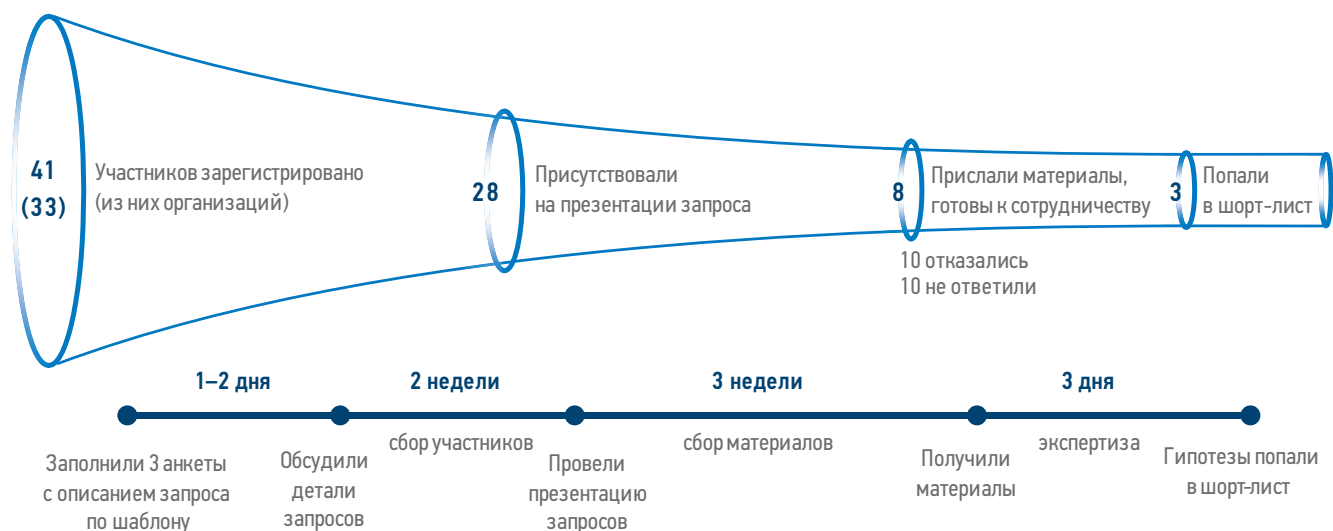


Рис. 3. Итоговая воронка участников, решений и временное развитие работы инструмента. Составлено авторами
Fig. 3. The final funnel of participants, decisions and the temporary development of the tool. Prepared by the authors

ориентирована на поддержку трансфера технологий (технологического брокериджа) в масштабах всей инновационной экосистемы РФ и предполагает активное вовлечение как лидеров рынка (крупнейших частных и государственных компаний и национальных чемпионов), так и вузов, малых и средних инновационных компаний и институтов РАН. Преимуществом платформы является применение стандартных шаблонов для описания предложений с учетом уровней TRL, а также использование классификаторов технологий.

В процессе решения вызова одного из производственных предприятий по оптимизации затрат при снижении линейного давления в трубопроводе — снижении расхода деэмульгатора/ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) — задача

и материалы были транслированы во внешнее окружение через платформу HATT. С ее помощью удалось привлечь на один запрос (декомпозированный до 3 заявок) 33 компании. В течение месяца были получены предложения от 3 компаний с предложениями по НИР и испытаниям (**рис. 3**):

- Прогнозирование места образования эмульсионной пробки.
- Магнитная обработка жидкости.
- Вихреакустический диспергатор эмульсии.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Прежде чем перейти к выводам, необходимо рассмотреть конверсию гипотез, найденных через инструменты скаутинга (**табл. 3**).

Таблица 3. Расчет показателей конверсии для работ из каждого типа источника
Table 3. Calculation of conversion rates for each source type task

№	Источник гипотез	Предмет статистики	Первоисточники		Сформулированных решений, шт.	Конверсия
			шт.	Тип источника		
1	Патентные базы	6 направлений по Ачимовской толще (продление «зимников», саморазлагающиеся строительные материалы, нетрадиционные методы повышения нефтеотдачи и конденсатоотдачи, новые материалы колонн, управляемый по плотности буровой раствор)	9	Найденных патентов по теме	25	33 %
2	Научные публикации		43	Найденных научных статей по теме		
3	Корпоративные базы компаний		23	Найденных сайтов компаний по теме		
4	Экспертные площадки и сообщества	Подбор эксперта по закачке CO ₂ в пласт	5	Откликнувшихся на платформе экспертов	1	20 %
5	Краудсорсинговые платформы для физических лиц (С2В)	Айдиатон по повышению эффективности карбонатных коллекторов	126	Принявших участие в мероприятии людей	22	17 %
6	Матчмейкинг-платформы для компаний (В2В)	Снижение линейного давления в трубопроводе (снижение расхода деэмульгатора/ингибитора АСПО)	33	Откликнувшихся на платформе компаний	3	9 %

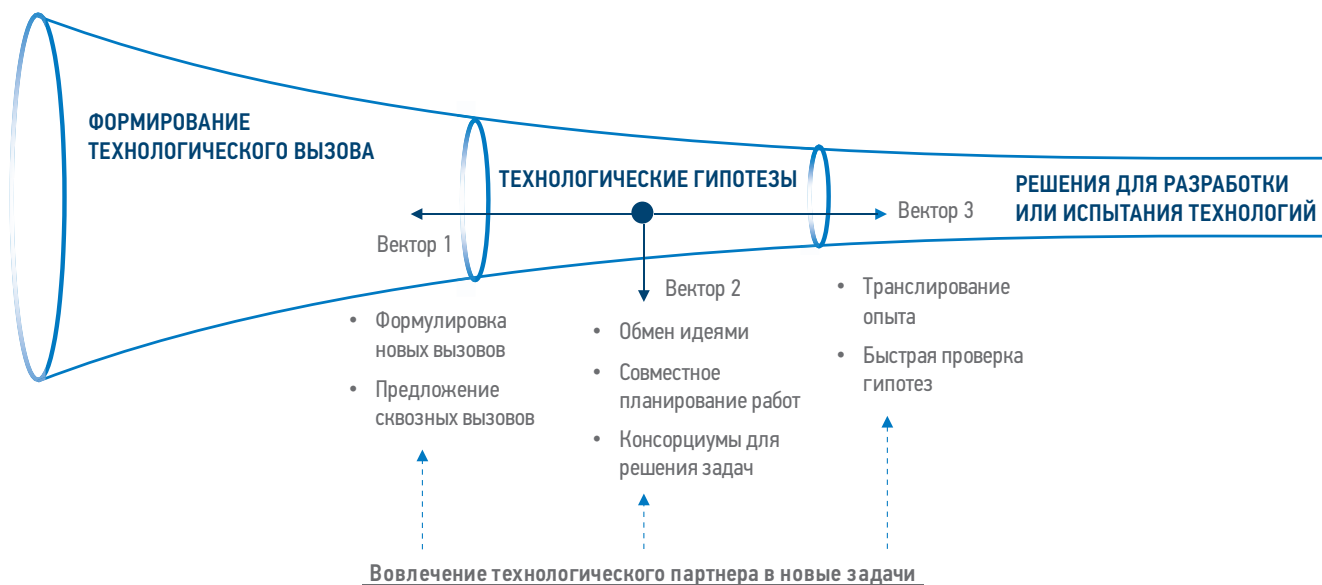


Рис. 4. Векторы развития инструментов скаутинга. Составлено авторами
 Fig. 4. Scouting tool development vectors. Prepared by the authors.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам предложенного анализа опыта использования инструментов можно сделать следующие выводы.

1. Использование раздельного поиска по научным статьям, патентной аналитики и баз данных компаний недостаточно. Максимальный по качеству и количеству результат достигается при комбинации рассматриваемых инструментов, сопровождаемой кросс-анализом полученной информации.
2. Конверсия идей в технологические решения, которые можно выразить в конкретном предложении от технологического партнера, невысока, поэтому важно начать поиск максимально широко, чтобы найти в итоге доступных, компетентных и эффективных партнеров для совместной проработки решений.
3. Чтобы определить ценность найденных решений для бизнеса, недостаточно зафиксировать их в базе технологий — необходимо привлекать экспертов по направлению, а также готовить инициативы к дальнейшему пилотированию. Подробные инициативы мотивируют потенциальных партнеров, предлагая план дальнейшего сотрудничества с корпорацией в ближайшей перспективе.

Для реализации указанных выводов следует определить следующие векторы развития (рис. 4).

1. **Использовать предложения технологических партнеров на этапе выявления технологических вызовов.** Каждая компания имеет накопившийся опыт решения проблем, возникающих в повседневной деятельности. Создание комфортной площадки и процесса с обсуждением проблем и возможностей позволит определить зоны модернизации нефтегазовой отрасли, а также определить направления для дальнейшего поиска технологий.
2. **Повысить вовлеченность технологических партнеров из смежных отраслей за счет внедрения процесса анкетирования компаний.** Данное действие позволит на раннем этапе определить намерения каждой стороны, чтобы спланировать последующую реализацию с учетом возможностей по ресурсам и временным рамкам.
3. **Создавать новые комбинации или вариации текущих инструментов скаутинга для оперативного решения вызова, в том числе с внешними партнерами.** Зачастую проблемы с высоким потенциалом могут не иметь достаточного времени для всех этапов формирования гипотез (от оценки потенциала до формирования бизнес-кейсов). Поэтому сбор гипотез и последующее принятие решение об апробации является важной областью для развития.

Список литературы

1. Чесбро Г. Открытые инновации: создание прибыльных технологий. — М.: Поколение, 2007. — 336 с.
2. Каширин А.И., Баранов Е.А., Каширин П.А., Филимонов А.В. Технологический бронеридж — механизм решения науч-

- но-технических проблем и задач. — Санкт-Петербург // ИННОВАЦИИ. — 2020. — № 8 (262). — С. 3–12
3. Патентная аналитика (fips.ru): [Электронный ресурс]. URL: <https://patent-analytics.fips.ru/> (дата обращения: 26.10.2022).
 4. Espacenet — patent search: [Электронный ресурс]. URL: <https://worldwide.espacenet.com> (дата обращения: 26.10.2022).
 5. Vryzas, Zisis & Kelessidis, Vassilios & Bowman, Michael & Nalbandian, Lori & Zaspalis, Vassilis & Mahmoud, Omar & Nasr-El-Din, Hisham. (2017). Smart Magnetic Drilling Fluid With In-Situ Rheological Controllability Using Fe3O4 Nanoparticles. 10.2118/183906-MS.
 6. Pei, Yuxin & Zhao, Pingqi & Zhou, Huaxing & Li, Dongping & Liao, Xingsong & Shao, Lifei & Zhang, Shengchuan & Tian, Fuchun & Zhao, Yudong & Zhang, Nanlin & Zhao, Liqiang. (2020). Development and Latest Research Advances of Self-Propping Fracturing Technology. SPE Journal. 26. 10.2118/202489-PA.
 7. Pronk, A. D. C., Arntz, M. H. F. P., & Hermens, L. J. Da Vinci's Bridge in ice and other ice structures with an Inflatable mould. In K. Kawaguchi, M. Ohsaki, & T. Takeuchi (Eds.), Proceedings of the IASS Annual Symposium 2016 "Spatial Structures in the 21st Century", 26–30 September, 2016, Tokyo, Japan.
 8. Diverter Plus | Diverter Plus: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.diverterplus.com/> (дата обращения: 26.10.2022).
 9. Five Star Downhole Service Inc.: [Электронный ресурс]. URL: <https://fivestardownhole.com/> (дата обращения: 26.10.2022).
 10. bp ventures: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bp.com/en/global/bp-ventures.html> (дата обращения: 26.10.2022).
 11. Advanced BioCatalytics — Green Biotechnology for a Better Environment: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.abiocat.com/> (дата обращения: 26.10.2022).
 12. Innovative Downhole Well Solutions — BiSN: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bisn.com/> (дата обращения: 26.10.2022).
 13. L-Charge | Car charging companies | EV electric vehicle charging: [Электронный ресурс]. URL: <https://l-charge.net/> (дата обращения: 26.10.2022).
 14. Wazoku — Where Innovation Works — Wazoku: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.wazoku.com> (дата обращения: 26.10.2022).
 15. IdeaConnection | Open Innovation Services: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ideaconnection.com> (дата обращения: 26.10.2022).
 16. yet2 — Igniting Corporate Innovation across the Globe: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.yet2.com/> (дата обращения: 26.10.2022).
 17. Open Innovation Platform | Accessible Innovation | Leading Edge Only: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.leading-edgeonly.com/> (дата обращения: 26.10.2022).
 18. Contribute to open innovation — We make innovation happen | NineSigma: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ninesigma.com/> (дата обращения: 26.10.2022).
 19. Innovate with us | Unilever: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.unilever.com/brands/innovation/innovate-with-us/> (дата обращения: 26.10.2022).
 20. NineSights Community — (ninesigma.com): [Электронный ресурс]. URL: <https://ninesights.ninesigma.com/> (дата обращения: 26.10.2022).
 21. Projects — yet2: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.yet2.com/active-projects/> (дата обращения: 26.10.2022).
 22. Главная — RTTN: [Электронный ресурс]. URL: <https://rttn.ru/> (дата обращения: 26.10.2022).
 23. Startbase — Система активизации и повышения результативности инновационного процесса: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.startbase.ru/> (дата обращения: 26.10.2022).
 24. Национальное окно открытых инноваций (digital-natt.ru): [Электронный ресурс]. URL: www.digital-natt.ru (дата обращения: 26.10.2022).

References

1. Chesbrough H. Open Innovation: Creating Profitable Technologies. Moscow: Generation, 2007. — 336 p. (In Russ.)
2. Technological brokerage — a mechanism for solving scientific and technical problems and tasks. — Saint-Petersburg // INNOVATIONS. — 2020. — № 8 (262). — p. 3–12. (In Russ.)
3. Patent analytics (fips.ru): [Electronic resource]. URL: <https://patent-analytics.fips.ru/> (Accessed: 26.10.2022).
4. Espacenet — patent search: [Electronic resource]. URL: <https://worldwide.espacenet.com> (Accessed: 26.10.2022).
5. Vryzas, Zisis & Kelessidis, Vassilios & Bowman, Michael & Nalbandian, Lori & Zaspalis, Vassilis & Mahmoud, Omar & Nasr-El-Din, Hisham. (2017). Smart Magnetic Drilling Fluid With In-Situ Rheological Controllability Using Fe3O4 Nanoparticles. 10.2118/183906-MS.
6. Pei, Yuxin & Zhao, Pingqi & Zhou, Huaxing & Li, Dongping & Liao, Xingsong & Shao, Lifei & Zhang, Shengchuan & Tian, Fuchun & Zhao, Yudong & Zhang, Nanlin & Zhao, Liqiang. (2020). Development and Latest Research Advances of Self-Propping Fracturing Technology. S.P.E. Journal. 26.10.2118/202489-PA.
7. Pronk, A. D. C., Arntz, M. H. F. P., & Hermens, L. J. Da Vinci's Bridge in ice and other ice structures with an Inflatable mold. In K. Kawaguchi, M. Ohsaki, & T. Takeuchi (Eds.), Proceedings of the IASS Annual Symposium 2016 "Spatial Structures in the 21st Century", 26–30 September, 2016, Tokyo, Japan
8. Diverter Plus | Diverter Plus: [Electronic resource]. URL: <https://www.diverterplus.com/> (Accessed: 26.10.2022).
9. Five Star Downhole Service Inc.: [Electronic resource]. URL: <https://fivestardownhole.com/> (Accessed: 26.10.2022).
10. bp ventures: [Electronic resource]. URL: <https://www.bp.com/en/global/bp-ventures.html> (Accessed: 26.10.2022).
11. Advanced BioCatalytics — Green Biotechnology for a Better Environment: [Electronic resource]. URL: <https://www.abiocat.com/> (Accessed: 26.10.2022).
12. Innovative Downhole Well Solutions — BiSN: [Electronic resource]. URL: <https://www.bisn.com/> (Accessed: 26.10.2022).
13. L-Charge | Car charging companies | EV electric vehicle charging: [Electronic resource]. URL: <https://l-charge.net/> (Accessed: 26.10.2022).
14. Wazoku — Where Innovation Works — Wazoku: [Electronic resource]. URL: <https://www.wazoku.com> (Accessed: 26.10.2022).
15. Idea Connection | Open Innovation Services: [Electronic resource]. URL: <https://www.ideaconnection.com> (Accessed: 26.10.2022).
16. yet2 — Igniting Corporate Innovation across the Globe: [Electronic resource]. URL: <http://www.yet2.com/> (Accessed: 26.10.2022).
17. Open Innovation Platform | Accessible Innovation | Leading Edge Only: [Electronic resource]. URL: <https://www.leading-edgeonly.com/> (Accessed: 26.10.2022).
18. Contribute to open innovation — We make innovation happen | NineSigma: [Electronic resource]. URL: <https://www.ninesigma.com/> (Accessed: 10/26/2022).
19. Innovate with us | Unilever: [Electronic resource]. URL: <https://www.unilever.com/brands/innovation/innovate-with-us/> (Accessed: 26.10.2022).

20. NineSights Community — (ninesigma.com): [Electronic resource]. URL: <https://ninesights.ninesigma.com/> (Accessed: 26.10.2022).
21. Projects — yet2: [Electronic resource]. URL: <https://www.yet2.com/active-projects/> (Accessed: 26.10.2022).
22. Home — RTTN: [Electronic resource]. URL: <https://rttn.ru/> (Accessed: 26.10.2022).
23. Startbase — System for activating and improving the effectiveness of the innovation process: [Electronic resource]. URL: <https://www.startbase.ru/> (Accessed: 26.10.2022).
24. National window of open innovations (digital-natt.ru): [Electronic resource]. URL: www.digital-natt.ru (Accessed: 26.10.2022).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.О. Демо — текст статьи, подбор примеров, расчет числовых показателей.

В.В. Жуков — целеполагание статьи, структура статьи, выводы статьи.

А.В. Филимонов — классификация скаутинга, описание зарубежного опыта скаутинга.

И.В. Рождественский — методология скаутинга, детали примеров результатов скаутинга.

Я.К. Дробин — детали примеров результатов скаутинга.

Д.А. Пибалк — текст статьи про матчмейкинг-вые платформы.

Vladimir O. Demo — the article text, examples selection, numerical indicators calculation.

Vladislav V. Zhukov — the article goal setting, the article structure, the article conclusions.

Alexey V. Filimonov — scouting classification, scouting foreign experience description.

Igor V. Rozhdestvensky — scouting methodology, scouting result examples details.

Yan K. Drobin — scouting result examples details.

Dmitriy A. Pebalk — the article text about match-making platforms.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Олегович Демо* — руководитель по скаутингу технологий, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Demo.VO@gazpromneft-ntc.ru

Владислав Вячеславович Жуков — директор по развитию технологического потенциала, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Zhukov.VIV@gazpromneft-ntc.ru

Алексей Владимирович Филимонов — исполнительный директор, АБИТ
127204, Россия, г. Москва, Долгопрудненское шоссе, 3.
e-mail: afilimonov@abit-russia.com

Игорь Всеволодович Рождественский — член правления, АБИТ
127204, Россия, г. Москва, Долгопрудненское шоссе, 3.
e-mail: irojdest@abit-russia.com

Ян Константинович Дробин — руководитель направления по анализу технологических решений, ООО «Газпромнефть НТЦ»,
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Drobin.YaK@gazpromneft-ntc.ru

Дмитрий Андреевич Пибалк — советник, НАТТ
121059, Россия, г. Москва, Бережковская наб., д. 24.
e-mail: dp@rusnatt.ru

Vladimir O. Demo* — Technology scouting team leader, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Demo.VO@gazpromneft-ntc.ru

Vladislav V. Zhukov — Director for Technological Potential Development, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Zhukov.VIV@gazpromneft-ntc.ru

Alexey V. Filimonov — Executive director, ABIT
3 Dolgoprudnenskoe highway, 127204, Moscow,
Russia.
e-mail: afilimonov@abit-russia.com

Igor V. Rozhdestvensky — Member of the Board, ABIT
3 Dolgoprudnenskoe highway, 127204, Moscow,
Russia.
e-mail: irojdest@abit-russia.com

Yan K. Drobin — Manager for the analysis of technological solutions, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Drobin.YaK@gazpromneft-ntc.ru

Dmitry A. Pebalk — Advisor, NATT
24 Berezhkovskaya emb., 121059, Moscow, Russia.
e-mail: dp@rusnatt.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АНАЛИЗ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ CCUS: ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ГОТОВНОСТЬ И ЭКОНОМИКА

© Коллектив авторов,
2023



Е.В. Грушевенко^{1,*}, С.А. Капитонов¹, Ю.А. Ляшик², И.В. Гайда¹, А.А. Осипцов¹

¹Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех, РФ, Москва

²АНО «Центр международных и сравнительно-правовых исследований», РФ, Москва

Электронный адрес: ekaterina@grushevenko.ru

Цель. Рассмотреть технико-экономические параметры технологий производства CCUS и определить привлекательные рыночные ниши.

Материалы и методы. Был проведен анализ технологической цепочки CCUS с позиции уровня технологического развития. Далее в наиболее развитых сегментах были проанализированы уровни затрат для каждого сегмента технологической цепочки.

Результаты. Анализ стадий технологической готовности CCUS технологий показал, что большая часть этих технологий по состоянию на 2021 г. находится на демонстрационной стадии или на стадии большого прототипа

Анализ затрат по всей цепочке добавленной стоимости CCUS демонстрирует широкую вариативность среди изученных источников литературы и идентифицирует этап захвата CO₂ как самый дорогостоящий этап цепочки CCUS. Он демонстрирует внушительный диапазон цен на CO₂, на сегодня он составляет от 20 до 450 долл./т CO₂. Отметим недостаток данных по конкретным процессам и технологиям захвата.

Заключение. В 2020 г. средняя цена CO₂ составила менее 10 долл./т CO₂, однако в ряде стран, например в Швейцарии, Финляндии, Швеции, Норвегии, Канаде, Франции и Кореи, цена на CO₂ уже сегодня дает возможность некоторым CCUS-проектам достигать порога рентабельности. Проведенный авторами анализ технологий на уровне технологической готовности TRL 9-11 также показывает, что уже сейчас существуют определенные отрасли, в которых технологии CCUS могут помочь в декарбонизации, причем для части этих отраслей (например, переработка природного газа и производство удобрений) затраты по всей цепочке добавленной стоимости начинаются с 20–25 долларов за тонну.

Наиболее перспективными направлениями в данный момент является применение CCUS в химической промышленности, черной металлургии, добыче природного газа и на угольных электростанциях. Отметим, что черная металлургия и химическая промышленность — это те отрасли, где труднее всего применить какие-то альтернативные методы глубокой декарбонизации.

Ключевые слова: CCUS, экономика, улавливание CO₂, хранение CO₂

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Грушевенко Е.В., Капитонов С.А., Ляшик Ю.А., Гайда И.В., Осипцов А.А. Анализ конкурентоспособности технологий CCUS: технологическая готовность и экономика. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):158–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-158-176>

Статья поступила в редакцию 15.12.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

CCUS TECHNOLOGY COMPETITIVENESS ANALYSIS: TECHNOLOGY READINESS LEVEL AND ECONOMICS

Ekaterina V. Grushevenko^{1,*}, Sergey A. Kapitonov¹, Yuliya A. Lyashik², Irina V. Gaida¹, Andrey A. Osiptsov¹

¹Project Center for Energy Transition and ESG, Skoltech, RF, Moscow

²ANPO "Center for International and Comparative Legal Research", RF, Moscow

E-mail: ekaterina@grushevenko.ru

Purpose of the article. Review the technical and economic parameters of CCUS technologies and identify the most attractive market niches for them.

Materials and methods. An analysis of the CCUS value chain was carried out from the standpoint of the level of TRL. Further, in the most developed segments, the cost levels for each segment of the technological chain were analysed.

Results. An analysis of TRL of CCUS technologies showed that, as of 2021, most of these technologies are at the demonstration stage or at the stage of a large prototype

Cost analyses across the entire CCUS value chain show wide variability among the literature reviewed and identify the CO₂ capture stage as the most expensive stage in the CCUS value chain. It demonstrates an impressive range of CO₂ costs, currently ranging from \$20 to \$450/tCO₂. Note the lack of data on specific capture processes and technologies.

Conclusion. In 2020, the average CO₂ price was less than \$10/tCO₂, however, in a number of countries, such as Switzerland, Finland, Sweden, Norway, Canada, France and Korea, the CO₂ price already today allows some CCUS projects to reach profitability threshold. The analysis of technologies carried out by the authors at the TRL 9-11 also shows that there are already certain industries in which CCUS technologies can help in decarbonisation, and for some of these industries (for example, natural gas processing and fertilizer production), the costs of throughout the value chain start at \$20–25 per ton.

The most promising areas at the moment are the application of CCUS in the chemical industry, ferrous metallurgy, natural gas production and coal-fired power plants. Note that ferrous metallurgy and the chemical industry are the sectors where it is most difficult to apply any alternative methods of deep decarbonisation.

Keywords: CCUS, economy, CO₂ capture, CO₂ storage, technology

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

For citation: Grushevenko E.V., Kapitonov S.A., Lyashik Yu.A., Gaida I.V., Osiptsov A.A. CCUS technology competitiveness analysis: technology readiness level and economics. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):158–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-158-176>

Manuscript received 15.12.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Согласно данным Global CCUS Institute, в 2022 году в мире насчитывалось 30 действующих проектов в области улавливания CO₂, с 2000 года, по данным Kearney Energy Transition Institute, количество проектов CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage — Улавливание, полезное использование и долгосрочное хранение углекислого газа) в мире росло по экспоненте.

Первые проекты CCUS начали реализовывать в США еще 40 лет назад. Так, в 1972 году компания Chevron транспортировала CO₂ на расстояние 350 км с последующей закачкой в глубокие горизонты. Данные Global CCUS Institute показывают, что в США и Канаде расположено 70 % всех проектов CCUS в мире, а их мощность составляет 50 %. Глобальное изменение климата — проблема, вызывающая серьезную международную озабоченность. В докладе МГЭИК за 2021 год отмечается, что средняя температура поверхности Земли повысилась примерно на 1,1 °C по сравнению со средней температурой 1850–1900 годов до уровня, который не наблюдался за последние 125 000 лет [1]. Причиной являются выбросы парниковых газов: закиси азота, метана и главным образом — CO₂. В связи с растущим пониманием значимости сокращения выбросов диоксида углерода за последние три десятилетия был разработан целый комплекс технологий его улавливания.

Ключевая роль технологий CCUS в достижении глобальной углеродной нейтральности выделяется ведущими международными организациями. Так, по оценкам МГЭИК, достижение глобальных климатических целей будет примерно в полтора раза дороже без развертывания CCUS. Применение

технологий CCUS в пакете мер по декарбонизации снижает общую стоимость декарбонизации.

Цель данного исследования — рассмотреть технико-экономические параметры существующих технологий производства, CCUS, определить потенциально привлекательные рыночные ниши и сегменты их применения.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЦЕПОЧКА CCUS

Технология CCUS включает в себя захват (улавливание) углекислого газа из смеси дымовых газов у стационарных источников. Стационарный источник — это единый локализованный источник выбросов, например, электростанции, работающие на природном газе или угле, нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), производственные предприятия и предприятия тяжелой промышленности (металлургия и цемент). Существуют также мобильные источники, к ним относятся автомобили, корабли, самолеты и т. д. Захваченный CO₂ сжимается и транспортируется. Транспортировка осуществляется до мест долгосрочного хранения CO₂ в геологических формациях или для прямого и косвенного использования. При полезном использовании захваченный CO₂ преобразуется, например, используется в качестве сырья для химикатов, топлива и строительных материалов, что позволяет более эффективно решать проблему выбросов за счет переработки CO₂ в продукты с добавленной стоимостью, такие как полимеры, удобрения, синтетическое топливо и т. д.

Успешность технологической цепочки CCUS в качестве стратегии декарбонизации зависит от степени развития и масштабирования технологий на каждом этапе процесса.

Для расширения масштабов CCUS все этапы производственно-сбытовой цепочки должны быть технологически подготовлены и разработаны в комплексе.

Говоря о степени развития технологической цепочки CCUS, можно отметить, что ее компоненты находятся на разном уровне технологической зрелости (technology readiness level, TRL).

НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ CCUS ЯВЛЯЮТСЯ ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ, ЧЕРНАЯ МЕТАЛЛУРГИЯ, ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА И УГОЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ГОТОВНОСТИ: РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЯМ ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ «ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ»

Один из способов оценить место технологии на пути от первоначальной идеи до рынка — это использовать шкалу уровня готовности технологии (TRL). Шкала обеспечивает общую основу, которую можно последовательно применять к любой технологии, а также для оценки и сравнения зрелости технологий в разных секторах. Путь развития технологии начинается с момента определения ее основных принципов (TRL 1). По мере развития концепции и области применения технология переходит в TRL 2, достигая TRL 3, после того как был проведен эксперимент, подтверждающий концепцию. Теперь технология вступает в фазу, когда сама концепция должна быть проверена, начиная с прототипа, разработанного в лабораторной среде (TRL 4), до тестирования в условиях, в которых она будет развернута (TRL 6). Затем технология переходит к этапу демонстрации, где она тестируется в реальных условиях (TRL 7), в конечном счёте технология достигает первой коммерческой демонстрации (TRL 8) на пути к полной коммерческой эксплуатации в соответствующей среде (TRL 9).

Для достижения целей энергетической политики TRL 9 недостаточно, поскольку масштабирование технологии часто имеет решающее значение. За пределами стадии TRL 9 необходимо дальнейшее развитие технологий для интеграции в существующие системы или иного развития для достижения масштабируемости. Для этого может потребоваться разработка других вспомогательных технологий или создание цепочек поставок, что, в свою очередь, может привести к необходимости дальнейшего развития самой технологии.

По этой причине Международное энергетическое агентство расширило шкалу TRL, чтобы включить два дополнительных уровня готовности: один, когда технология является коммерческой и конкурентоспособной, но требует дальнейших инновационных усилий для интеграции технологии в энергетические системы и производственно-сбытовые цепочки при масштабировании (TRL 10), и последний, где технология достигла предсказуемого роста ожидаемого внедрения (TRL 11).

Каждому типу технологии МЭА присваивает одну из категорий на основе детализированных уровней зрелости отдельных технологических проектов или компонентов, которые сегодня связаны с этой технологией (табл. 1): «Зрелая» — для коммерческих видов технологий, которые достигли значительного уровня внедрения и для которых ожидаются только дополнительные инновации. У технологий этой категории все конструкции и базовые компоненты находятся на уровне TRL 11. Примерами являются гидроэнергетика и электропоезда.

«Раннее внедрение» — для типов технологий, некоторые проекты которых уже вышли на рынки и требуют политической поддержки для расширения масштабов. При этом есть конкурирующие проекты, которые проходят проверку на этапе демонстрации и прототипа. Типы технологий в этой категории имеют, по крайней мере, базовую конструкцию с TRL ≥ 9 , а другие части — с более низкими TRL. Примерами являются офшорные станции, электрические батареи и тепловые насосы.

«Демонстрация» — для типов технологий, конструкции которых находятся на стадии демонстрации или ниже, что означает отсутствие базовой конструкции с TRL ≥ 9 , но, по крайней мере, базовая конструкция имеет TRL 7 или TRL 8. Например, улавливание углерода в цементных печах, электролитический водород, аммиак и метанол. «Большой прототип» — для типов технологий, для которых проекты находятся на стадии прототипа определенного масштаба, что означает отсутствие базового уровня TRL 7 или TRL 8, но хотя бы с одной конструкцией TRL 5. Примерами могут служить суда, работающие на аммиаке, производство стали на основе электролитического водорода и прямое улавливание CO₂ из атмосферы.

«Малый прототип» — для типов технологий, проекты которых находятся на ранней стадии прототипа, что означает отсутствие базового проекта в TRL 5, но хотя бы с одной конструкцией в TRL 4. Примерами являются

Таблица 1. Шкала уровня технологической готовности, применяемая МЭА [2]
Table 1. IEA Technology Readiness Level Scale

Категория	TRL	Детализация уровня
Концепт	1. Фундаментальная концепция	Были определены базовые принципы
	2. Сформулирована сфера применения	Концепт и область применения были определены
	3. Концепт требует валидации	Решение требует создания прототипа и применения
Малый прототип	4. Ранний прототип	Опытный образец проверен в лабораторных условиях
Большой прототип	5. Большой прототип	Компоненты проверены в условиях развертывания
	6. Полный прототип в масштабе	Опытный образец проверен в масштабе в условиях развертывания
Демонстрация	7. Докоммерческая демонстрация	Решения работают в макете системы
	8. Первый коммерческий образец	Коммерческая демонстрация, полномасштабный проект в финализированной форме
Раннее внедрение	9. Работа в коммерческих условиях в системе	Решение коммерчески доступно, требует постепенной модификации, чтобы быть конкурентоспособным
	10. Масштабная интеграция в систему	Решение коммерчески привлекательно и конкурентоспособно, но требует дальнейших усилий по интеграции в систему
Зрелость	11. Стабильная технология	Предсказуемый рост

летательные аппараты с аккумуляторными батареями и прямая электрификация первичного производства стали. «Концепты» технологии, которые были сформулированы пока на «бумаге» и нуждаются в валидации. Примеры: литий-воздушные батареи и электрификация установки парового крекинга для производства олефинов. В то время как некоторые технологии захвата, транспортировки, полезного использования

и долгосрочного хранения CO₂ уже находят широкое применение, другие, в том числе те, которые в будущем будут иметь более высокую производительность и более низкие удельные затраты, требуют дальнейшего развития. Технологическая цепочка CCUS состоит из пяти основных компонентов (рис. 1) [3]:
1) выявление источника CO₂;
2) выделение/улавливание CO₂;

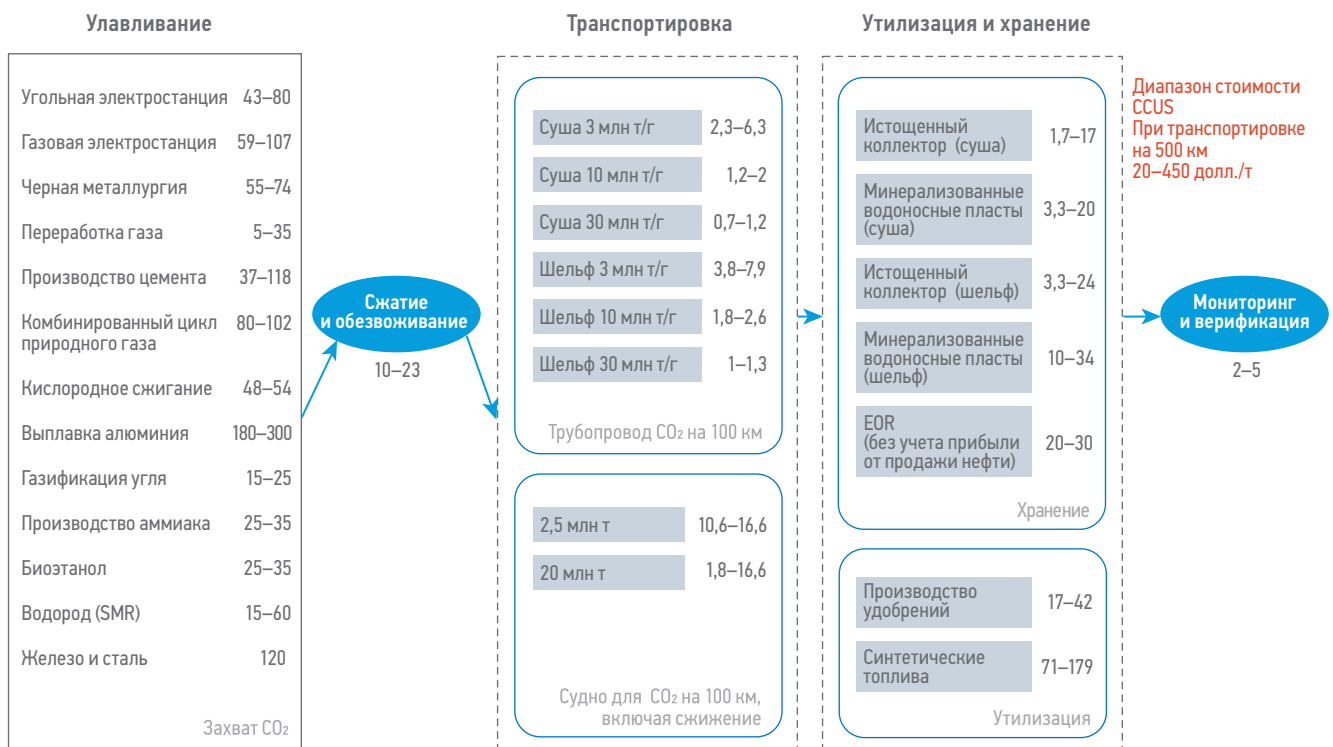


Рис. 1. Стоимостная цепочка технологий CCUS. Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех, по материалам [32–55]
Fig. 1. CCUS technology value chain. Compiled by the Center for Energy Transition, Skoltech, based on materials [32–55]

- 3) очистка и сжатие CO₂;
- 4) транспортировка;
- 5) а) хранение или б) полезное использование CO₂ (отмечены только технологии, рентабельные сегодня).

ИСТОЧНИКИ CO₂

Прежде чем CO₂ будет уловлен и направлен на хранение или полезное использование, необходимо найти подходящий источник CO₂. Релевантность каждого конкретного источника CO₂ зависит от концентрации, объема и парциального давления CO₂, характеристик интегрированной системы и его близости к подходящему резервуару для хранения.

Анализ классификации источников CO₂ показал, что на данный момент не существует согласованной на национальном или международном уровне единой классификации источников. Например, источники CO₂ можно классифицировать по четырем категориям в зависимости от влияния концентрации CO₂ на потребности в энергии и соответствующие затраты на выделение CO₂ из газового потока [4]:

- высокая концентрация: > 90 %;
- концентрация выше среднего: 50–90 %;
- средняя концентрация: 20–50 %;
- низкая концентрация: < 20 %.

Другой пример классификации источников CO₂ [5]:

- потоки CO₂ высокой концентрации (при производстве биоэтанола, водорода и т. д.), которые непосредственно производят выходной поток с концентрацией CO₂ 96–100 %;
- потоки CO₂ средней концентрации (при производстве чугуна и стали, цемента и т. д.), которые непосредственно производят выходной поток с концентрацией 20–50 %. Считается, что производство водорода (синтез-газ, нефтеперерабатывающий завод) находится в диапазоне 30–45 %;
- потоки CO₂ низкой концентрацией (при производстве бумаги, целлюлозы, стекла и т. д.), которые непосредственно производят выходной поток с концентрацией < 20 %. На нефтеперерабатывающих заводах технологический нагрев и установка каталитического крекинга производят потоки CO₂ низкой концентрации (3–20 %).

Выбросы CO₂ возникают из нескольких категорий источников, в основном в результате сжигания ископаемого топлива в:

- электроэнергетике,
- промышленном секторе,
- жилом секторе;

- транспортном секторе;
- нефтегазовой отрасли при очистке метана от CO₂;
- при производстве водорода на НПЗ.

В энергетическом и промышленном секторах (сталелитейное и цементное производства) многие источники имеют большие объемы выбросов, что позволяет уже сейчас применять технологии улавливания CO₂.

Для мелких стационарных источников, мобильных источников и захвата CO₂ из воздуха характерна низкая концентрация и малый объем выбросов CO₂. Это делает такие источники на данном этапе развития технологии CCS не пригодными для захвата CO₂.

В настоящее время в качестве наиболее привлекательных источников CO₂ рассматриваются крупные стационарные источники. Такими считаются источники с объемом выбросов более 0,1 млн т CO₂ в год. На источники с выбросами менее 0,1 млн т CO₂ / год, в совокупности приходится менее 1 % выбросов от всех стационарных источников. Тем не менее этот порог не исключает улавливания выбросов из более мелких источников CO₂, хотя и более затратного и технически сложного. По оценкам МГЭИК, стационарных источников выбросов CO₂ с готовым выбросом более 0,1 млн т насчитывается почти 8000 единиц в мире, их суммарная годовая эмиссия углекислого газа составляет в 13,5 Гт CO₂/год (табл. 2).

При отборе источника выбросов стоит учитывать тот факт, что большинство источников имеют концентрации CO₂ ниже 15 %. Тем не менее часть источников (менее 2 %) имеет концентрации выбросов CO₂, превышающие 95 %, что делает их наиболее подходящими для улавливания CO₂ [3] в силу меньших затрат по сравнению с источниками с низкой концентрацией CO₂. Снижение затрат обусловлено тем, что при высокой концентрации CO₂ технологический процесс требует только обезвоживания и сжатия CO₂.

Географически крупные стационарные источники CO₂ располагаются по всему миру неравномерно, тем не менее можно выделить четыре основных кластера (рис. 2):

- 1) Северная Америка (Средний Запад и Восточное побережье США);
- 2) Северо-Западная Европа;
- 3) Юго-Восточная Азия (восточное побережье);
- 4) Южная Азия.

ТРАДИЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ CO₂

Существенная доля научных исследований и разработок направлена на повышение

Таблица 2. Крупные стационарные источники CO₂ (больше 1 млн т CO₂ в год) по виду деятельности [3]
Table 2. Large stationary sources of CO₂ (more than 1 million tons of CO₂ per year) by type of activity [3]

Процесс	Количество источников, шт.	Эмиссия (млн т CO ₂ /год)
Переработка ископаемого топлива		
Электроэнергетика	4 942	10 539
Производство цемента	1 175	932
Нефтеперерабатывающие заводы	638	798
Производство стали и железа	269	646
Нефтехимия	470	379
Очистка нефти и газа	н/д	50
Прочие	90	33
Биомасса		
Биоэтанол и биоэнергия	303	91
Итого	7 887	13 466

эффективности технологий, используемых для улавливания CO₂ из потока газа в ходе промышленного процесса. Процессы улавливания можно разделить на четыре категории, при этом релевантность каждого зависит от промышленного процесса или типа рассматриваемой электростанции [5].

• **После сжигания (Post-combustion):**

CO₂ удаляется из дымовых газов после сгорания нефтепродуктов, метана или угля. В данном процессе используются следующие технологии: химическая или физическая адсорбция, абсорбция [1, 6]. Этот метод считается экономически целесообразным для электростанций [4].

• **Перед сжиганием (pre-combustion):**

основное топливо, необходимое для промышленного процесса, вступает в реакцию с паром и воздухом или кислородом. Далее оно преобразуется в смесь монооксида углерода и водорода — «синтез-газ». Затем окись углерода (CO) преобразуется

в CO₂ в «реакторе сдвига» (shift reactor). После чего двуокись углерода выделяют для дальнейшего полезного использования или долгосрочного хранения, а водород пригоден для выработки энергии и/или тепла [1].

Система улавливания углерода предварительного сжигания экономически целесообразна на электростанциях на базе IGCC (ПГУ с газификацией угля) и в промышленных процессах, таких как производство удобрений, производство водорода, нефтепереработка и т. д. [1]. Технологии предварительного сжигания основываются на растворителях, твердых сорбентах и мембранных системах [4].

• **Кислородное сжигание.** Кислородное сжигание технически не считается методом улавливания CO₂. Правильнее назвать это сжиганием в среде, обогащенной кислородом, в ходе чего образуются дымовые газы в основном из двуокиси углерода (~ 89 % по объему) и воды [7].

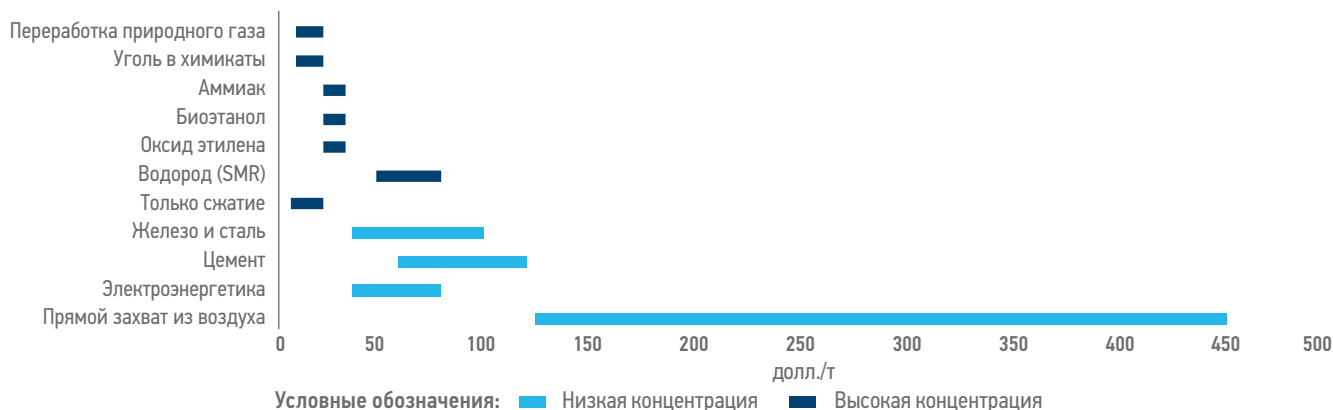


Рис. 2. Приведенная стоимость улавливания CO₂ по секторам и исходная концентрация CO₂, 2019 г. [2], составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех

Fig. 2. Levelized cost of CO₂ capture by sector and baseline CO₂ concentration, 2019 [2], compiled by Center for Energy Transition, Skoltech

Высокие капитальные затраты, высокое потребление энергии и трудности при отделении кислорода в ходе эксплуатации являются основными факторами, препятствующими сближению кислородного сжигания с конкурентными технологиями по затратам. Тем не менее затраты можно уменьшить, снизив стоимость кислорода, подаваемого в систему, и повысив общую эффективность системы.

• **Промышленная сепарация.**

Технологический процесс при котором выделяется двуокись углерода, например переработка природного газа или производство аммиака [3].

Отметим, что помимо улавливания CO₂ в ходе промышленных процессов или на электростанциях существует технология прямого улавливания CO₂ из воздуха (DAC). Данный процесс подразумевает удаление CO₂ непосредственно из атмосферы. В настоящий момент данный процесс реализуется при помощи использования больших вентиляторов, которые пропускают окружающий воздух через фильтр с использованием химического адсорбента для получения потока чистого CO₂ [8].

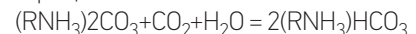
Ранее мы рассмотрели процесс улавливания CO₂ с технологической точки зрения. Далее рассмотрим, как этот процесс реализуется с физико-химической стороны. На сегодня разработан или находится в разработке целый ряд технологий, которые используются для захвата CO₂ [4], среди них можно выделить основные, это:

- химическая абсорбция: использование абсорбентов (растворителей);
- физическое разделение: использование адсорбентов (твердых сорбентов);
- кислородное сжигание: использование чистого кислорода;
- мембранные технологии [6];
- регенеративный кальциевый цикл;
- химический цикл;
- прямая сепарация;
- сверхкритический CO₂.

Химическая абсорбция. Химическая абсорбция CO₂ — это технологическая операция, основанная на реакции между CO₂ и химическим растворителем. Химическая абсорбция с использованием растворителей на основе амина является наиболее технологически зрелым методом выделения CO₂ (TRL 9–11). Этот метод широко используется в течение десятилетий в промышленном масштабе и в настоящее время применяется в ряде как небольших, так и крупномасштабных проектов по всему миру в электроэнергетике (например, Boundary Dam [9] в Канаде и Petra Nova [10] в США), преобразовании топлива (например, Quest [11] в Канаде) и промышленном производстве (например, проект Al

Reyadah [12] CCUS и проект COURSE50 [13] в Японии по производству стали, завод по производству удобрений Enid [14] в США и демонстрационный проект CO₂-EOR в Османии в Саудовской Аравии [15]). Абсорбция CO₂ в процессе улавливания на основе растворителя основана на обратимом, селективном характере химической реакции между жидким растворителем и CO₂ в дымовых газах. При этом образовавшиеся химические соединения с амином легко распадаются при повышении температуры и пониженном давлении. Как правило, либо один амин, либо смесь двух или более аминов в водном растворе вступает в химическую реакцию с CO₂ в кислотно-щелочной реакции с образованием соли. Соли могут снова превращаться в кислоту и основание (амин) при высоких температурах и пониженных парциальных давлениях кислых газов, регенерируя растворитель и выделяя CO₂ [16]. Химические формулы этих процессов выглядят следующим образом:

- абсорбция:



- регенерация сорбента:



Основными плюсами данной технологии являются скорость реакции, гибкость и высокая мощность, но при этом оборудование подвергается высокой коррозии, также процесс требует высоких затрат энергии, т. к. выделение чистого CO₂ из амина происходит при повышенной температуре в регенерационной колонне (требуется подогрев и охлаждение в цикле) в отличие от растворения CO₂, которое происходит при нормальных условиях в ректификационной колонне при первичном контакте дымовых газов с растворителем. Метод подходит для улавливания CO₂ из дымовых газов после сжигания (см. ниже). Физическое разделение CO₂ основано на различных физико-химических процессах: адсорбции, абсорбции, криогенном разделении, дегидратации и сжатии. Для физической адсорбции используется твердая поверхность (например, активированный уголь, оксид алюминия, оксиды металлов или цеолиты), в то время как для физической абсорбции используется жидкий растворитель (например, селексол или ректизол). Физическое разделение в настоящее время используется в основном при переработке природного газа и производстве этанола, метанола и водорода, в эксплуатации находятся девять крупных заводов (TRL 9–11) в США. Примерами являются завод Century [17] в Техасе, завод по производству синтоплива в Great Plains [18] в Северной Дакоте и завод по переработке природного газа

Terrell [19] в Техасе, VSA [20] — производственный объект в Техасе, завод Shute Creek [21] в Вайоминге, завод по производству биотоплива в Иллинойсе, завод по газификации в Коффвилле.

Кислородное сжигание. Первичное топливо сжигается в атмосфере кислорода вместо воздуха (в котором есть азот, а его наличие приводит к формированию оксидов азота в дымовых газах), в результате чего образуется дымовой газ, содержащий в основном водяной пар и высокую концентрацию CO_2 (до 89 %). Затем дымовой газ охлаждается для конденсации водяного пара, в результате чего остается почти чистый поток CO_2 . Для производства кислорода из воздуха на месте требуется дополнительное оборудование [22]. В настоящее время технология находится на стадии крупного прототипа или предварительной демонстрации (TRL 5–7). Был завершен ряд проектов с использованием этой технологии в секторах угольной генерации (проект Callide [23] в Австралии и проект Compostilla [24] в Испании) и в производстве цемента (завод Colleferro [25] компании HeidelbergCement в Италии, завод LafargeHolcim [26] в г. Рецней в Австрии и объект Cement Innovation for Climate [27] в Германии).

Мембранные технологии основаны на полимерных или неорганических устройствах (мембранах) с высокой селективностью по CO_2 , которые пропускают CO_2 , но действуют как барьер для удержания других газов в газовом потоке.

Их TRL варьируются в зависимости от топлива и области применения. В сфере переработки природного газа они в основном находятся на демонстрационной стадии (TRL 6–7). Единственная существующая крупномасштабная установка по улавливанию, основанная на мембранном разделении, принадлежит компании Petrobras [28] в Бразилии. Регенеративный кальциевый цикл — это технология, которая включает улавливание CO_2 при высокой температуре с использованием двух реакторов. В первом реакторе известь (CaO) используется в качестве сорбента для улавливания CO_2 из газового потока с образованием карбоната кальция (CaCO_3). Затем CaCO_3 транспортируется во второй реактор, где он регенерируется, в результате чего образуется известь и чистый поток CO_2 . Затем известь возвращается в первый реактор. Регенеративный кальциевый цикл в настоящее время находится на стадии TRL 5–6, технология была испытана в основном в масштабе пилотной установки для камер сгорания, работающих на угле, и для производства цемента. Два европейских проекта разрабатывают эту технологию

в сталелитейной промышленности C4U [29] и производстве цемента (CLEANKER [30]) в пилотных и предкоммерческих масштабах.

Химический цикл — это двухреакторная технология. В первом реакторе маленькие частицы металла (например, железа или марганца) используются для связывания кислорода из воздуха с образованием оксида металла, который затем транспортируется во второй реактор, где он реагирует с топливом, производя энергию и концентрированный поток CO_2 , регенерирующий восстановленную форму металла. Затем металл возвращается в первый реактор. Сейчас в мире насчитывается около 35 пилотных проектов химического цикла (TRL 4–6) мощностью до 3 МВт для сжигания угля, газа, нефти и биомассы.

Прямая сепарация включает улавливание технологических выбросов CO_2 при производстве цемента путем косвенного нагрева известняка с помощью специального кальцинатора (TRL 6). Эта технология удаляет CO_2 непосредственно из известняка, не смешивая его с другими газами сгорания, что значительно снижает затраты энергии, связанные с разделением газа. Пилотный завод по производству извести и цемента с низкой интенсивностью выбросов (LEILAC [31]), разработанный Calix на бельгийском заводе HeidelbergCement в Ликше, является одним из примеров практического применения этой технологии.

Сверхкритический CO_2 . Сверхкритические турбины на двуокиси углерода обычно используют почти чистый кислород для сжигания топлива, чтобы получить дымовой газ, состоящий только из CO_2 и водяного пара. В настоящее время используются два сверхкритических энергетических цикла с CO_2 : цикл Аллама NET Power и цикл Trigen Clean Energy Systems (CES) (TRL 5–7). Электростанция мощностью 50 МВт в Техасе, использующая эту технологию, начала работу в 2018 году, а коммерческая электростанция мощностью 300 МВт в настоящее время находится на стадии проектирования. Электростанция CES мощностью 150 МВт на электростанции Кимберлина в Калифорнии успешно работает с 2013 года. При выборе технологии улавливания CO_2 основными критериями выбора являются концентрация CO_2 в потоке газов и парциальное давление. Компании изучают и экспериментируют с разными технологиями для одинаковых сфер и определяют, какая из них лучше всего подходит для конкретных условий. Несмотря на это, можно выделить ключевые достоинства и недостатки технологий улавливания CO_2 (табл. 3).

Таблица 3. Достоинства и недостатки современных технологий улавливания CO₂
Table 3. Advantages and disadvantages of modern CO₂ capture technologies

Процесс улавливания	Достоинства	Недостатки
После сжигания	1. Более зрелый, чем другие альтернативные технологии 2. Может легко встроиться в существующие установки	Низкая концентрация CO ₂ влияет на эффективность улавливания
Перед сжиганием	1. Высокая концентрация CO ₂ может повысить эффективность сорбции 2. Есть возможность модернизации существующих заводов	1. Высокая потребность в энергии для регенерации сорбента 2. Высокие капитальные и эксплуатационные расходы
Кислородное сжигание	1. Очень высокая концентрация CO ₂ , повышающая эффективность поглощения 2. Есть возможность уменьшения объема обрабатываемого газа и, следовательно, использования оборудования меньшего размера	Производство криогенного кислорода высокочемично
Прямое улавливание из воздуха	1. Улавливание CO ₂ из рассеянных источников 2. Портативный и легко устанавливаемый на существующие объекты	1. Высокая стоимость изготовления систем DAC 2. Высокое энергопотребление

* Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех по данным [32].

Таблица 4. Сравнение основных физико-химических технологий улавливания CO₂
Table 4. Comparison of the main physical and chemical technologies for CO₂ capture

Технология	Преимущества	Недостатки	Цена улавливания, \$/т CO ₂	Масштаб проектов	Извлечение CO ₂ , %	Потребление энергии, ГДж/т CO ₂
Адсорбция	1. Зрелая технология 2. Низкая стоимость сорбентов 3. Сорбенты можно регенерировать и использовать повторно	1. Высокие энергетические потери, вызванные необходимостью высокого давления для адсорбции CO ₂ и температуры для регенерации сорбента 2. Периодическая регенерация сорбента легко приводит к быстрой деградации сорбента и его последующей замене	50–150	Большой	80–95	4–6
Абсорбция	Большинство доступных растворителей дешевы и подходят для высоких температур	1. Высокий расход энергии из-за регенерации сорбента 2. Большие капитальные затраты, связанные с размером оборудования завода и высокоэффективным сорбентом	40–100	Крупный	60–95	2,3–9,2
Мембраны	1. Высокая чистота и восстановление CO ₂ 2. Короткое время запуска и низкое энергопотребление 3. Недорогое отделение CO ₂	1. Низкая селективность для улавливания CO ₂ 2. Капиталоемкие для крупномасштабного применения 3. Низкая активность при концентрации CO ₂ в потоке сырья менее 20 % 4. Не подходит для условий эксплуатации при высоких температурах 5. Сложность изготовления мембраны 6. Короткий срок службы разделительной мембраны приводит к высокой общей стоимости	15–55	Мелкий, средний	60–90	0,5–6
Криогенные технологии	1. Возможность извлекать CO ₂ с высокой степенью чистоты 2. Возможность работы при атмосферном давлении	1. Неэкономично для исходных потоков разбавленного CO ₂ 2. Состав сырья должен быть очищен от воды, чтобы предотвратить забивание льдом 3. Высокая потребность в энергии из-за охлаждения	55–130	Мелкий, средний, крупный	99,9	2,4–5,2

* Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех.

Наиболее успешными технологиями являются технологии, основанные на растворителях, в частности аминовой очистки и физической абсорбции (табл. 4). Прочие технологии, такие как мембраны, криогенные технологии, использование ферментов, являются многообещающими, но на данный момент их применение даже в рамках больших прототипов не осуществляется, а применение в промышленных масштабах требует снижения стоимости и дальнейшего развития.

ТЕКУЩЕЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ УЛАВЛИВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ CO₂

В предыдущих разделах упоминалось, что технологии улавливания, транспортировки, долгосрочного хранения и полезного использования CO₂ находятся на разной стадии технологической готовности. Анализ показал, что большая часть из них по состоянию на 2021 год находится на демонстрационной стадии или на стадии большого прототипа (табл. 5).

Таблица 5. Стадии технологической готовности (TRL) для технологий CCUS
Table 5. Technology readiness level (TRL) for CCUS technologies

Технология с точки зрения физико-химического процесса по секторам производства	Группа TRL	TRL
Захват CO₂ в химической промышленности		
Аммиак — химическая абсорбция	Зрелая	11
Аммиак — физическая абсорбция	Раннее внедрение	9-10
Метанол — химическая абсорбция	Раннее внедрение	9-10
Метанол — физическая абсорбция	Демонстрация	7-8
Метанол — физическая адсорбция	Демонстрация	7-8
Ценные химикаты — физическая абсорбция	Демонстрация	7-8
Ценные химикаты — химическая абсорбция	Демонстрация	7-8
Аммиак — физическая адсорбция	Большой прототип	5-6
Захват CO₂ в черной металлургии		
Железо прямого восстановления — химическая абсорбция	Раннее внедрение	9
Восстановительная плавка — обогащение кислородом — физическая адсорбция	Демонстрация	7
Доменные печи — обогащение технологического газа водородом — химическая абсорбция	Большой прототип	5
Железо прямого восстановления — физическая абсорбция	Большой прототип	5
Захват CO₂ при изготовлении цемента		
Цемент — химическая абсорбция	Демонстрация	7-8
Цемент — регенеративный кальциевый цикл	Демонстрация	7
Цемент — кислородное сжигание	Большой прототип	6
Цемент — физическая адсорбция	Большой прототип	6
Цемент — прямая сепарация	Большой прототип	6
Цемент — мембранное разделение	Малый прототип	4
Захват CO₂ из воздуха		
DAC — твердый	Большой прототип	6
DAC — жидкий	Большой прототип	6
Захват CO₂ при производстве топлив		
Переработка природного газа	Зрелая	11
Водород (SMR)	Раннее внедрение / демонстрация	8-9
Водород (автотермический риформинг)	Раннее внедрение / демонстрация	8-9
Водород (Природный газ автотермического риформинга с нагретым газом риформинга)	Демонстрация	7
Биометан — Анаэробное сбраживание и разделение CO ₂	Демонстрация	7
Этанол из сахара / крахмала	Демонстрация	8
Этанол из лигноцеллюлозы	Большой прототип	5
Водород из угля	Большой прототип	5
Биодизель — газификация и Фишер-Тропш	Малый прототип	4
Биотоплива — газификация биомассы и метанирование	Демонстрация	7
Захват CO₂, электрогенерация		
Уголь — химическая абсорбция	Раннее внедрение / демонстрация	8-9
Уголь — предварительное сжигание — физическая абсорбция	Демонстрация	7
Уголь — кислородное сжигание	Демонстрация	7
Уголь — дожигание / мембраны	Большой прототип	6
Природный газ — предварительное сжигание / химическая абсорбция	Демонстрация	8
Биомасса — предварительное сжигание / физическая абсорбция	Концепт	3
Природный газ или уголь — суперкритический цикл CO ₂	Большой прототип	5-6
Уголь — химический цикл	Концепт	1-3
Биомасса — дожигание / химическая абсорбция	Демонстрация	8

Технология с точки зрения физико-химического процесса по секторам производства	Группа TRL	TRL
Транспортировка CO₂		
Трубопровод	Раннее внедрение	10
Танкер (порт–порт)	Большой прототип / Демонстрация	6-7
Танкер (порт–шельф)	Малый прототип / Большой прототип	4-5
Хранение CO₂		
EOR	Зрелая	11
Минерализованные водоносные пласты	Раннее внедрение	9
Истощенные нефтегазовые пласты	Демонстрация	7
Продвинутые технологии мониторинга	Большой прототип / Демонстрация	6-7
Базальтовые формации	Концепт	3
Использование CO₂		
EOR	Зрелая	11
Мочевина	Зрелая	11
Цемент — Связывание CO ₂ в инертных карбонатных материалах	Раннее внедрение	9
Метанол	Демонстрация	7
Синтетический метан (из водорода и CO ₂)	Большой прототип / Демонстрация	6-7
Синтетические жидкие топлива	Большой прототип	5-6
Химикаты (Производство на основе CO ₂ и электролитического водорода на возобновляемых источниках энергии)	Демонстрация	7

Источник: составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех по данным базы технологий МЭА.

Тем не менее существуют технологии, находящиеся и на 9–11-м уровне технологической готовности. Среди них можно выделить методы захвата CO₂ в химической промышленности, в частности при производстве аммиака (химическая и физическая абсорбция) и метанола (химическая абсорбция). В черной металлургии — это захват CO₂ в процессе производства железа прямого восстановления (химическая абсорбция). При производстве топлива наибольший прогресс в технологиях захвата достигнут при переработке природного газа, достаточно высокий уровень готовности (TRL 8–9) — при захвате CO₂ на установках по производству водорода (автотермический риформинг и паровая конверсия метана) и на угольных электростанциях.

В области транспортировки лучше всего развиты технологии наземного трубопроводного транспорта CO₂, при этом в отрасли возможно дальнейшее развитие транспортировки CO₂ морским транспортом. При наличии спроса на данную услугу оно не займет много времени.

В качестве технологии подземного хранения отдельно рассматривают технологии закачки CO₂ в пласт для повышения нефтеотдачи (CO₂–EOR (Enhanced oil recovery), CO₂–МУН (Методы увеличения нефтеотдачи)).

Примечательно, что CO₂–EOR в различных исследованиях относят и к хранению CO₂, и к полезному использованию, поскольку у двуокиси углерода в данном процессе два назначения:

- использование CO₂ только для повышения нефтеотдачи пласта с полным извлечением CO₂ и повторной закачкой в пласт;
- использование избыточного объема CO₂, при котором излишки закачиваются в пласт на долгосрочное хранение.

Высокий уровень технологической готовности имеют технологии хранения CO₂ в минерализованных водоносных пластах. Ниже мы приводим детализированную дорожную карту оценки емкости, приемистости и герметичности подземного хранилища CO₂ (водоносный слой или истощенное газовое месторождение).

Если CO₂ не хранится, а используется, то на текущий момент наиболее развитыми являются технологии закачки CO₂ в пласт для увеличения его нефтеотдачи, использование CO₂ при изготовлении мочевины и добавление CO₂ при производстве цемента.

Основываясь на уровне технологической готовности, в следующем разделе мы рассмотрим экономику различных производственных цепочек на основе технологий, которые

находятся на высокой стадии готовности (TRL 9–11).

- Улавливание: переработка природного газа, производство водорода (паровой риформинг), железо прямого восстановления (химическая абсорбция), угольная электростанция (химическая абсорбция), метанол (химическая абсорбция), аммиак (химическая и физическая абсорбция).
- Транспортировка (трубопроводы).
- Полезное использование (производство мочевины, производство цемента).
- Долгосрочное хранение (минерализованные пласты, CO₂ — МУН).

Сюда также будут включены технологии улавливания CO₂ при производстве метанола (TRL 8–9).

ЭКОНОМИКА

ЦЕПОЧКА ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТИ CCUS

Учитывая стратегическую важность технологий CCUS в вопросах достижения целей Парижского соглашения, возникает долгосрочная необходимость масштабирования проектов CCUS по всему миру. Поэтому важно понимать не только технологические, но и экономические аспекты CCUS. Стоимость полного цикла CCUS изменяется в зависимости от сферы применения, локации и размера источников CO₂. Развитие технологий также играет ключевую роль, как и опыт эксплуатации, полученный на объектах CCUS. Общая стоимость CCUS складывается из затрат на:

- улавливание CO₂ в источнике выбросов — выделение CO₂ из газового потока с чистой более 95 %;
- обезвоживание и сжатие/сжижение CO₂ в зависимости от способа транспортировки;
- транспортировка CO₂ по трубопроводу, на судне или автомобиле;
- закачка CO₂, а также мониторинг хранимого CO₂.

В данном разделе, для сравнения затрат по всей цепочке CCUS используются доллары США за 2019 г., расчет выполняется путем конвертации различных валют в доллары США с последующим учетом инфляции. Результаты проведенного анализа затрат по всей цепочке добавленной стоимости CCUS демонстрируют широкую вариативность среди изученных источников литературы и идентифицируют этап захвата CO₂ как самый дорогостоящий этап цепочки CCUS. Отметим недостаток данных по конкретным процессам и технологиям захвата.

Анализ цепочки добавленной стоимости CCUS дает весьма внушительный диапазон цен на CO₂, на сегодня он составляет от 20 до 450 долл./т CO₂ (рис. 1).

Затраты на захват CO₂ достигают 75 % от общей стоимостной цепочки CCUS, но в отдельных случаях могут быть значительно ниже, например, при улавливании двуокиси углерода на производствах, где концентрация CO₂ очень высокая (95–100 %) и где необходимо только сжатие, например на месторождениях по добыче

Таблица 6. Интегрированная концепция проектирования подземного хранилища в терминах оценки емкости, приемистости и герметичности
Table 6. An integrated underground storage design concept in terms of capacity, injectivity and tightness evaluation

Емкость	Приемистость	Герметичность	Мониторинг	Управление рисками
Характеризация пласта, скрининг	Моделирование закачки углекислого газа в пласты с целью захоронения	Оценка геомеханических рисков	Системы мониторинга	Карты рисков: вероятность и существенность
Моделирование коэффициента захоронения	Моделирование гидродинамических эффектов физ.-хим. взаимодействия между углекислым газом, поровым флюидом и вмещающей породой	Целостность скважин (цемент)	Решение прямых задач по утечкам	Системы управления рисками
Моделирование физ.-хим. взаимодействий между углекислым газом и породой	Поиск оптимальной сети скважин и конструкций скважин	Целостность перекрывающей породы («покрышка»)	Решение обратных задач по измерениям на поверхности	
Моделирование различных подходов к хранению (минерализованные водоносные пласты, истощенные нефтяные коллекторы)	Поиск оптимальных режимов и сценариев закачки с учетом экономики	Формирование новых трещин и активация естественных разломов		
		Наведенная сейсмичность		
		Авто-ГРП, моделирование утечек		
		Изменения структурного плана		

Источник: составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG Сколтех.

природного газа с высоким содержанием CO_2 . Технологически для последующей транспортировки метана необходимо отделение CO_2 . Другой пример — производство аммиака или водорода на установках по производству водорода на НПЗ. Стоимость улавливания CO_2 напрямую зависит от парциального давления CO_2 в газах (и, следовательно, от концентрации CO_2 при атмосферном давлении): высокая концентрация обеспечивает прямое разделение и дешевое улавливание, тогда как низкие концентрации требуют дополнительного дорогостоящего этапа концентрирования CO_2 (рис. 2).

Транспортировка и хранение CO_2 в части затрат достигают до 25 % от общей стоимостной цепочки CCUS. Стоимость транспортировки зависит от используемой технологии (трубопроводы, судно, грузовики) и от объемов перевозки (рис. 3). Так, офшорные трубопроводы конкурентоспособны для больших объемов и относительно небольших расстояний, в то время как морские перевозки судами предпочтительнее для пилотных проектов и на очень большие расстояния [35].

Стоимость хранения определяется:

- типом коллектора (минерализованный водоносный слой или истощенное нефтегазовое месторождение);
- доступностью коллектора (на суше или на море);
- удаленностью места закачки от хаба по сборке CO_2 от эмитентов. Примерно каждые 200 км нужно устанавливать компрессор для повышения давления вдоль трубопровода;
- наличием инфраструктуры (например, трубопровода) и физическими

характеристиками коллектора (размер, пористость, проницаемость, давление). Хранение в подземных истощенных нефтяных и газовых месторождениях является самым дешевым, особенно если существующие скважины можно использовать повторно, но их емкость для хранения ограничена.

ЭКОНОМИКА И ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЯЮТ РЫНОК CCUS

В 2020 году средняя мировая цена CO_2 составила менее 10 долл./т CO_2 [53], однако в ряде стран, например в Швейцарии, Финляндии, Швеции, Норвегии, Канаде, Франции и Кореи, цена на CO_2 уже сегодня дает возможность некоторым CCUS-проектам достигать порога рентабельности. Проведенный авторами анализ технологий на уровне технологической готовности TRL 9–11, также показывает, что уже сейчас существуют определенные отрасли, в которых технологии CCUS могут помочь в декарбонизации, причем для части этих отраслей (например, переработка природного газа и производство удобрений), затраты по всей цепочке добавленной стоимости начинаются с 20–25 долларов за тонну (табл. 7).

При анализе технологии и экономики CCUS, важно понимать конкурентоспособность данных технологий по сравнению с другими технологиями декарбонизации: низкоуглеродными решениями и проектами с негативной эмиссией (рис. 4). Для того чтобы корректно сравнить CCUS с низкоуглеродными альтернативами, например, с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ), или с атомными электростанциями (АЭС), или с улавливанием CO_2 из воздуха (DAC) используется

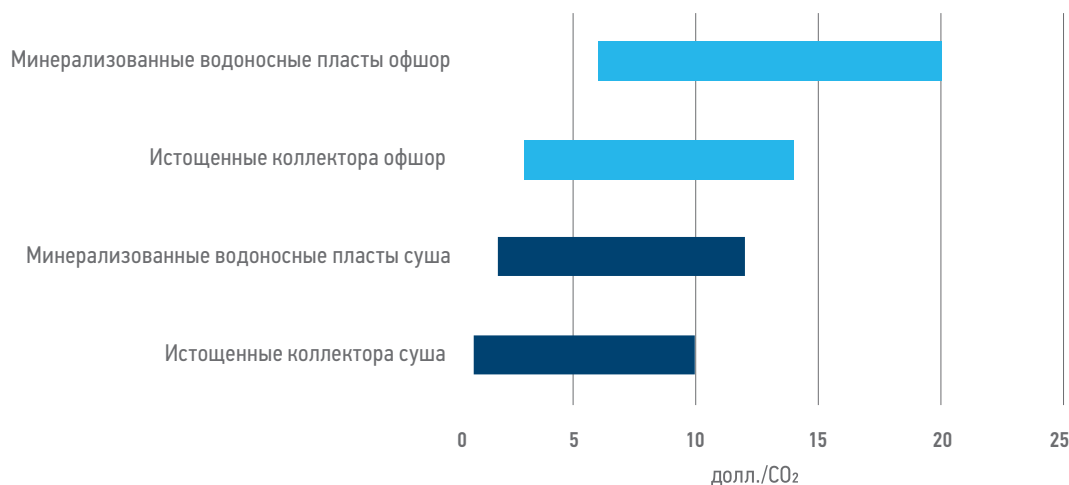


Рис. 3. Диапазоны стоимости хранения CO_2 [54]

Fig. 3. CO_2 storage cost ranges [54]

Таблица 7. Стоимость предотвращения CO₂ с использованием технологий CCUS. Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех на основе [38, 53–61]

Table 7. Cost of CO₂ prevention using CCUS technologies. Compiled by the Center for Energy Transition, Skoltech based on [38, 53–61]

Технология	Диапазон стоимости предотвращения CO ₂ , долл./т	
CCS в химической промышленности		
Аммиак — химическая абсорбция	32,3	94
Аммиак — физическая абсорбция	37,3	99
Метанол — химическая абсорбция	37,3	99
CCS в черной металлургии		
Железо прямого восстановления — химическая абсорбция	62,3	138
CCS при производстве топлив		
Переработка природного газа	20,3	99
Водород (паровая конверсия)	47,3	124
Водород (автотермический риформинг)	57,3	134
CCS электрогенерация		
Уголь — химическая абсорбция	50,3	144
Использование CO ₂		
Мочевина	24,3	106
Цемент — Связывание CO ₂ в инертных карбонатных материалах	44,3	181

такое понятие, как стоимость предотвращения CO₂ [36].

Стоимость предотвращения выбросов CO₂. Использует уровни выбросов CO₂ и значения приведенной стоимости энергии (LCOE) для объектов с CCUS и без CCUS, «стоимость предотвращения выбросов CO₂» является общей мерой затрат, наиболее часто используемой в исследованиях экономики

$$\text{Стоимость предотвращения выбросов CO}_2 \text{ (долл./тCO}_2\text{)} = \frac{(\text{LCOE})_{\text{CCS}} - (\text{LCOE})_{\text{ref}}}{(\text{tCO}_2 / \text{MWh})_{\text{ref}} - (\text{tCO}_2 / \text{MWh})_{\text{CCS}}}, \quad (1)$$

где LCOE — нормированная стоимость производства электроэнергии (\$/МВт·ч); тCO₂/МВт·ч = массовый уровень выбросов CO₂ в атмосферу в тоннах на МВт·ч (на основе чистой мощности каждой электростанции); индексы «CCUS» и «ref» относятся к установкам с CCUS и без них соответственно.

Анализ стоимости предотвращения выбросов CO₂ показал, что технологии CCUS вступают в конкуренцию с многими низкоуглеводными решениями, например строительством электростанции на ВИЭ, при этом выгоднее будет постройка электростанции на угле или метане с использованием CCUS. Средний срок службы угольных электростанций во всем мире составляет 46 лет, во многих случаях они могут работать в течение 50–60 лет или дольше [63],

технологий CCUS. При использовании «стоимости предотвращения выбросов CO₂» сравнивают объект с CCUS с «эталонным объектом» без CCUS и количественно оценивают среднюю стоимость предотвращения выбросов CO₂ в атмосферу, при этом обеспечивая единицу полезного продукта (например, один МВтч в случае электростанции) [47]. Математически это можно определить как:

и технологии CCUS станут оптимальным вариантом для таких электростанций. Однако в развивающихся странах Азии, в частности в Индии и Китае, средний возраст угольных электростанций составляет 11–13 лет, а в Японии и Корее — 20 лет [64], для них будет нецелесообразно заменять эти электростанции на ВИЭ.

В промышленном секторе CCUS являются едва ли не единственной альтернативой по глубокой декарбонизации процессов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные расчеты показали, что технологии CCUS имеют большую вариативность как с точки зрения стадий технологического развития, так и с точки зрения

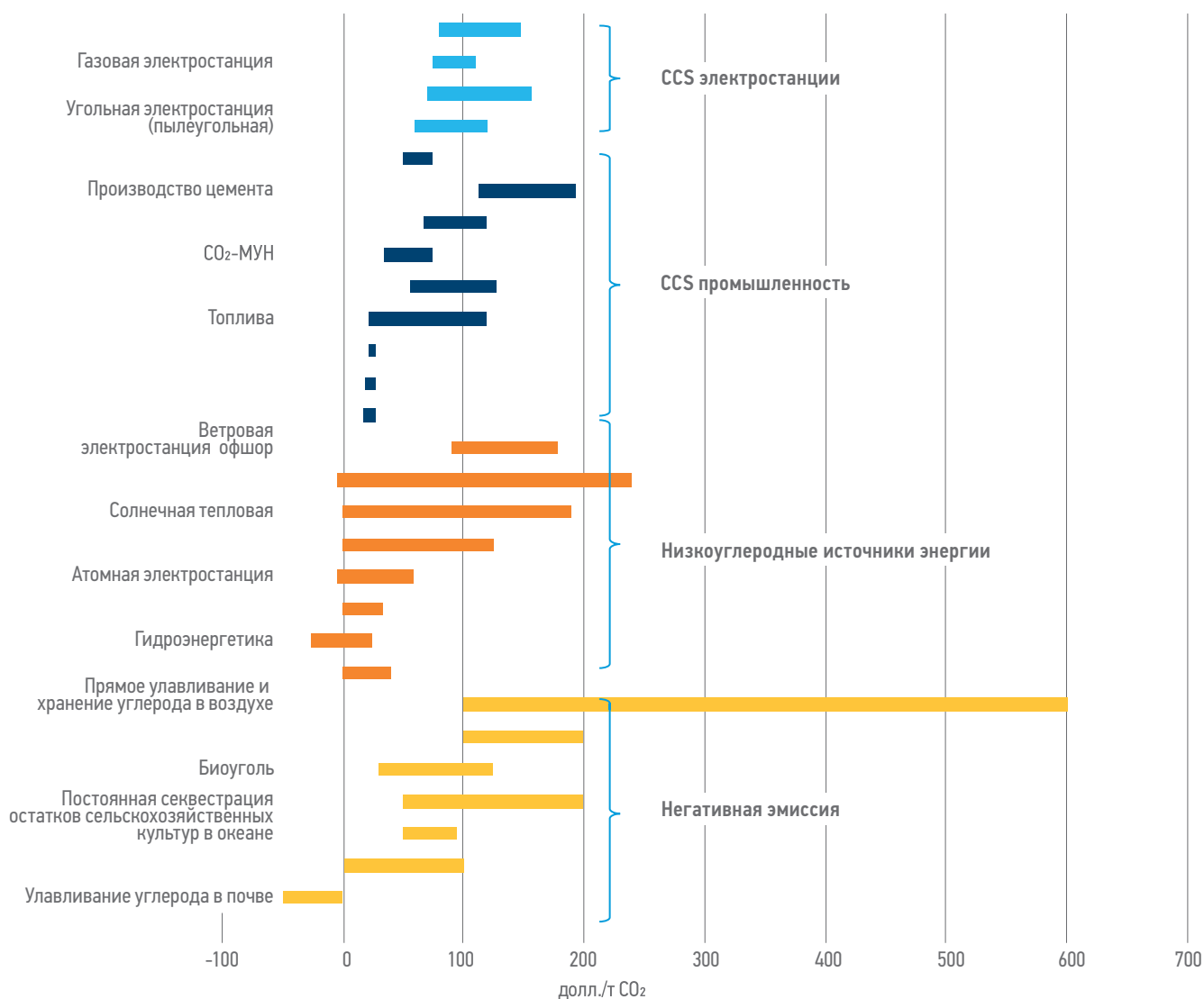


Рис. 4. Стоимость предотвращения выбросов CO₂ с помощью CCUS для различных секторов (предотвращенные выбросы CO₂ долл./т CO₂, исходя из текущих оценок затрат). Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтеха на основе [38, 53–62]
Fig. 4. Cost of avoiding CO₂ emissions with CCUS for different sectors (CO₂ avoided \$/tCO₂ based on current cost estimates). Compiled by the Center for Energy Transition, Skoltech based on [38, 53–62]

затрат на цепочку добавленной стоимости и на отдельные этапы. Наиболее перспективными направлениями в данный момент являются применение CCUS в химической промышленности, черной металлургии, добыче природного газа и на угольных электростанциях. Отметим, что черная металлургия и химическая промышленность — это те отрасли, где труднее всего применить какие-то альтернативные методы глубокой декарбонизации. Однако по этим направлениям CO₂ проще и выгоднее всего транспортировать посредством наземных трубопроводов либо для дальнейшего полезного использования при производстве удобрений и в цементной промышленности, либо для закачки в пласты для повышения нефтеотдачи. Важно отметить, что технологии CCUS являются мерой немедленной декарбонизации

тяжелой промышленности без вмешательства в базовый технологический цикл (CCUS является дополнением), т. е. не происходит конкуренции с технологиями перехода на альтернативные источники энергии, такими как ВИЭ, атомными станциями, использованием биотоплив. Большим накопленным опытом в области геологии, бурения, цементирования скважин и закачке CO₂ в подземные пласты обладают нефтегазовые компании, им, по-видимому, удастся занять нишу операторов зарождающейся новой отрасли в России, в числе первых о таких планах на уровне руководства заявили «Газпром нефть», «Новатэк», «Роснефть» и ряд других компаний. Так, например, по сообщениям СМИ, «Газпром нефть» инвестирует порядка 30 млрд руб. в проект в Оренбургской области по улавливанию и захоронению углерода. На первом

этапе проекта будет закачиваться порядка 1 млн т CO₂ ежегодно, в дальнейшем объем закачки будет увеличиваться.

Также «Газпром нефть» заключила с правительством Сахалинской области соглашение о сотрудничестве в сфере устойчивого развития и реализации климатических проектов и программ на территории островного региона. Проект на Сахалине будет реализован в партнерстве с компанией «Русатом Оверсиз», где CCUS будет составной частью комплексной технологии производства водорода методом конверсии метана с улавливанием и захоронением CO₂.

«Новатэк» вел переговоры с японской Mitsui о вхождении в экспортный проект по производству аммиака в Сабетте — «Обский ГХК». Первая очередь завода мощностью 2,2 млн тонн, по данным газеты «Коммерсант», должна быть запущена в 2026 году, также возможна вторая очередь. Проектом предусматривается улавливание и хранение CO₂. По оценкам аналитиков, инвестиции в «Обский ГХК» могут достигать 2,2–2,4 млрд \$. «Новатэк» также планирует реализовать проект хранения CO₂ на Ямале.

«Роснефть» планирует к 2035 году предотвратить выбросы парниковых газов в объеме 20 млн т в CO₂-эквиваленте. Компания отмечает высокий потенциал использования подземных хранилищ и собственных выработанных месторождений для проектов улавливания и хранения CO₂.

«Татнефть» в качестве стратегической цели запланировала выход на углеродную нейтральность к 2050 году. Достичь этого предполагается благодаря реализации проектов CCUS. Компания в перспективе может извлекать 37,8 млн т углекислого газа в год. Проектом предусмотрена полезное использование до 25 млн т дымовых газов с Нижнекамской ТЭЦ «Татнефти». Еще более 12 млн т диоксида углерода можно получить из труб водородной установки комплекса ТАНЕКО. CO₂ в сжиженном состоянии планируется транспортировать на расстояние 10–12 км по трубопроводам. Углекислый газ будут закачивать в недра Биклянского месторождения в Нижнекамском районе. Это кроме экологического эффекта позволит увеличить добычу нефти.

НЛМК подписала меморандум о сотрудничестве с компанией «Газпром нефть» в сфере исследования и тестирования технологии улавливания и хранения CO₂.

Был подписан меморандум о сотрудничестве в ходе Восточного экономического форума

между губернатором Сахалинской области и представителем компании «Мицубиси Корпорейшн» о создании проекта по улавливанию и хранению CO₂ при производстве голубого водорода.

Компания «Газпром» в своей дорожной карте «Развитие водородной энергетики и декарбонизация промышленности и транспорта на основе природного газа» к 2025 году планирует проекты по улавливанию CO₂ из дымовых газов газоперекачивающих агрегатов и газотурбинных электростанций, хранение CO₂ в ПХГ, использование CO₂ на газоконденсатных месторождениях или для поддержания буферного объема на ПХГ.

В электрогенерации, по прогнозам, строительство новых станций на ВИЭ будет намного выгоднее, чем строительство новых угольных или газовых электростанций с использованием CCS. Тем не менее миру по-прежнему будут необходимы и другие технологии. Растущая доля энергии от возобновляемых источников вызывает большую потребность в мощности, доступной «по запросу», для обеспечения стабильной работы энергосистем. Угольные или газовые электростанции, оборудованные CCS, могут обеспечить эту мощность и подавать электроэнергию в любое время: ночью или в безветренный день. По крайней мере до тех пор, пока альтернативные способы не станут дешевле, чем CCUS.

CCUS также может быть рентабельной стратегией по сокращению выбросов от существующих угольных и газовых электростанций. Около одной трети действующих угольных и газовых электростанций было построено в последние 10 лет; дооснащение CCUS может позволить им продолжить работу и избежать затрат на досрочный вывод из эксплуатации.

Анализ затрат на предотвращение выбросов 1 т CO₂ с помощью различных технологий показал, что CCUS уже сегодня предлагает возможности для снижения выбросов CO₂ по умеренной цене в промышленности, где отделение CO₂ является неотъемлемой частью технологического процесса, в частности в производстве удобрений, биоэтанола и переработке газа. При этом применение CCS на угольных и газовых электростанциях в среднем уступает по затратам на ветровые и солнечные электростанции¹.

¹ Важно отметить, что затраты на ВЭС и СЭС сильно колеблются в зависимости от географического положения.

Список литературы / References

1. Пресс-релиз, Широкомасштабное, быстрое и усиливающееся изменение климата / МГЭИК, Август 2021. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2021/08/IPCC_WGI-AR6-Press-Release_ru.pdf [Press release, Widespread, Rapid and Accelerating Climate Change / IPCC, August 2021. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2021/08/IPCC_WGI-AR6-Press-Release_en.pdf]
2. IEA: Energy Technology Perspectives 2020, pp. 91-93, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>,
3. IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.
4. Wang X and Song C (2020) Carbon Capture From Flue Gas and the Atmosphere: A Perspective. *Front. Energy Res.* 8:560849. pp. 1–23, doi: 10.3389/fenrg.2020.560849
5. CO₂ capture technologies: post combustion capture (PCC) // The Global CCS Institute. — January 2012, pp. 10–11.
6. Bhadola, Patel V., Potdar S., Mallick S. Technology Scouting — Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies // *Concawe*. — September 2020, pp. 3.
7. Oxyfuel Combustion / Official website ScienceDirect, 2022. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/oxyfuel-combustion>
8. Lebling K., McQueen N., Pisciotta M., Wilcox J. Direct Air Capture: Resource Considerations and Costs for Carbon Removal / WRI, 2022, <https://www.wri.org/insights/direct-air-capture-resource-considerations-and-costs-carbon-removal>
9. Boundary Dam Carbon Capture Project / SaskPower, 2022. URL: <https://www.saskpower.com/Our-Power-Future/Infrastructure-Projects/Carbon-Capture-and-Storage/Boundary-Dam-Carbon-Capture-Project>
10. PETRA NOVA — Carbon capture and the future of coal power / NRG Energy, 2022. URL: <https://www.nrg.com/case-studies/petra-nova.html>
11. Quest carbon capture and storage / Shell Canada, 2022. URL: https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/quest-carbon-capture-and-storage-project.html
12. CCS in the Middle East — Present and Future / The Global CCS Institute EVENTS, January 2021. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/news-media/events/ccs-in-the-middle-east-present-and-future/>
13. COURSE50 — Technology / The Japan Iron and Steel Federation, 2022. URL: <https://www.course50.com/en/technology/>
14. The Global Status of CCS Report 2020 / The Global CCS Institute, March 2020. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Global-Status-of-CCS-Report-English.pdf>
15. Surface-Facilities Design for First CO₂ EOR Project in Saudi Arabia / The Journal of Petroleum Technology, August 2018. URL: <https://jpt.spe.org/surface-facilities-design-first-co2-eor-project-saudi-arabia>
16. DOE/NETL carbon capture program — carbon dioxide capture handbook / National Energy Technology Laboratory. — August 2015.
17. Century Plant Fact Sheet: Commercial EOR using Anthropogenic Carbon Dioxide / CCS Project Database, MIT CC&ST Program, September 2016. URL: https://sequestration.mit.edu/tools/projects/century_plant.html
18. E. Koons. Top Carbon Capture Projects in 2022 — Great Plains / Energy Tracker Asia, May 2022. URL: <https://energy-tracker.asia/carbon-capture-projects/>
19. Turan G. Value of investment, partnerships and policy in growing CCS market // *Decarbonisation Technology*. — May 2022. — PP. 27–30. URL: <https://ptqmagazines.digitalrefining.com/view/196702140/29/>
20. Technical report. State of the art: CCS technologies 2022 // Global CCS Institute, May 2022. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/05/State-of-the-Art-CCS-Technologies-2022.pdf>
21. Robertson B., Mousavian M. Shute Creek — world's largest carbon capture facility sells CO₂ for oil production, but vents unsold / IEEFA. — March 2022. URL: <https://ieefa.org/articles/shute-creek-worlds-largest-carbon-capture-facility-sells-co2-oil-production-vents-unsold>
22. Jurado N., Darabkhan H.G., Anthony E.J., Oakey J.E. (2015). Oxy-fuel Combustion for Carbon Capture and Sequestration (CCS) from a Coal/Biomass Power Plant: Experimental and Simulation Studies. In: Dincer, I., Colpan, C., Kizilkan, O., Ezan, M. (eds) *Progress in Clean Energy*, Volume 2. Springer, Cham, pp. 177-192, https://doi.org/10.1007/978-3-319-17031-2_14
23. Callide oxyfuel project / CS Energy, 2022. URL: <https://www.csenergy.com.au/what-we-do/thermal-generation/callide-power-station/callide-oxyfuel-project>
24. Compostilla OXYCFB300 / PTECO2 — Plataforma Tecnológica Española del CO₂, 2022. URL: <https://www.pteco2.es/en/projects/compostilla-oxycfb300>
25. Colleferro Oxyfuel Demonstration Details / The university of Edinburgh, 2022. URL: <https://www.geos.ed.ac.uk/scacs/project-info/2241>
26. LafargeHolcim and Schlumberger New Energy explore Carbon Capture and Storage Solutions / HOLCIM Media release, February 2021. URL: <https://www.holcim.com/media/media-releases/lafargeholcim-and-schlumberger-new-energy-explore-carbon-capture-and-storage-solutions>
27. Cement Innovation for Climate research initiative created / Cement News, December 2019. URL: <https://www.cemnet.com/News/story/167928/cement-innovation-for-climate-research-initiative-created.html>
28. Rocha C., Anjos M., Machado R.. CCUS in the decarbonization of upstream production in Brazil // S&P Global, December 2021. URL: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/ccus-in-the-decarbonization-of-upstream-production-in-brazil.html>
29. The C4U Project / Official website of C4U Project, 2022. URL: <https://c4u-project.eu/>
30. Cleanker / Official website of CLEANKER Project, 2022. URL: <http://www.cleanker.eu/>
31. Leilac // Official website of Leilac Project, 2022. URL: <https://www.project-leilac.eu/>
32. Dennis Y.C. Leung, Giorgio Caramanna, M. Mercedes Maroto-Valer. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 39, 2014, pages 426–443, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093>
33. Point source carbon capture program / National Energy Technology Laboratory, 2022. URL: <https://netl.doe.gov/coal/carbon-capture/pre-combustion>
34. Simbolotti G. CO₂ capture and storage. Technology Brief / IEA ETSAP, 2010.
35. European technology platform for zero emission fossil fuel power plants (ZEP), the costs of CO₂ capture // *Transport and Storage*. — 2011, 51 p.
36. Fout T., Zoelle A., Keairns D., Turner M., Woods M., Kuehn N., Shah V., Chou V., Pinkerton L. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants — Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity. — Revision. — 3. — 2015, pp. 46, 218–231.
37. Global CCUS Institute, Economic assessment of carbon capture and storage technologies, 2011 update, pp. 58.
38. Kristin Gerdes et al. / *Energy Procedia* 63 (2014), pp. 7541–7557.
39. Rubin E.S., et al. The cost of CO₂ capture and storage. *Int. J. Greenhouse Gas Control* (2015), pp. 378–400, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jggc.2015.05.018>

40. M. Finkenrath. Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation // International Energy Agency. — 2011.
41. The Costs of CCUS and Other Low-carbon Technologies / Global CCUS Institute, 2011.
42. Irlam L. The costs of CCUS and other low-carbon technologies in the United States — 2015 update / Global CCS Institute. — July 2015.
43. GCCUSI technology readiness and costs of CCUS / Global CCS Institute, 2015, p. 49.
44. ZEP Report .The cost of subsurface storage of CO₂. ZEP memorandum / European Zero Emission Technology and Innovation Platform, December 2019.
45. Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage / IEA, December 2019.
46. Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 / Keraney, 2021.
47. Irlam L. Global costs of carbon capture and storage 2017. Update / Global CCS Institute, June 2017. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-ccs-cost-update4.pdf>
48. Toward a common method of cost estimation for CO₂ capture and storage at fossil fuel power plants a white paper / IEA GHG, 2013.
49. State and Trends of Carbon Pricing 2020 / World Bank, May 2020. <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1586-7>
50. IEA GHG, Transmission of CO₂ and Energy Report Number PH4/6 March 2002, 48 p.
51. Concawe Technology Scouting — Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies, 2020.
52. IEA, Levelized cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration, 2019.
53. Zero Emission Platform, IEAGHG, The Costs of CO₂ Storage, 2011.
54. Global CCUS Institute. 2017. Global Cost Update. <https://www.globalCCUSinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-CCUS-cost-update4.pdf>
55. Symbolotti G. CO₂ capture and storage. — IEA ETSAP. — Technology Brief. — 2010.
56. Fout T., Zoelle A., Keairns D., Turner M., Woods M., Kuehn N., Shah V., Chou V., Pinkerton L. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. — Vol.1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity — Revision. — 3. — 2015.
57. Global CCUS Institute, Economic assessment of carbon capture and storage technologies, 2011 update, WorleyParsons. — Schlumberger, GCCUS, — 2011.
58. Global CCUS Institute. The Costs of CCUS and Other Low-carbon Technologies. — 2011.
59. Irlam L. The costs of CCUS and other low-carbon technologies in the United States, 2015 update.
60. GCCUSI technology readiness and costs of CCUS. — 2021.
61. Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage. — IEA, Paris — 2019.
62. Graham P., Hayward J., Foster J., Havas L. Gen. Cost 2020-21: Consultation draft, Australia. — 2020.
63. Cui R.Y., Hultman N., Edwards M.R. et al. Quantifying operational lifetimes for coal power plants under the Paris goals // Nat Commun. — 10. — 2019. — P. 4759. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12618-3>
64. IEA World Energy Outlook 2021. — IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>, License: CC BY 4.0.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.В. Грушевенко — разработала общую концепцию статьи, подготовила текст статьи, библиографический список, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

С.А. Капитонов — принимал участие в разработке общей концепции статьи, подготовке разделов и выводов, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ю.А. Ляшик — подготовила рисунки к статье, принимала участие в редактировании разделов, окончательно утвердила публикуемую версию и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.В. Гайда — подготовила рисунки к статье, принимала участие в редактировании разделов, окончательно утвердила публикуемую версию и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Осипцов — принимал участие в подготовке разделов, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ekaterina V. Grushevenko — developed the article general concept, prepared the text of the article and references, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Sergey A. Kapitonov — took part in the general concept development of the article, prepared the article parts and conclusions, figures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Yuliya A. Lyashik — prepared figures for the article, took part in editing of the article parts, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Irina V. Gaida — prepared figures for the article, took part in editing of the article parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Andrey A. Osiptsov — took part in editing of the article parts, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Екатерина Валерьевна Грушевенко* — Старший менеджер, Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех
121205, Россия, Москва, Можайский район, Западный административный округ, Большой бул., д. 30, стр. 1, Инновационный центр Сколково.
e-mail: ekaterina@grushevenko.ru
SPIN-код: 4443-5730
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2030-3431>
Scopus ID: 56274258900

Сергей Анатольевич Капитонов — Менеджер, Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех
121205, Россия, Москва, Можайский район, Западный административный округ, Большой бул., д. 30, стр. 1, Инновационный центр Сколково.
e-mail: s.kapitonov@skoltech.ru

Юлия Александровна Ляшик — эксперт в области экологии и низкоуглеродного развития, АНО «Центр международных и сравнительно-правовых исследований»
119017, Россия, г. Москва, Кадашевская набережная, д. 14, корпус 3.
e-mail: Yuliya_Lyashik@iclrc.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7955-1515>

Ирина Венеровна Гайда — эксперт, Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех
121205, Россия, Москва, Можайский район, Западный административный округ, Большой бул., д. 30, стр. 1, Инновационный центр Сколково.
e-mail: i.gayda@skoltech.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7500-9216>

Андрей Александрович Осипцов — директор, Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех
121205, Россия, Москва, Можайский район, Западный административный округ, Большой бул., д. 30, стр. 1, Инновационный центр Сколково.
e-mail: a.osiptsov@skoltech.ru
SPIN-код: 7348-5352
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5389-4405>
Scopus ID: 57218260132

Ekaterina V. Grushevenko* — Senior manager, Project Center for Energy Transition and ESG, Skoltech
30 building 1, Bolshoy Blvd., Skolkovo Innovation Center, Western administrative district, Mozhaysky district, 121205, Moscow, Russia
e-mail: ekaterina@grushevenko.ru
SPIN-code: 4443-5730
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2030-3431>
Scopus ID: 56274258900

Sergey A. Kapitonov — Manager, Project Center for Energy Transition and ESG, Skoltech
30 building 1, Bolshoy Blvd., Skolkovo Innovation Center, Western administrative district, Mozhaysky district, 121205, Moscow, Russia
e-mail: s.kapitonov@skoltech.ru

Yuliya A. Lyashik — Expert in the field of ecology and low-carbon development, ANPO "The International and Comparative Law Research Center"
14 bldg. 3, Kadashevskaya Naberezhnaya, 119017, Moscow, Russia
e-mail: Yuliya_Lyashik@iclrc.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7955-1515>

Irina V. Gaida — Expert, Design Center for Energy Transition and ESG, Skoltech
30 building 1, Bolshoy Blvd., Skolkovo Innovation Center, Western administrative district, Mozhaysky district, 121205, Moscow, Russia
e-mail: i.gayda@skoltech.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7500-9216>

Andrey A. Osiptsov — Director, Project Center for Energy Transition and ESG, Skoltech
30 building 1, Bolshoy Blvd., Skolkovo Innovation Center, Western administrative district, Mozhaysky district, 121205, Moscow, Russia
e-mail: a.osiptsov@skoltech.ru
SPIN-code: 7348-5352
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5389-4405>
Scopus ID: 57218260132

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА ПО ПОДБОРУ ОПЦИЙ ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ АКТИВА

© Коллектив авторов,
2023



**Д.М. Еремеев¹, А.А. Рязанов¹, А.А. Сагиров¹, И.В. Титов¹, Н.П. Сарапулов^{2,*},
Д.Д. Кадочников², А.А. Афанасьев², И.С. Сенькин²**

¹ООО «Газпромнефть–Оренбург», РФ, Оренбург

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Sarapulov.NP@gazpromneft-ntc.ru

На сегодня инструменты интегрированного моделирования (ИМ) различной конфигурации применяются в большинстве активов компании.

С помощью ИМ представляется возможным решать различные задачи. Превалирующий перечень задач на этапе реализации проекта касается выявления узких мест, оптимизации технологических режимов для увеличения добычи, расчета системы сбора и транспорта (ССиТ) скважинной продукции, а также определения лучшей стратегии актива. Внедрение, развитие и использование инструментов ИМ в нефтегазовых компаниях позволяет в значительной степени повысить качество и ценность инженерных расчетов.

Все используемые интегрированные модели имеют множество переменных, что на практике значительно затрудняет поиски оптимума целевых функций, поэтому для решения поставленных задач, как правило, применяются оптимизаторы, встроенные в пакет инструментов ИМ, либо отдельно разработанные внешние надстройки. С появлением нового оборудования и опций требуется расширение функционала как самих инструментов ИМ, так и различных видов оптимизаторов. Данная работа посвящена разработке оптимизатора на базе ИМ с применением первичных средств автоматизации (скриптов), который способствует решению комплексной задачи по расширению узких мест в ССиТ скважинной продукции. Решение достигается путем применения малогабаритных блочных сепарационно-насосных установок (МБСНУ), сброса газа, в том числе в систему закачиваемого газа или в газопроводы высокого давления. Решение данной задачи предполагает получение синергетического эффекта по дополнительной добыче от снижения давления в системе до МБСНУ и уменьшения доли газовой составляющей в трубопроводной сети сбора скважинной продукции.

Цель. Разработка инструмента на основе IT-продукта, представляющего собой надстройку над основной моделью системы сбора и транспорта GAP (Petroleum Experts), данный инструмент направлен на решение производственных задач оптимизации разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Материалы и методы. В данной статье описаны этапы вычисления и математические алгоритмы IT-продукта MetActive по определению и выбору оптимальных вариантов оптимизационных опций с расчетом гидравлических процессов, протекающих в сети сбора и транспорта скважинной продукции на базе интегрированной модели месторождения, построенной при помощи пакета продуктов Petroleum Experts. Для автоматизации работы использовался язык программирования Python с библиотекой встроенных оптимизационных алгоритмов и функциональные возможности модуля Open Server в продуктах PetEx.

Результаты. В результате выполненной работы:

- разработан модуль оптимизации на базе IT-продукта MetActive, позволяющий производить поиск наиболее эффективных участков для установки МБСНУ и выполнять интеграцию с финансово-экономической моделью;
- проведена серия тестовых расчетов по подбору участков для размещения МБСНУ;
- проработана возможность эксплуатации МБСНУ в комплексе с мобильной компрессорной установкой (МКУ) с целью компримирования попутного нефтяного газа (ПНГ) в линию газлифтного (активного) газа либо его монетизации с оцифровкой экономического эффекта;
- начато внедрение инструмента в структурные подразделения дочернего общества компании с перспективой дальнейшего его развития в рамках актива будущего.

Ключевые слова: интегрированное моделирование, модель системы сбора и транспорта, оптимизатор, малогабаритная блочная сепарационно-насосная установка, МБСНУ, мобильная компрессорная установка, МКУ, газлифтная эксплуатация, потенциал

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Еремеев Д.М., Рязанов А.А., Сагиров А.А., Титов И.В., Сарапулов Н.П., Кадочников Д.Д., Афанасьев А.А., Сенькин И.С. Разработка инструмента по подбору опций оптимизации эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения на основе интегрированной модели актива. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):177–187. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-177-187>

Статья поступила в редакцию 25.10.2022

Принята к публикации 23.12.2022

Опубликована 31.03.2023

DEVELOPMENT OF A TOOL FOR THE SELECTION OF OPTIONS TO OPTIMIZE THE OPERATION OF AN OIL AND GAS CONDENSATE FIELD ON THE BASIS OF THE INTEGRATED ASSET MODEL

Dmitry M. Ereemeev¹, Andrey A. Ryazanov¹, Alexander A. Sagirov¹, Ivan V. Titov¹, Nikolay P. Sarapulov^{2,*}, Denis D. Kadochnikov², Alexander A. Afanasiev², Ilya S. Senkin²

¹Gazprom-neft-Orenburg LLC, RF, Orenburg

²Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Sarapulov.NP@gazpromneft-ntc.ru

Background. To date, integrated modeling (IM) tools of various configurations are used on most of the Company's Assets. With the help of IM, it seems possible to solve specific production tasks of various kinds, the prevailing list of tasks at the project implementation stage concerns identifying bottlenecks, optimizing technological regimes to maximize production, calculating the system for collecting and transporting well products, as well as determining the optimal strategy of the Asset. The implementation, development and use of IM tools in oil and gas companies can largely improve the quality and value of engineering calculations.

All integrated models used have many variables, which in practice makes it much more difficult to find the optimal objective functions, therefore, as a rule, optimizers built into the IM tool package or separately developed external add-ons are used to solve the tasks. With the advent of new equipment and optimization options, it is necessary to expand the functionality of both the IM tools themselves and various types of optimizers. This work is devoted to the development of an optimizer based on IM using primary automation tools (scripts), which contributes to solving the complex problem of debottlenecking in the well production collection system by using small-sized block separation-pumping units (SBSPU) and gas discharge, including into the gas-lift system or pipelines of high pressure. The solution of this problem involves obtaining a synergistic effect on additional production from reducing the pressure in the system to SBSPU and reducing the share of the gas component in the pipeline network for collecting well products.

Aim. Development of a tool based on an IT product, which is an add-on to the main model of the GAP (Petroleum Experts) collection and transport system, this tool is aimed at solving production problems of optimizing the development and operation of oil and gas fields.

Materials and methods. This article describes the calculation steps and mathematical algorithms of the MetActive IT product for determining and selecting the optimal options for optimization with the calculation of hydraulic processes occurring in the network for collecting and transporting well products based on an integrated field model built using the Petroleum Experts product package. To automate the work, the Python programming language with a library of built-in optimization algorithms and the functionality of the Open Server module in PetEx products were used.

Results. As a result of the work:

- an optimization module was developed based on the MetActive IT product, which allows searching for the most efficient sites for the installation of SBSPU and integration with the economic model;
- using the developed tool, a series of test calculations were carried out to select sites for the placement of SBSPU;
- investigated the possibility of exploitation SBSPU in combination with a mobile compressor unit (MCU) in order to compress associated petroleum gas (APG) into a gas-lift (active) gas line or monetize it with digitization of the economic effect;
- the implementation of the instrument in the structural subdivisions of the Company's subsidiary has begun with the prospect of its further development within the framework of the Asset of the Future.

Keywords: integrated modeling, collection and transport system model, optimizer, small-sized block separation-pump unit, SBSPU, mobile compressor unit, MCU, gas-lift operation, potential

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

For citation: Ereemeev D.M., Ryazanov A.A., Sagirov A.A., Titov I.V., Sarapulov N.P., Kadochnikov D.D., Afanasiev A.A., Senkin I.S. Development of a tool for the selection of options to optimize the operation of an oil and gas condensate field on the basis of the integrated asset model. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):177–187. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-177-187>

Manuscript received 25.10.2022

Accepted 23.12.2022

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Цифровые технологии являются основой развития для всех отраслей промышленности, в том числе и нефтегазодобывающей. С увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, а также ростом себестоимости добычи нефти все актуальнее становится вопрос интеллектуализации месторождений нефти и газа. В рамках данной задачи прорабатываются

вопросы автоматизации процессов и внедрения интегрированных подходов по оптимизации добычи, предупреждения и борьбы с осложнениями, эффективного управления разработкой активов как на оперативном, так и долгосрочном горизонте планирования. Комплексным и эффективным инструментом при решении поставленных задач является интегрированная модель процесса добычи скважинной продукции (нефть, газ, вода),

включающая все элементы производственной цепочки в виде последовательно связанных моделей-компонентов: пласт, скважины, система сбора и транспорта, система поддержания пластового давления (ППД), установка подготовки и перекачки нефти, экономическая модель и т. д. [3].

Конечной целью использования ИМ является оптимизация и повышение точности прогнозирования добычи скважинной продукции как на долгосрочный, среднесрочный, так и на краткосрочный периоды за счет адресного учета возможных ограничений по моделям-компонентам.

Основным отличием интегрированной модели от применяемых на практике отдельных моделей-компонентов является возможность учета интерференции скважин не только по узлу пласта, но и по системе сбора и транспорта. Появляется возможность оценки взаимовлияния друг на друга скважин, отдельных кустов и целых месторождений, объединенных единой системой сбора, что с практической точки зрения предполагает совершенно новый подход к обоснованию мероприятий, реализуемых на отдельно взятом участке залежи, конкретной скважине или на участке трубопровода [3].

ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Оренбургской области, эксплуатируется преимущественно газлифтным способом, осложнением является присутствие сероводорода в добываемой продукции. Среднее значение газового фактора составляет более 2000 м³/т. Так как закачиваемый газ, смешиваясь с добываемой продукцией, поступает в систему сбора, происходит увеличение линейных давлений в трубопроводах, блокировка потенциала скважин и увеличение скорости газожидкостной смеси в трубах с выходом за допустимые коридоры,

что потенциально может привести к значительному увеличению скорости коррозии трубопроводов.

СПОСОБЫ ОПТИМИЗАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

На сегодня известно множество способов оптимизации процесса добычи с целью вовлечения в разработку заблокированного операционного потенциала.

В целом значение термина «потенциал» характеризуется как установленная мощность рассматриваемых моделей-компонентов, определяемая количественными проектными характеристиками при полном снятии ограничений (оптимизации) и работе со 100% мощностью всей существующей технологической системы.

Оптимизационные мероприятия могут проводиться на различных узлах системы «скважина–система сбора–система подготовки», ряд типовых из них представлен в **табл. 1**. Дополнительно также может рассматриваться ряд узкоспециализированных нетиповых опций на стыке различных узлов:

- МКУ для откачки газа из затрубного пространства;
- трубные водоотделители для путевого сброса жидкости;
- мультифазные насосные станции;
- МБСНУ.

В силу специфических условий рассматриваемого актива, который эксплуатируется преимущественно газлифтным способом, одним из перспективных способов оптимизации добычи является МБСНУ. Это широко распространённое серийное оборудование, как правило, применяется для пробной эксплуатации скважин и опытно-промышленной разработки залежи без наличия инфраструктуры, имеет в своем составе сепарационный, наливной (опционально), факельный, насосный, измерительный блоки.

Таблица 1. Матрица опций и мероприятий оптимизации по узлам и видам потенциала
Table 1. Matrix of optimization options and measures by nodes and types of potential

	Скважина	Система сбора	Подготовка
Текущая мощность	<ul style="list-style-type: none"> · Регулировка штуцера · Изменение частоты вращения УЭЦН · Перенастройка газлифтных клапанов · Регулирование расхода закачиваемого газа 	<ul style="list-style-type: none"> · Очистка трубопроводов · Планово-предупредительные ремонты (ППР) · Применение химических реагентов (ингибиторы коррозии, депрессорные присадки и др.) 	<ul style="list-style-type: none"> · ППР по восстановлению первоначальной мощности · Оптимизация процессов и технологических режимов · Применение химических реагентов
Ввод новых мощностей	<ul style="list-style-type: none"> · Смена оборудования и способа эксплуатации 	<ul style="list-style-type: none"> · Изменение конструкции (строительство лупингов, перемычек) · Строительство новых трубопроводов 	<ul style="list-style-type: none"> · Расширение мощности или включение в технологическую линию дополнительных систем/подсистем · Строительство новых объектов подготовки

Техническими и организационными преимуществами установки МБСНУ в настоящем кейсе являются:

- возможность значительно снижать линейное давление до МБСНУ;

АЛГОРИТМ ПОЗВОЛЯЕТ ОПРЕДЕЛИТЬ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ ДЛЯ УСТАНОВКИ МБСНУ И ОПТИМАЛЬНОЕ КОЛИЧЕСТВО КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЕГО ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И СТОИМОСТИ.

- уменьшение доли газа в газожидкостной смеси системы сбора, что будет способствовать снижению сопротивления в трубах;
- уменьшение скорости газожидкостной смеси, что будет способствовать снижению скорости коррозии в трубах;
- повышение эффективности газлифтного подъемника за счет компримирования газа в линию активного (газлифтного) газа (при использовании МКУ совместно с МБСНУ);
- установка МБСНУ на замерных установках (ЗУ) позволяет гибко регулировать объем проходящего через установку флюида путем вывода части скважин в байпасную линию для соблюдения граничных условий МБСНУ;
- наличие законтракованного подрядчика, работающего по прокатной схеме, имеющего ресурсы необходимого оборудования;
- текущая конфигурация МБСНУ монтируется по временной схеме и вводится в промышленную эксплуатацию по упрощенной схеме.

В настоящее время на рассматриваемом месторождении реализуется программа по использованию МБСНУ с целью оптимизации добычи и проведения комплексных исследований продукции скважин. Смонтировано и находится в эксплуатации четыре МБСНУ. В ходе эксплуатации данного оборудования было установлено, что использование МБСНУ позволяет снизить устьевое давление добывающих скважин, наблюдается увеличение дебита как на добывающих скважинах, подключенных к МБСНУ, так и по окружению. Опытным путем отмечено, что сепарация газа с помощью установки позволяет снизить линейное давление в трубопроводе, тем самым разгрузить систему сбора и транспорта скважинной продукции за счет уменьшения доли газа в общем объеме транспортируемых углеводородов.

Определение локаций по размещению МБСНУ проводилось сотрудниками

дочернего общества на основании аналитики технологических режимов работы фонда скважин и практического опыта эксплуатации месторождения.

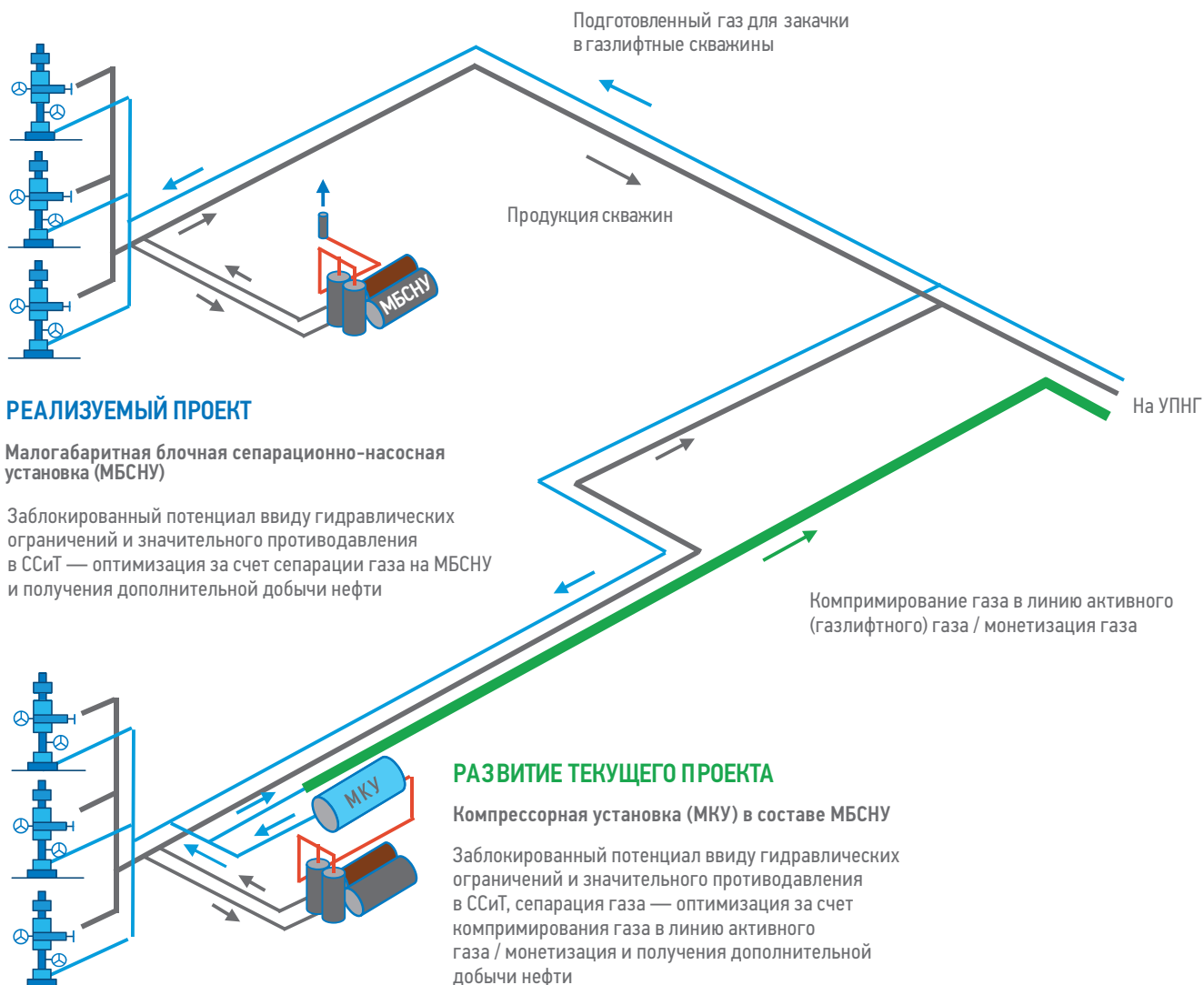
В рамках проработки оптимизационных мероприятий по вовлечению в разработку заблокированного операционного потенциала пласта, а также по устранению узких мест, так называемых штуцеров, в системе сбора и транспорта скважинной продукции была предпринята попытка разработки методологического подхода и IT-инструмента, позволяющего производить подбор наиболее эффективных локаций для установки МБСНУ. Решение такой задачи напрямую в ИМ в связи с большим количеством переменных требует проведения большого количества итераций расчета, что, в свою очередь, является длительным и трудозатратным процессом, существенно загружает лицензии программного обеспечения и не гарантирует качественного результата. В рамках разработки данного подхода был создан оптимизатор на базе ИМ, написанный на языке программирования Python, который интегрируется в IT-инструмент MetActiv. На **рис. 1** представлена упрощенная текущая схема работы оборудования, а также дополнительная опция развития проекта: использование МБСНУ совместно с МКУ.

Задачи научно-аналитической работы:

- выбор наиболее эффективного алгоритма, на основе которого строится работа оптимизатора для поиска наилучшего сценария за минимальное количество итераций расчетов;
- оценка гидравлического влияния на режимы скважин по фонду окружения;
- оценка эффективности текущей программы эксплуатации МБСНУ;
- создание инструментов для поиска наиболее оптимальных локаций текущего объема МБСНУ;
- оценка потенциала по расширению программы внедрения МБСНУ с точки зрения увеличения их количества.

На этапе подготовки к созданию оптимизатора были определены четыре основных сценария проведения расчетов.

1. Снятие четырех действующих установок с ЗУ с целью анализа эффективности текущего проекта на базе оценки профиля добычи без учета работы МБСНУ. Расчеты по данному сценарию позволили провести настройку и адаптацию модели, а также оценить потенциальный уровень потерь добычи жидкости и нефти от запаривания системы.
2. Передислокация четырех действующих установок с целью поиска более



РЕАЛИЗУЕМЫЙ ПРОЕКТ

Малогабаритная блочная сепарационно-насосная установка (МБСНУ)

Заблокированный потенциал ввиду гидравлических ограничений и значительного противодействия в ССИТ — оптимизация за счет сепарации газа на МБСНУ и получения дополнительной добычи нефти

РАЗВИТИЕ ТЕКУЩЕГО ПРОЕКТА

Компрессорная установка (МКУ) в составе МБСНУ

Заблокированный потенциал ввиду гидравлических ограничений и значительного противодействия в ССИТ, сепарация газа — оптимизация за счет компримирования газа в линию активного газа / монетизация и получения дополнительной добычи нефти

Рис. 1. Текущая схема оптимизации и опция развития проекта. Составлено авторами
 Fig. 1. Current optimization scheme and project development option. Prepared by the authors

эффективных участков для их размещения. Предполагается, что новые комбинации перспективных локаций могут содержать участки, на которых уже установлены текущие МБСНУ.

3. В дополнение к четырем действующим установкам, находящимся на текущих позициях, поиск наиболее эффективных участков для размещения двух дополнительных установок.
4. Передислокация четырех действующих установок и подбор наиболее эффективных участков для двух дополнительных МБСНУ.

При решении задачи поиска наиболее эффективных локаций для установки МБСНУ в качестве целевых функций приняты: максимизация добычи нефти, максимизация уровня полезного использования ПНГ, а также экономический показатель, отражающий эффективность той или иной комбинации рассматриваемых перспективных участков

в краткосрочной перспективе с целью оперативного планирования и своевременного управления изменениями в случае снижения рентабельности того или иного варианта размещения оборудования. Таким показателем стало значение FCF (free cash flow, свободный денежный поток) за сутки и календарный год. При его расчете учитывались затраты на прокат МБСНУ, удельные переменные затраты на подъем жидкости, технологическую подготовку и транспорт нефти. В сценариях, в которых предполагается передислокация текущих либо ввод новых установок предусмотрены затраты на демонтаж, демобилизацию, мобилизацию, монтаж, пропарку сепарационной установки и емкостного парка. Так как в отношении некоторых залежей рассматриваемого месторождения применяется льгота по коэффициенту K_d (коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти) [2], в инструмент оптимизации заложен алгоритм, настроенный

на применение льготной ставки НДС (налог на добычу полезных ископаемых) в случае попадания в итоговый рейтинг локаций, относящихся к залежам углеводородного сырья с низким значением проницаемости.

МЕТОДИКА И АЛГОРИТМ РАСЧЕТА

Перед непосредственным проведением расчета необходимо провести следующие подготовительные работы.

1. Формирование граничных условий для всех узлов модели, в т. ч. МБСНУ:
 - описание предельных значений, за границей которых эксплуатация невозможна;
 - по итогам формирования граничных условий — проведение адаптации соответствующих узлов моделей.
2. Расчет антирейтинга внутри ЗУ и подбор оптимального количества скважин, удовлетворяющих граничным условиям работы МБСНУ:
 - составление антирейтинга ЗУ, выходящих за граничные условия;
 - исключение скважин из антирейтинга до момента попадания в граничные условия (остальные скважины подключаются к байпасу).
3. Формирование целевых функций для работы оптимизатора (максимальный дебит нефти, минимальный дебит газа, максимальный FCF):
 - определение целевых функций для настройки алгоритмов оптимизатора при поиске максимума функции нескольких переменных.
4. Формирование сценариев для расчета на интегрированной модели:
 - в зависимости от ряда параметров (макроэкономических показателей, потенциала, ограничений, имеющихся ресурсов) формируются сценарии расчетов на ИМ.

Затем производятся расчеты с помощью интегрированной модели и разработанного оптимизатора.

1. Настройка оптимизатора для проведения расчетов:
 - описание workflow в рабочей среде оптимизатора с учетом заданных граничных условий, целевых функций, максимального количества итераций расчета и т. д.
2. Проведение расчетов на интегрированной модели:
 - проведение серии расчетов в модели GAP по предварительно описанным сценариям, при этом предусмотрена циклическая обратная связь с оптимизатором для корректировки последующих сценариев расчета на ИМ.

3. Формирование итогового отчета, анализ полученных результатов.

Для решения задачи определения оптимальной комбинации скважин, подключенных к МБСНУ с учетом производственных способностей установки, и определения перспективных участков для установки МБСНУ рассматривались следующие методы оптимизации.

1. SHGO — симплексная гомология глобальной оптимизации.
2. Метод дифференциальной эволюции.
3. Метод имитации отжига.

Данные алгоритмы выбраны исходя из возможности работы с заданными им ограничениями и диапазонами входных параметров. Алгоритм SHGO показывает свою эффективность и корректность работы в ограниченных условиях [4]. Метод дифференциальной эволюции и метод имитационного отжига позволяют находить локальные минимумы, что интересно для реализации поставленной задачи, однако может увести в сторону от глобального оптимума. Метод имитации отжига работает гораздо дольше, однако имеет большой диапазон применимости, следовательно, используется при решении широкого круга задач [1].

Функция оптимизации подбора подключения скважин к МБСНУ основана на упрощенном расчете максимальной выручки от добычи нефти и газа с объекта оптимизации — куста скважин в интегрированной модели выделенного участка. Алгоритм подразумевает переменное подключение скважин к МБСНУ, учитывая ограничения установки.

Для реализации поиска перспективных участков была написана экономическая модель, которая включала результаты расчета интегрированной модели месторождения. В интегрированной модели в зависимости от выбранного из четырех заданных сценариев производились включения МБСНУ на участках, сгенерированных алгоритмом. Таким образом, после нескольких расчетов возможно было выявить лучший вариант. Также во время расчета велся учет исключения результатов, если решение модели системы сбора и транспорта не достигалось, т. е. значения ошибки массового баланса и баланс давлений выходили за допустимые пределы.

В ходе вычислений методы оптимизации шли один за другим, т. е. по окончании одного алгоритма начинал работу следующий. Данное решение было принято с целью увеличения количества вариантов расчета, так как включение установки влияет не только на скважины, подключенные к ней, но и на окружение в сети.

РЕЗУЛЬТАТЫ И КЛЮЧЕВЫЕ ВЫВОДЫ ПРОЕКТА

Сценарий 1

Как было упомянуто ранее, целью реализации данного сценария является предварительная обработка данных, а именно настройка и адаптация интегрированной модели. Анализ его результатов (установка четырех МБСНУ на локацию, выбранные дочерним обществом) однозначно дал положительный результат даже с учетом сепарации части газа на одном из узлов установки. Оценка прироста по добыче нефти составила 151,9 т/сут. Данный сценарий выступает в качестве базисного, относительно него были рассчитаны технологический и экономический эффекты от реализации сценариев 2–4.

Сценарий 2

Сценарий по передислокации четырех текущих МБСНУ характеризует поиск дополнительной ценности без привлечения дополнительных затрат. В результате анализа топ-5 лучших сценариев получены дополнительный прирост по добыче нефти 69 т/сут и снижение упущенной выгоды по газу 33 тыс. м³/сут. Отмечается, что по ряду сценариев алгоритм предлагает установить МБСНУ на одну из текущих локаций.

Сценарий 3

Третий сценарий направлен на оценку потенциала расширения программы МБСНУ и призван оценить эффект от внедрения двух дополнительных МБСНУ при прочих равных условиях (четыре МБСНУ остаются на текущих позициях). По итогам топ-5 лучших сценариев было установлено, что при вводе в эксплуатацию двух новых установок дополнительный прирост по добыче нефти составит 48 т/сут.

Сценарий 4

Четвертый сценарий направлен на подбор кейсов с учетом всех опций и интерференции эффектов (поиск наиболее эффективных локаций для размещения четырех текущих и двух дополнительных МБСНУ). По итогам топ-5 лучших сценариев был получен дополнительный прирост по добыче нефти 96 т/сут относительно сценария, при котором четыре установки размещены на текущих локациях. Кроме того, на основании третьего сценария была выполнена оценка влияния мероприятий по установке МБСНУ на фонд окружения. Согласно результатам анализа выборки 20 лучших кейсов по установке двух дополнительных МБСНУ прирост добычи нефти по фонду окружения (кроме фонда, на котором рассчитаны новые МБСНУ) составляет в среднем до 60 % от прироста по скважинам

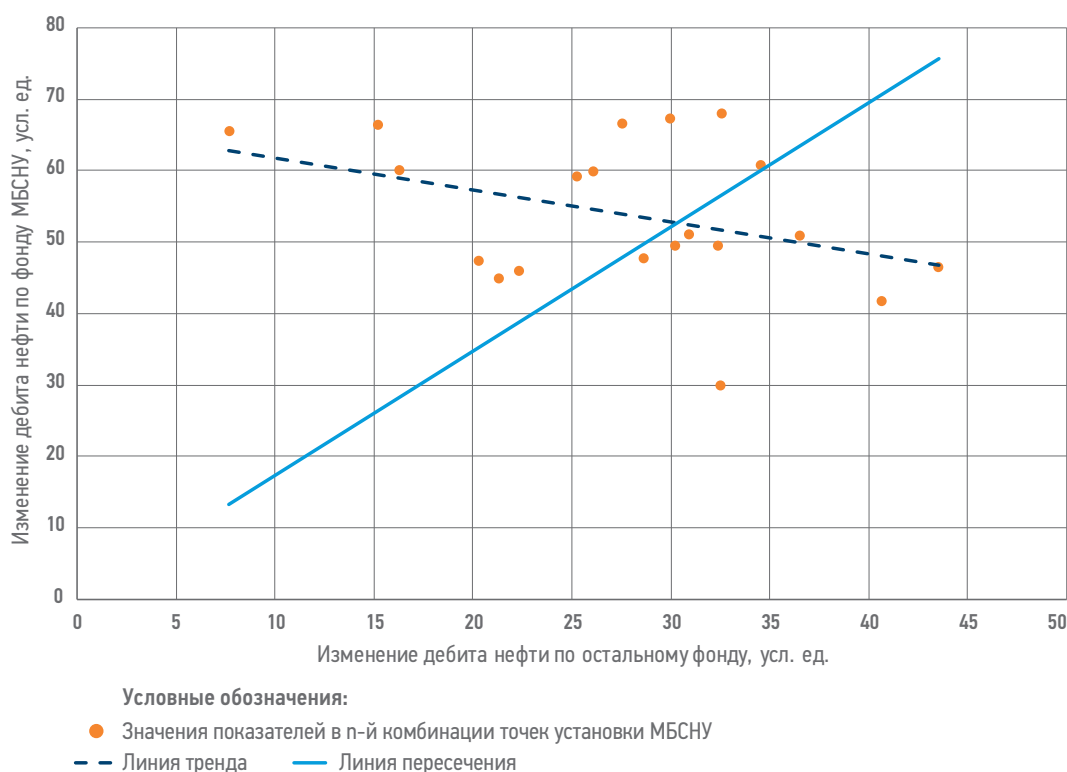


Рис. 2. Отношение прироста дебита нефти по фонду МБСНУ к приросту дебита по остальному фонду.

Составлено авторами

Fig. 2. The ratio of the increase in the oil flow rate for the SBSPU fund to the increase in the flow rate for the rest of the fund. Prepared by the authors

с установленными МБСНУ (рис. 2). А прирост добычи по фонду с МБСНУ и по остальному фонду от общего прироста в среднем составляет 65 и 35 % соответственно (рис. 3), что свидетельствует о значительной интерференции с положительным эффектом по фонду окружения.

В связи с технологическими особенностями работы МБСНУ важно понять величину компенсации отсепарированного газа по фонду окружения, баланс и общий объем сдачи. По той же выборке лучших кейсов прирост компенсации газа по окружению (кроме фонда, на котором рассчитаны новые МБСНУ) составляет в среднем 15 % от технологического режима по кустам с МБСНУ до их установки, что свидетельствует о значительной доле компенсации отсепарированного газа в общем объеме (рис. 4, 5).

Дополнительной опцией развития текущего проекта может стать использование компрессорного оборудования (МКУ) в составе МБСНУ (рис. 1). Суть данной оптимизации заключается в увеличении уровня полезного использования ПНГ после МБСНУ за счет компримирования газа в линию активного (газлифтного) или в отдельную систему сбора с целью его монетизации и повышения эффективности газлифтных систем. Данное решение возможно реализовать

в разработанном инструменте, алгоритм будет производить поиск наиболее эффективных участков для установки МБСНУ, а также подбор оптимального количества компрессорного оборудования в зависимости от его производительности и стоимости. Обзор рынка показал, что серийного компрессорного оборудования, согласно техническому заданию описываемого кейса, не существует. Требуется разработка и изготовление оборудования под конкретную задачу, поэтому предполагается оценка предельных значений стоимости и технических характеристик, включая линейку универсальных типоразмеров МКУ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тематика внедрения оптимизаторов, работа которых основана на алгоритмах анализа больших данных, является сегодня весьма актуальной для большинства отраслей, включая нефтегазовый бизнес. Развитие высокоинтеллектуальных цифровых инструментов является важным направлением создания дополнительной ценности активов. Итоги данного проекта показали, как с помощью инструментов верхнего уровня можно получить новые варианты, что было

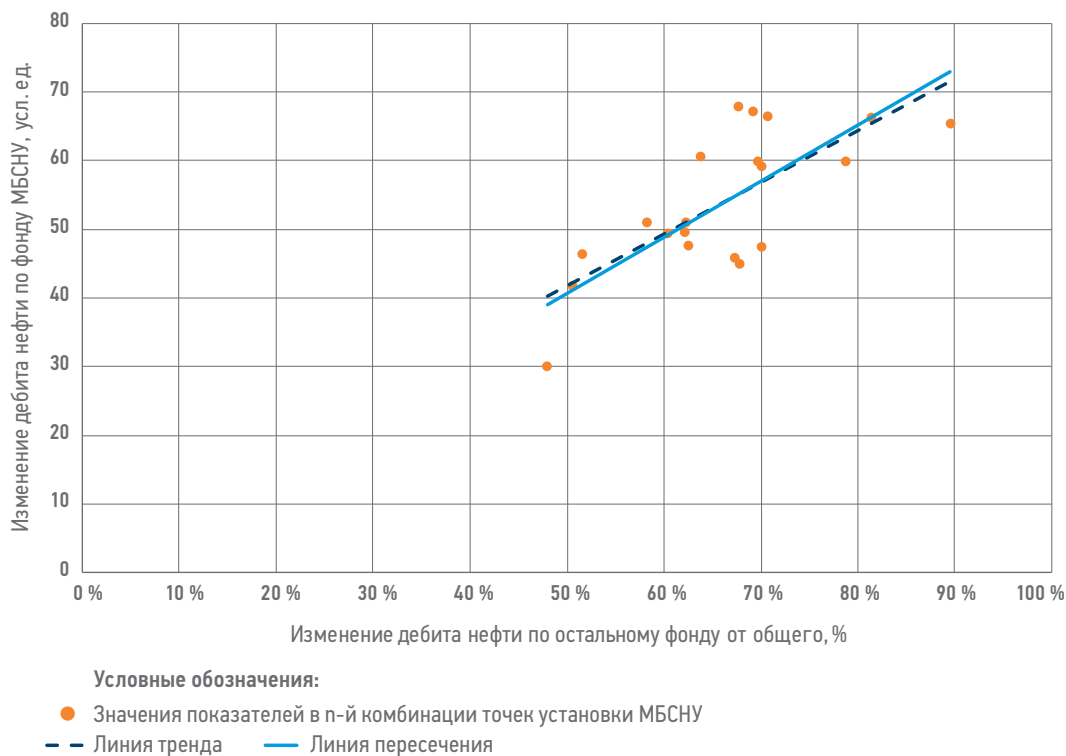


Рис. 3. Отношение прироста дебита нефти по фонду МБСНУ к приросту дебита по остальному фонду в % от общего прироста. Составлено авторами

Fig. 3. The ratio of the increase in the oil flow rate for the SBSPU fund to the increase in the flow rate for the rest of the fund in % of the total increase. Prepared by the authors

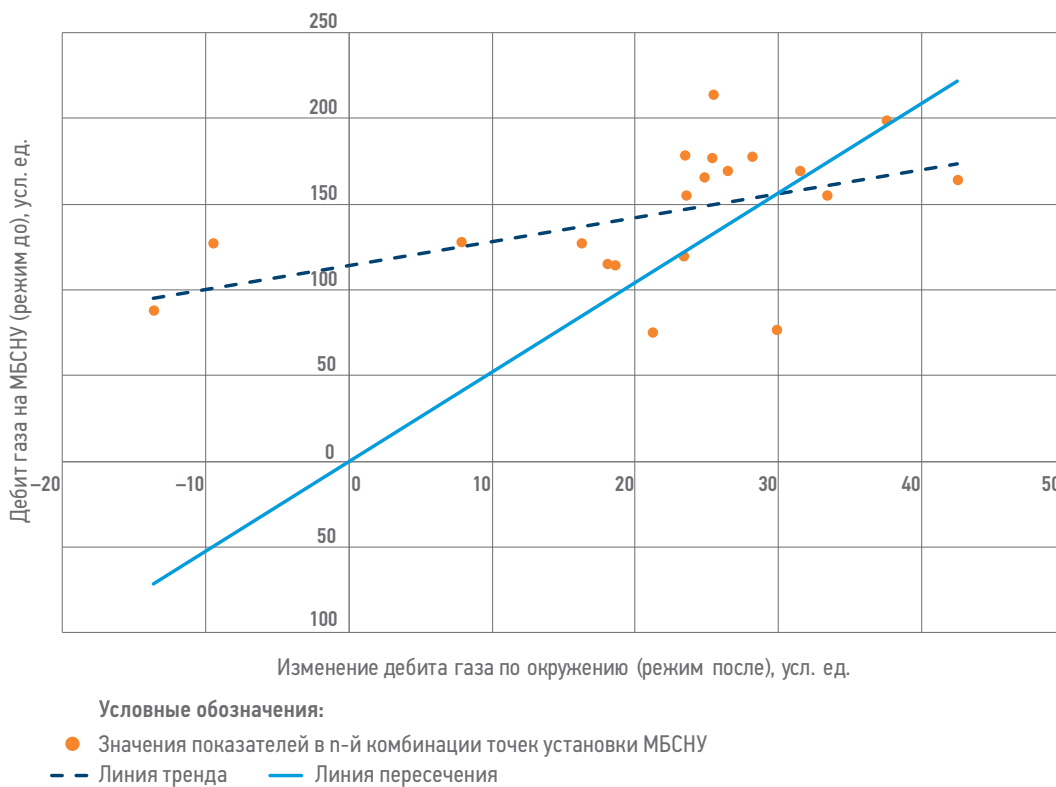


Рис. 4. Отношение дебита газа по фонду МБСНУ (режим до) к приросту дебита по окружению (режим после).
 Составлено авторами
Fig. 4. The ratio of the gas flow rate for the SBSPU fund (before mode) to the increase in the gas flow rate
 for the environment (after mode). Prepared by the authors

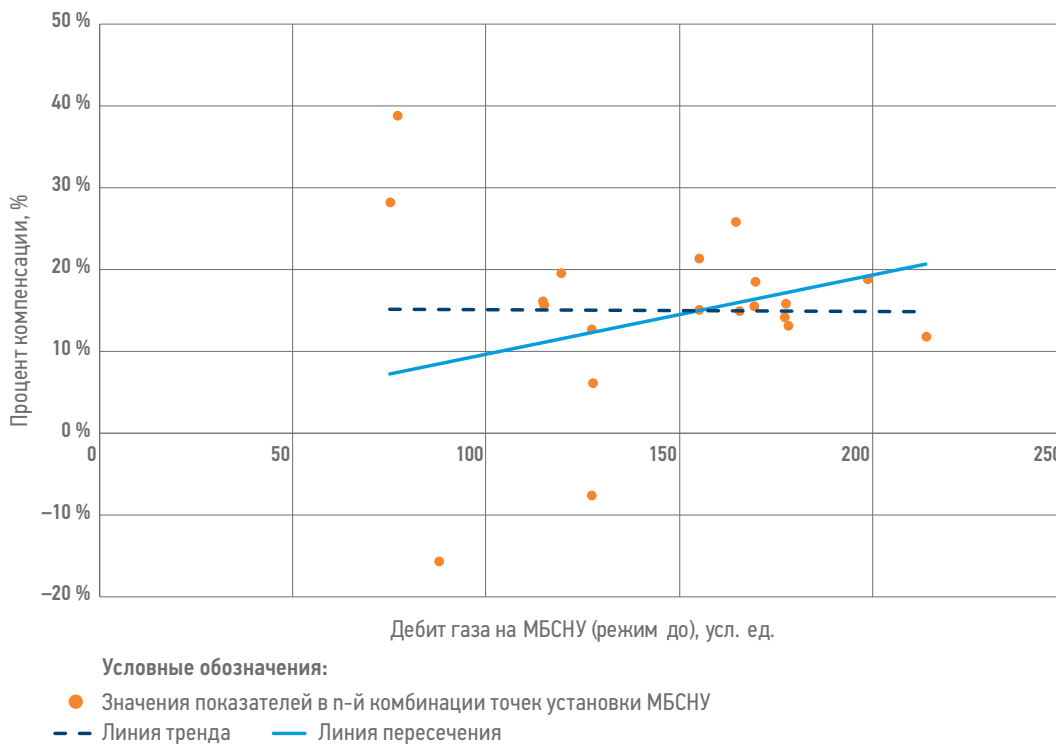


Рис. 5. Отношение процента компенсации дебита газа от окружения к дебиту газа по фонду МБСНУ (режим до).
 Составлено авторами
Fig. 5. The ratio of the percentage of compensation of the gas flow rate from the environment to the gas flow rate
 according to the SBSPU fund (do mode). Prepared by the authors

бы гораздо сложнее без использования оптимизаторов и алгоритмов глубокого анализа данных. Применение вышеописанных инструментов впервые позволило сформировать и проверить набор гипотез по применению МБСНУ для задач оптимизации добычи,

подобрать оптимизационные алгоритмы и создать IT-инструмент по выбору наиболее эффективных локаций для установки данного оборудования, а также значительно сократить время и ресурсы на проведение вычислительных работ на ИМ.

Список литературы

1. Газизов Т.Т. Методы глобальной оптимизации: учебное пособие. — Томск: В-Спектр, 2017. — 24 с.
2. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) [Электронный ресурс]: от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 28.06.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.07.2022) // Консультант Плюс. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/d6bd6dac85569ecf4e95caf1807c8c7584ce82ac/
3. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли / Е.В. Филиппов, Г.Н. Чумаков, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Недропользование. — 2020. — Т. 20. — № 4. — С. 386–400. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.4.7>
4. Тимонов А.В., Шабонас А.Р., Шмидт С.А. Повышение эффективности разработки месторождений за счет применения методов машинного обучения для определения оптимальных режимов работы нагнетательных скважин // SPE-206533-RU. — 2021. — 13 с.

References

1. Gazizov T.T. *Methods of global optimization: tutorial*. — Tomsk: V-Spectrum, 2017, 24 p.
2. The Tax Code of the Russian Federation (part two) [Electronic resource]: dated 05.08.2000 N 117-FZ (as amended on 06/28/2022) (as amended and supplemented, effective from 07/01/2022) // Consultant Plus. Access mode: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/d6bd6dac85569ecf4e95caf1807c8c7584ce82ac/
3. Application of integrated modeling in the oil and gas industry / E.V. Filippov, G.N. Chumakov, I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev // *Subsoil use*, 2020, v. 20, no. 4, pp. 386–400. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.4.7>
4. Timonov A.V., Shabonas A.R., Shmidt S.A. Improving the efficiency of field development through the use of machine learning methods to determine the optimal operating modes of injection wells // SPE-206533-RU, 2021, 13 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.М. Еремеев — принял активное участие в организации и координации работ, оказал экспертную поддержку, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Рязанов — принял активное участие в организации и координации работ, оказал экспертную поддержку, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Сагиров — принял активное участие в организации и координации работ, оказал экспертную поддержку, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

И.В. Титов — разработал концепцию статьи, принял активное участие в организации и координации работ, оказал методологическую поддержку, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Н.П. Сарапулов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял активное участие в организации и координации работ, оказал методологическую поддержку, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Д.Д. Кадочников — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, подготовил модуль расчета экономической эффективности для разработанного инструмента оптимизации, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Афанасьев — подготовил текст статьи, реализовал программную часть работ, выполнил обработку данных и тестирование разработанных алгоритмов.

Dmitry M. Ereemeev — took an active part in the organization and coordination of work, provided expert support, finally approved the published version of the article.

Andrey A. Ryazanov — took an active part in the organization and coordination of work, provided expert support, finally approved the published version of the article.

Alexander A. Sagirov — took an active part in the organization and coordination of work, provided expert support, finally approved the published version of the article.

Ivan V. Titov — developed the concept of the article, took an active part in the organization and coordination of work, provided methodological support, finally approved the published version of the article.

Nikolay P. Sarapulov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took an active part in the organization and coordination of work, provided methodological support, finally approved the published version of the article.

Denis D. Kadochnikov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, prepared the module for calculating economic efficiency for the developed optimization tool, finally approved the published version of the article.

Alexander A. Afanasyev — prepared the text of the article, implemented the software part of the work, performed data processing and testing of the developed algorithms.

И.С. Сенькин — разработал концепцию статьи, участвовал в подготовке текста статьи, участвовал в тестировании разработанных алгоритмов, оказал экспертную помощь.

Ilya S. Senkin — developed the concept of the article, participated in the preparation of the text of the article, participated in testing the developed algorithms, provided expert assistance.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

Андрей Анатольевич Рязанов — операционный директор, ООО «Газпромнефть–Оренбург»
460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1.
e-mail: Ryazanov.AAna@gazprom-neft.ru

Andrey A. Ryazanov — Chief Operating Officer, Gazprom-neft–Orenburg LLC
56/1, Krasnoznamennaya str., 460024, Orenburg, Russia.
e-mail: Ryazanov.AAna@gazprom-neft.ru

Александр Александрович Сагиров — руководитель центра управления добычей, ООО «Газпромнефть–Оренбург»
460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1.
e-mail: Sagirov.AA@gazprom-neft.ru

Alexander A. Sagirov — Head of the Production Management Center, Gazprom-neft–Orenburg LLC
56/1, Krasnoznamennaya str., 460024, Orenburg, Russia.
e-mail: Sagirov.AA@gazprom-neft.ru

Иван Викторович Титов — руководитель программы по формированию бизнес-кейсов газовых опций, ООО «Газпромнефть–Оренбург»
460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1.
e-mail: Titov.IV@gazprom-neft.ru

Ivan V. Titov — Head of Programs for the formation of business cases of gas options, Gazprom-neft–Orenburg LLC
56/1, Krasnoznamennaya str., 460024, Orenburg, Russia.
e-mail: Titov.IV@gazprom-neft.ru

Николай Павлович Сарапулов* — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75-79, литер Д.
e-mail: Sarapulov.NP@gazpromneft-ntc.ru

Nikolay P. Sarapulov* — Project lead, Gazprom-neft STC LLC
75–59 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Sarapulov.NP@gazpromneft-ntc.ru

Денис Дмитриевич Кадочников — ведущий специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75-79, литер Д.
e-mail: Kadochnikov.DD@gazpromneft-ntc.ru

Denis D. Kadochnikov — Leading specialist, Gazprom-neft STC LLC
75–59 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kadochnikov.DD@gazpromneft-ntc.ru

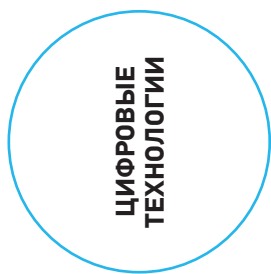
Александр Андриянович Афанасьев — ведущий специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75-79, литер Д.
e-mail: Afanasev.AAnd@gazpromneft-ntc.ru

Alexander A. Afanasiev — Leading specialist, Gazprom-neft STC LLC
75–59 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Afanasev.AAnd@gazpromneft-ntc.ru

Илья Сергеевич Сенькин — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75-79, литер Д.
e-mail: Senkin.IS@gazpromneft-ntc.ru

Ilya S. Senkin — Manager of direction, Gazprom-neft STC LLC
75–59 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Senkin.IS@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



РЕКОНСТРУКЦИЯ КАРТ ГЛУБИН ГРАНИЦ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ГОРИЗОНТОВ С ПОМОЩЬЮ ГЕНЕРАТИВНО-СОСТЯЗАТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Д.А. Ивлев

ООО «Зарубежнефть Ближний Восток», РФ, Москва

Электронный адрес: dm.ivlev@gmail.com

Цель. Показать подход по переносу знаний о структурных формах стратиграфических горизонтов с хорошо изученных территорий на малоизученные с помощью генеративно-сопоставительных сетей.

Материалы и методы. В работе использованы два алгоритма на основе архитектуры генеративно-сопоставительных нейронных сетей. Первый алгоритм StyleGAN2-ADA накапливает в скрытом пространстве нейросети семантические образы геологических форм сначала рельефа горной местности, а затем, с помощью трансферного обучения, — формы структур стратиграфических горизонтов. Вторым алгоритмом, кодер Pixel2Style2Pixel, используя семантический уровень обобщения первого алгоритма, учится реконструировать исходные изображения высокого разрешения из их дискретных копий (технология суперразрешения).

Результаты. Обучены модели для реконструкции, с их помощью из карт по данным 2D-сейсмике получены детализированные реконструкции глубин, сравнимые с качеством карт по 3D-сейсмике. Для двух участков проведена оценка качества реконструкции. Предложено создание вероятностного пространства глубин изучаемой территории, где каждая точка представлена плотностью вероятностного распределения глубин равноправдоподобных реконструированных геологических форм структурных построений изучаемой территории.

Заключение. Предложенный подход позволяет создать вероятностное представление о возможных формах границ стратиграфических горизонтов на основе знаний об уже изученной территории. Корректность реконструкции зависит от репрезентативности данных в высоком разрешении для обучения моделей и от исходных структурных карт для реконструкции — насколько точно они отражают динамику изменения абсолютных отметок изучаемого горизонта.

Ключевые слова: машинное обучение, реконструкция структурных карт, генеративно-сопоставительные сети, GAN, StyleGAN2-ADA, Pixel2Style2Pixel, трансферное обучение, сейсмика 2D, сейсмика 3D, рельеф, суперразрешение, мультимодальный синтез, вероятностное пространство правдоподобных реконструкций

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ивлев Д.А. Реконструкция карт глубин границ стратиграфических горизонтов с помощью генеративно-сопоставительных сетей. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):188–197. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-188-197>

Статья поступила в редакцию 17.08.2022

Принята к публикации 01.11.2022

Опубликована 31.03.2023

SUBSURFACE DEPTHS STRUCTURE MAPS RECONSTRUCTION WITH GENERATIVE ADVERSARIAL NETWORK

Dmitry A. Ivlev

Zarubezhneft Middle East LLC, RF, Moscow

E-mail: dm.ivlev@gmail.com

Aim. Show an approach to transferring knowledge about the structural forms of stratigraphic horizons from well-studied territories to little-studied ones using generative-adversarial networks.

Materials and methods. The work uses two algorithms based on the architecture of generative adversarial neural networks. The first StyleGAN2-ADA algorithm accumulates in the latent space of the neural network semantic images of geological forms, first of the mountainous terrain, and then, using transfer learning, the forms of structures of stratigraphic horizons. The second algorithm, the Pixel2Style2Pixel encoder, using the semantic level of generalization of the first algorithm, learns to reconstruct high-resolution original images from their discrete copies (super-resolution technology).

Results. Models for reconstruction were trained, with their help, detailed depth reconstructions were obtained from maps based on 2D seismic data, comparable to the quality of maps from 3D seismic. For two sites, an assessment of the quality of reconstruction was carried out. It is proposed to create a probabilistic space of depths of the study area, where each point is represented by the density of the probability distribution of depths of equally plausible reconstructed geological forms of structural constructions of the study area.

Conclusion. The proposed approach makes it possible to create a probabilistic representation of the possible forms of the buried relief within the framework of knowledge about the already studied territory. The correctness of the reconstruction depends on the representativeness of the high-resolution data for training and on the initial structural maps for reconstruction — how accurately they reflect the dynamics of changes in the absolute elevations of the studied horizon.

Keywords: machine learning, structural map reconstruction, generative-adversarial networks, GAN, StyleGAN2-ADA, Pixel2Style2Pixel, transfer learning, 2D seismic, 3D seismic, relief, super-resolution, multimodal synthesis, probabilistic space of plausible reconstructions

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

For citation: Ivlev D.A. Subsurface depths structure maps reconstruction with generative adversarial network. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):188–197. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-188-197>

Manuscript received 17.08.2022

Accepted 01.11.2022

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Картирование глубин стратиграфических границ недр является ключевым компонентом геологоразведки и поиска подземных резервуаров. Геостатистические подходы к картированию недр в значительной степени зависят от локальных исходных данных. Наилучшее качество структурных построений в настоящее время обеспечивают сейсморазведочные работы МОГТ 3D в сочетании с бурением и исследованием скважин. Однако большая часть перспективной территории покрыта только сейсморазведочными работами МОГТ 2D. В условиях малой изученности, геостатистические методы имеют ограничения по использованию знаний с прилегающих и хорошо изученных территорий. До широкого проникновения в отрасль обработки данных на компьютерах недостаток информации компенсировался интуицией геолога, который реконструировал территорию с учетом своего опыта картирования участков с лучшей изученностью. В этой работе представлен подход к созданию подобной «интуиции» на основе предыдущего опыта путем реконструкции карт глубин границ стратиграфических горизонтов в условиях недостаточности информации с использованием моделей генеративно-состязательных сетей (GAN), обученных на пространственных данных высокого разрешения. В каком-то смысле представленный в статье подход — это возврат к традиции на новом технологическом уровне.

МЕТОД

В работе использован метод суперразрешения — процесс восстановления изображения высокого разрешения из исходного файла с низким разрешением. Особенностью метода

является то, что изображение низкого разрешения не содержит дополнительной информации, эта информация реконструируется в высокое разрешение с помощью нейронной сети, способной к обобщению на высоком семантическом уровне.

Выбор данного метода для реконструкции исходит из предпосылки о том, что структурные карты МОГТ 2D — это в некоторой степени карты МОГТ 3D с низкой дискретизацией, по которым из накопленных представлений нейронной сети о возможных формах геологических форм структур есть возможность восстановить варианты высокого разрешения исследуемой территории. Так, с помощью одной нейронной сети, формируется семантическая «база данных» о формах рельефа, а задача сводится к тому, чтобы другой нейросетью-кодировщиком, выбрать из нее такую форму высокого разрешения, которая при снижении размерности изображения (деградации) совпадала с исходным изображением низкого разрешения. Задача изначально относится к классу некорректно поставленных, так как не имеет единственного решения. Однако это может быть полезным, так как в зависимости от качества исходных данных позволяет сформировать вероятностное пространство возможных форм из комбинации реально существующих, на которых проводилось обучение. Метод реконструкции реализован с помощью двух алгоритмов генеративно-состязательных нейронных сетей: StyleGAN2-ADA и Pixel2Style2Pixel (рис. 1).

Генеративно-состязательные сети (GAN) — алгоритм машинного обучения без учителя, построенный на комбинации из двух нейронных сетей, одна из которых (генеративная сеть) генерирует образцы, а другая (дискриминационная сеть) старается отличить правильные («подлинные») образцы от неправильных. Генеративная



Рис. 1. Алгоритм реализации метода реконструкции. Составлено автором
Fig. 1. Algorithm for implementing the reconstruction method. Prepared by the author

и дискриминационная нейронные сети имеют противоположные цели — создать образцы, и отбраковать образцы, между ними возникает антагонистическая игра [1]. StyleGAN (Style Generative Adversarial Network) является расширением архитектуры GAN, которая картирует скрытые слои сети для сопоставления точек в скрытом пространстве с промежуточным скрытым пространством и использует промежуточное скрытое пространство для управления стилем в каждой точке модели генератора с дополнительным введением шума как источника вариаций в каждой точке модели генератора. Полученная модель способна не только генерировать впечатляющие фотореалистичные высококачественные фотографии, но также предлагает контроль над стилем сгенерированного изображения на разных уровнях детализации за счет изменения векторов стиля и шума [2]. Согласно авторам StyleGAN для обучения высококачественной модели требуется от 50 000 и более обучающих изображений. Каждое изображение должно содержать семантический образ для последующей реконструкции. Семантический образ в данной задаче — это структурный элемент формы рельефа или комплекс элементов. Несмотря на повторяемость этих форм в некотором диапазоне масштабов (фрактальности), в данном исследовании отсутствует возможность обеспечить необходимое количество обучающих изображений необходимого качества с использованием данных о стратиграфических структурных поверхностях, полученных сейсморазведкой МОГТ 3D из-за

относительно малого охвата этими работами изучаемой территории. Для преодоления этого ограничения использовался подход трансферного обучения (Transfer Learning) — глубокое обучение, при котором осуществляется изучение новой задачи за счет передачи знаний из связанной задачи, которая уже была решена. Одна из причин применения данного подхода связана с тем, что для трансферного обучения уже обученной модели (базовой модели) требуется значительно меньшая выборка из схожего домена новых обучающих данных. Для обучения базовой модели StyleGAN2-ADA использовалась цифровая модель рельефа дневной поверхности горной местности от Shuttle Radar Topography Mission (SRTM), номера листов 51–05, 56–02, 56–06. Эмпирическим путем для обучающей выборки определены следующие параметры изображения: размер изображения 128×128 пикселей, включающий площадь 12,8×12,8 км; оттенками серого кодируется спектр от минимума значения высот (черный) к максимуму (белый) в окне выбранного размера. Применяя эти параметры к данным SRTM, получена выборка из 95 338 обучающих изображений. В работе использовался алгоритм StyleGAN2-ADA с механизмом расширения адаптивного дискриминатора, который значительно стабилизирует обучение в режимах с ограниченными данными [3]. Данная реализация поддерживает изменение (augmentation) обучающих изображений в процессе тренировки алгоритма; так, для обучения были применены все доступные формы изменения, кроме изменения

цветности. Обучение проводилось на одном графическом процессоре NVIDIA RTX 2090ti с настройками гиперпараметров по умолчанию и скоростью обучения 5×10^{-4} . Дискриминатору лучшей модели в процессе обучения были показаны 105 729 тысяч изображений (kimg). Качество обученной модели определялось метрикой FID (мера сходства между двумя наборами данных изображений). Показано, что данная метрика хорошо коррелирует с человеческим суждением о качестве изображения и чаще всего используется для оценки качества образцов генеративно-состязательных сетей [4]. FID рассчитывается путем вычисления расстояния Фреше между двумя гауссианами, подходящими для представления характеристик начальной сети. В процессе обучения FID снизился со 183 до 8,1 на 92 376 kimg; далее, после увеличения числа предъявляемых изображений дискриминатору (до 105 729 kimg), изменения FID не наблюдалось, обучение модели было остановлено, получена базовая модель для трансферного обучения (STG2 Mountains Model).

Для трансферного обучения создана обучающая выборка из структурных карт, полученных по результатам сейсморазведки 3D со специализацией на нефтегазовых областях — Красноленинской и Флоровской в Западной-Сибири и целевым горизонтом — кровлей баженовской свиты. Применены следующие параметры для изображений: размер изображения 128×128 пикселей охватывает площадь $12,8 \times 12,8$ км, оттенками серого кодируется спектр от минимума значения абсолютных отметок (белый) к максимуму (черный) в окне выбранного размера, изображение генерируется с шагом 3,2 км по горизонтали и вертикали, таким образом, достигается увеличение выборки за счет перекрытия между площадями. Количество полученных изображений составило 154 единицы. Для увеличения обучающей выборки над изображениями произведен ряд преобразований: вертикальное и горизонтальное отражение, целочисленные повороты, геометрические преобразования. Сформирован набор из 3 155 изображений. При трансферном обучении на столь ограниченном наборе данных наблюдалось переобучение дискриминатора, в результате это приводило к коллапсу состязательного обучения. Для стабилизации обучения в обучающую выборку добавлены изображения горного рельефа, по форме геологических структур схожие с изображениями, полученными по 3D-сейсмике. Смешанная обучающая выборка составила 10 000 изображений.

В ходе трансферного обучения при демонстрации дискриминатору 21 132 kimg был достигнут FID 12,2. Дальнейшее обучение не изменяло данную метрику, на 40 000 kimg обучение было остановлено. Получены веса модели STG2 Transfer Subsurface Model для обучения модели суперразрешения (рис. 1).

ГЕНЕРАТИВНО-СОСТЯЗАТЕЛЬНЫЕ СЕТИ — АЛГОРИТМ, ПОСТРОЕННЫЙ НА КОМБИНАЦИИ ИЗ ДВУХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ, ОДНА ИЗ КОТОРЫХ ГЕНЕРИРУЕТ ОБРАЗЦЫ, А ДРУГАЯ СТАРАЕТСЯ ОТЛИЧИТЬ ПРАВИЛЬНЫЕ ОБРАЗЦЫ ОТ НЕПРАВИЛЬНЫХ.

Для реализации метода суперразрешения использован алгоритм Pixel2Style2Pixel (pSp) — это кодировщик StyleGAN2, который использует многомасштабную структуру генератора StyleGAN2 для проецирования реальных изображений в скрытое пространство с возможностью попиксельного обучения на данных низкого и высокого разрешения [5].

С помощью модели STG2 Transfer Subsurface Model сгенерирован набор обучающих данных из 50 000 изображений, 80 % которых отнесены в тренировочную выборку, а 20 % — в тестовую. Для кодировщика использована обученная трансферная модель STG2 Transfer Subsurface Model, а для расчета функции потерь схожести — модель ResNet-50, обученная на наборе данных MOCOv2 [6].

Выбор функции потерь имеет решающее значение для кодировщика, и от него напрямую зависит качество реконструкции. Так, кодировщик pSp обучается с использованием взвешенной комбинации нескольких функций. Используется попиксельная функция потерь \mathcal{L}_2 :

$$\mathcal{L}_2(x) = \|x - pSp(x)\|_2,$$

где x — входное изображение; $pSp(x) = G(E(x))$ — выход, возвращаемый pSp , определенный сетью кодировщика $E(\cdot)$ и сетью генераторов $G(\cdot)$.

Для того чтобы узнать сходство восприятия, используется функция потерь \mathcal{L}_{LPIPS} , которая лучше сохраняет качество изображения:

$$\mathcal{L}_{LPIPS}(x) = \|F(x) - F(pSp(x))\|_2,$$

где $F(\cdot)$ — экстрактор перцептивных признаков.

$$\mathcal{L}_{MOCO}(x) = 1 - \langle R(x), R(pSp(x)) \rangle,$$

где R — нейронная сеть архитектуры ResNet-50, обученная на данных MOCOv2.

Таблица 1. Финальные значения функций потерь при обучении модели pSp
Table 1. Final values of the loss functions during training the pSp model

\mathcal{L}_2	\mathcal{L}_{LPIPS}	\mathcal{L}_{MOCO}	\mathcal{L}
0,02	0,22	0,17	0,28

Так, \mathcal{L}_{MOCO} побуждает кодировщик минимизировать косинусное сходство между вложениями признаков реконструированного изображения и его исходного изображения. \mathcal{L}_{MOCO} может быть применен в любой произвольной области из-за общего характера извлеченных признаков.

Функция общих потерь определяется как:

$$\mathcal{L}(x) = \lambda_1 \mathcal{L}_2(x) + \lambda_2 \mathcal{L}_{LPIPS}(x) + \lambda_3 \mathcal{L}_{MOCO}(x),$$

где $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ — константы, определяющие веса функций потерь.

Модель инициализировалась со следующими весами функции потерь: $\lambda_1 = 1, \lambda_2 = 0,8$ и $\lambda_3 = 0,2$. Алгоритм pSp был модифицирован в части метода понижения размерности изображений при обучении, так, случайным образом применялись фильтры дискретизации:

nearest, box, bilinear, hamming, bicubic, lanczos. Использовался понижающий коэффициент деградации $\times 16$. Остальные гиперпараметры оставлены по умолчанию.

Обучение велось до стабилизации в минимальных значения функции общих потерь. Итоговые показатели функций потерь приведены в **табл. 1**.

Данные значений функций потерь в сравнении с результатами из статьи [6] можно считать приемлемыми для целей и задач реконструкции методом суперразрешения.

ЭКСПЕРИМЕНТ

Для эксперимента выбраны два участка А и В (**рис. 2**) размером $12,8 \times 12,8$ км, данные по которым были исключены из обучающей выборки при трансферном обучении. На этих участках проведена оценка качества реконструкции структурных построений с помощью итоговой модели суперразрешения с помощью итоговой модели суперразрешения (pSp) целевого горизонта (кровля баженновской свиты). Данные участки имеют характерные формы структур для Красноленинской

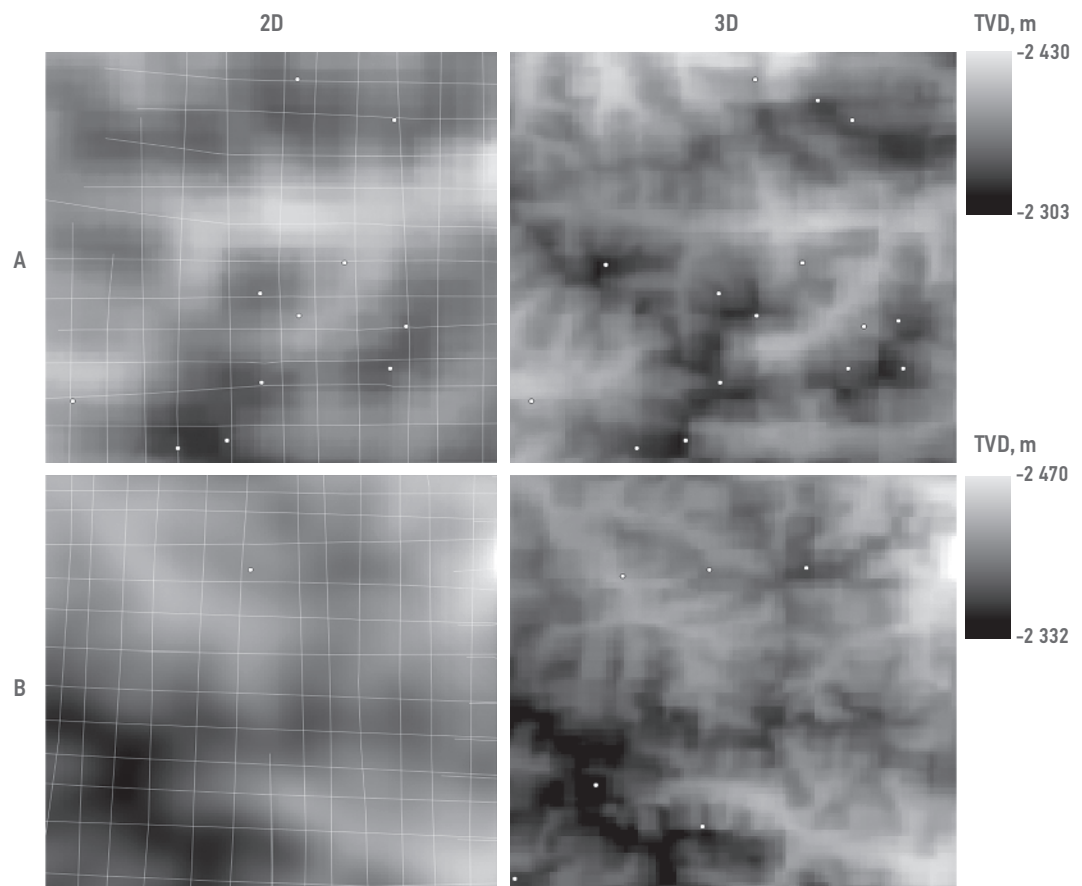


Рис. 2. Структурные карты глубин по результатам 2D- и 3D-сейсморазведки, для участков А и В. Белые линии — сейсмические профили сейсморазведки 2D. Белые точки — положения пробуренных скважин. Составлено автором
Fig. 2. Depths structure maps based on the results of 2D and 3D seismic data acquisition for the blocks A and B. White lines — 2D seismic lines. White dots — well locations. Prepared by the author

и Флоровской нефтегазовых областей. Расстояние между ними около 16 км. В разное время на них были последовательно проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2D и 3D. На участке А в 2004 году проведена обработка и интерпретация сейсморазведки МОГТ 2D объемом 278,15 пог. км с привлечение данных по 11 поисковым и разведочным скважинам. На участке В закончена сейсморазведка МОГТ 2D в 2003 году объемом 323,48 пог. км на, участке к этому времени была пробурена одна скважина. Белыми

линиями на **рис. 2** показаны профили сейсморазведочных работ МОГТ 2D, а белыми точками — местоположение вертикальных скважин. В 2012 году на значительной территории в этом районе была проведена сейсморазведка МОГТ 3D, в ее покрытие входили выбранные участки, средняя кратность наблюдений по площади составила 81. К этому времени на участке А было пробурено 14 скважин, а на участке В — 6 скважин (**рис. 2**). Данные абсолютных отметок структурных построений по 2D-сейсмике кодировались

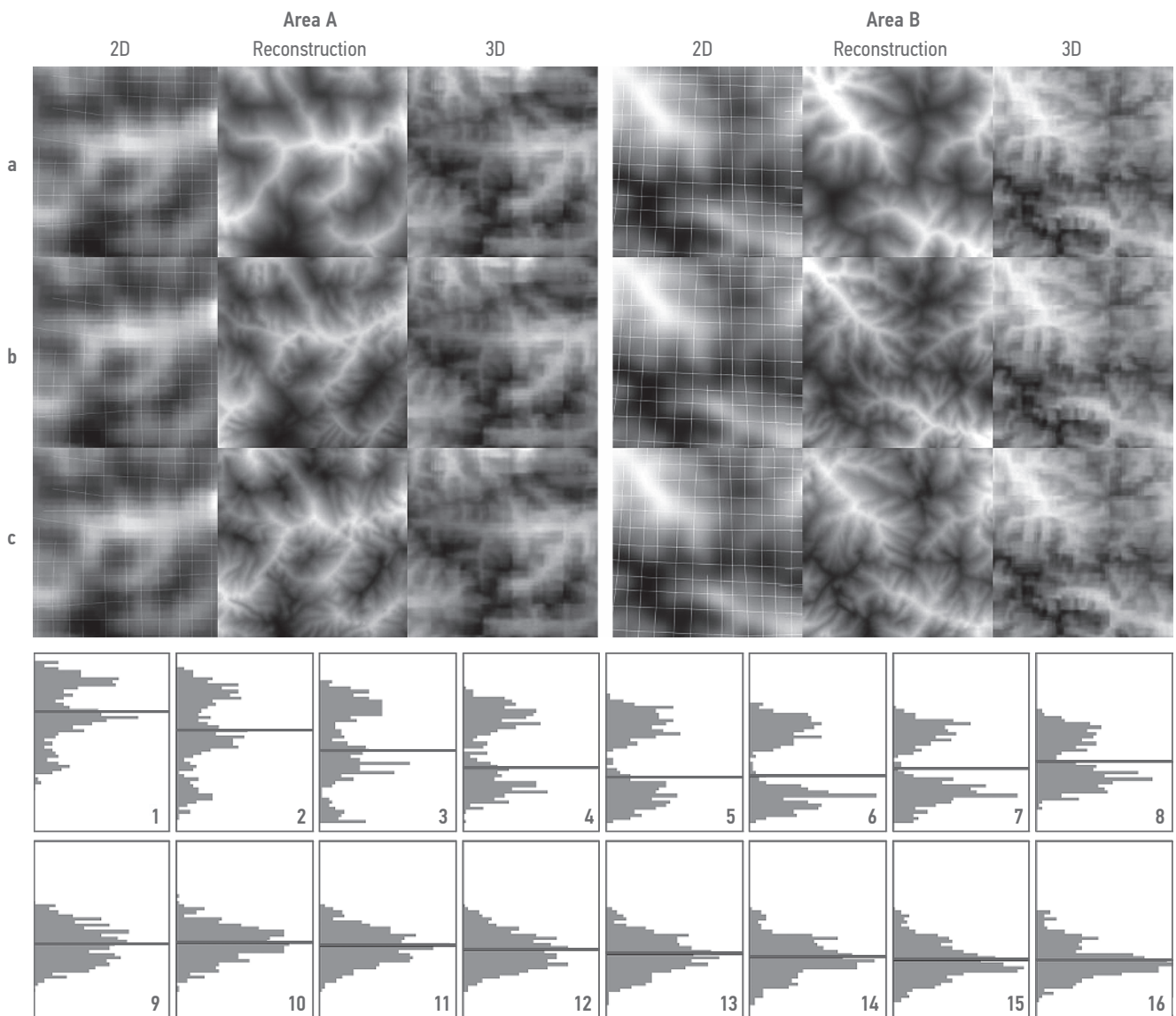


Рис. 3. Примеры вариаций реконструкции с применением мультимодального вывода кодировщика pSp для участка А (слева), для участка В (справа). Колонка 2D — входное изображение. Колонка Reconstruction — мультимодальный вывод модели в вариантах: а, b, с. Колонка 3D — карты по результатам сейсморазведки 3D. Изображения представлены в унифицированных для каждого участка градациях серого. Белые линии — профили сейсморазведки 2D. Снизу по центру — плотности вероятностного распределения реконструированных глубин по результатам мультимодального синтеза в последовательности из 16 точек для участка В. Черная горизонтальная линия на гистограммах — значение абсолютной отметки глубины по 2D-сейсмике в данной точке. Составлено автором

Fig. 3. Examples of reconstruction variations using multimodal output of the pSp encoder for area A (left), for area B (right). The 2D column is the input image. The Reconstruction column is a multi-modal output of the model in variants: a, b, c. The column is a 3D map based on the results of 3D seismic exploration. The images are presented in unified grayscale for each area. The white lines are 2D seismic survey profiles. From the bottom to the center — the density of the probability distribution of the reconstructed depths according to the results of multi-modal synthesis in a sequence of 16 points for area B. The black horizontal line on the histograms is the value of the absolute depth mark according to 2D seismic at this point.

Prepared by the author

оттенками серого от максимума (черный цвет) к минимуму (белый цвет) и переводились в формат растровых изображений jpg с разрешением 128×128 пикселей. Изображения подавались на вход обученной нейронной сети pSp как изображения низкого разрешения с дискретизацией ×16. На выходе реконструированное изображение денодировалось из оттенков серого в глубины g с помощью формулы:

$$r = F(p, L(p, h)), \quad (1)$$

где h — значения глубин структурной карты 2D; p — значения пикселей изображения в оттенках серого (0 — 255); $L(\cdot)$ — функция восстановления коэффициентов линейной регрессии; $F(\cdot)$ — функция линейной регрессии. Принимая во внимание, что данная задача реконструкции не имеет однозначного решения, а сопоставление изображения в низком разрешении с изображением в высоком разрешении является сопоставлением «один ко многим», использовался мультимодальный синтез со смешением стилей для получения различных вариантов правдоподобных реконструкций. Мультимодальный синтез со смешиванием стилей осуществляется с помощью архитектуры кодировщика pSp путем отбора нескольких векторов стилей и выполнением смешивания стилей на тонкоуровневых скрытых векторах кодированного изображения [5]. Для каждого участка были сгенерированы 1000 вариантов реконструкции.

На **рис. 3** в колонке Reconstruction показана флуктуация форм от варианта к варианту в сравнении с картами по 2D- и 3D-сейсмике. На основе объединения результатов мультимодального синтеза сформировано вероятностное пространство изучаемой территории, где каждая точка представлена плотностью вероятностного распределения из 1000 равно правдоподобных значений глубин (**рис. 3**). Так, некоторые вероятностные распределения обладают одной модой, но часть распределений имеют множественную модальность, что характерно для участков, в которых модель имеет несколько отличающихся версий реконструкции. Возможны различные манипуляции с вероятностным пространством реконструированных образов методами геостатистики. С целью анализа качества реконструкций из вероятностного пространства выбраны медианные значения глубин — pSp (P50).

На **рис. 4** показаны карты абсолютных глубин (TVD), полученные разными методами, и карты разности между исходными картами и реконструкцией.

В целом отмечается визуальное сходство между реконструкцией и исходными картами сейсмике 2D (**рис. 4**). Модель хорошо воссоздает из карт сейсморазведки 2D детализированные формы структур. Наблюдается влияние на формы структур реконструкции карт глубин домена изображений рельефа дневной поверхности. На картах разности между исходными картами и реконструкцией выделяются как области со значительными отклонениями, так и области с относительно небольшими отличиями.

Построены кросс-плоты между парами значений глубин: 2D и 3D, pSp(P50) и 2D, pSp(P50) и 3D, нанесены кривые линейной регрессии и коэффициент Пирсона для каждой пары (**рис. 5**).

Высокий коэффициент корреляции между исходной картой 2D и реконструкцией (pSp_P50) обусловлен методом декодирования цвета изображения в глубины с помощью линейной регрессии, согласно формуле (1). Так, для области А коэффициент Пирсона составил 0,9456, для области В — 0,9339 (**рис. 5**). Отмечается, что при низких значениях корреляции между структурными построениями по сейсмике 2D и 3D, реконструированные глубины будут также слабо скоррелированы с результатами сейсморазведки 3D (**рис. 5**). В то же время, если данные по сейсморазведке 2D воспроизводят тенденции изменения глубин захороненного рельефа, алгоритм реконструкции на основе сематических образов, сформированных во время обучения на изображениях высокого разрешения, подбирает правдоподобные геологические формы (**рис. 4**), сохраняет корреляционную связь между значениями глубин (**рис. 5**).

Выводы

В статье продемонстрирован метод реконструкции структурных карт глубин детализированного разрешения, обычно получаемых после сейсморазведочных работ МОГТ 3D по данным карт глубин сейсморазведки МОГТ 2D. Метод использует два алгоритма на основе архитектуры генеративно-состязательных нейронных сетей. Первый алгоритм StyleGAN2-ADA накапливает в скрытом пространстве нейросети семантические образы форм сначала рельефа горной местности, а затем с помощью трансферного обучения в идеале, — формы структур границ стратиграфических горизонтов. Вторым алгоритмом, кодер Pixel2Style2Pixel, используя семантический уровень обобщения первого алгоритма, учится реконструировать исходные изображения высокого разрешения из их

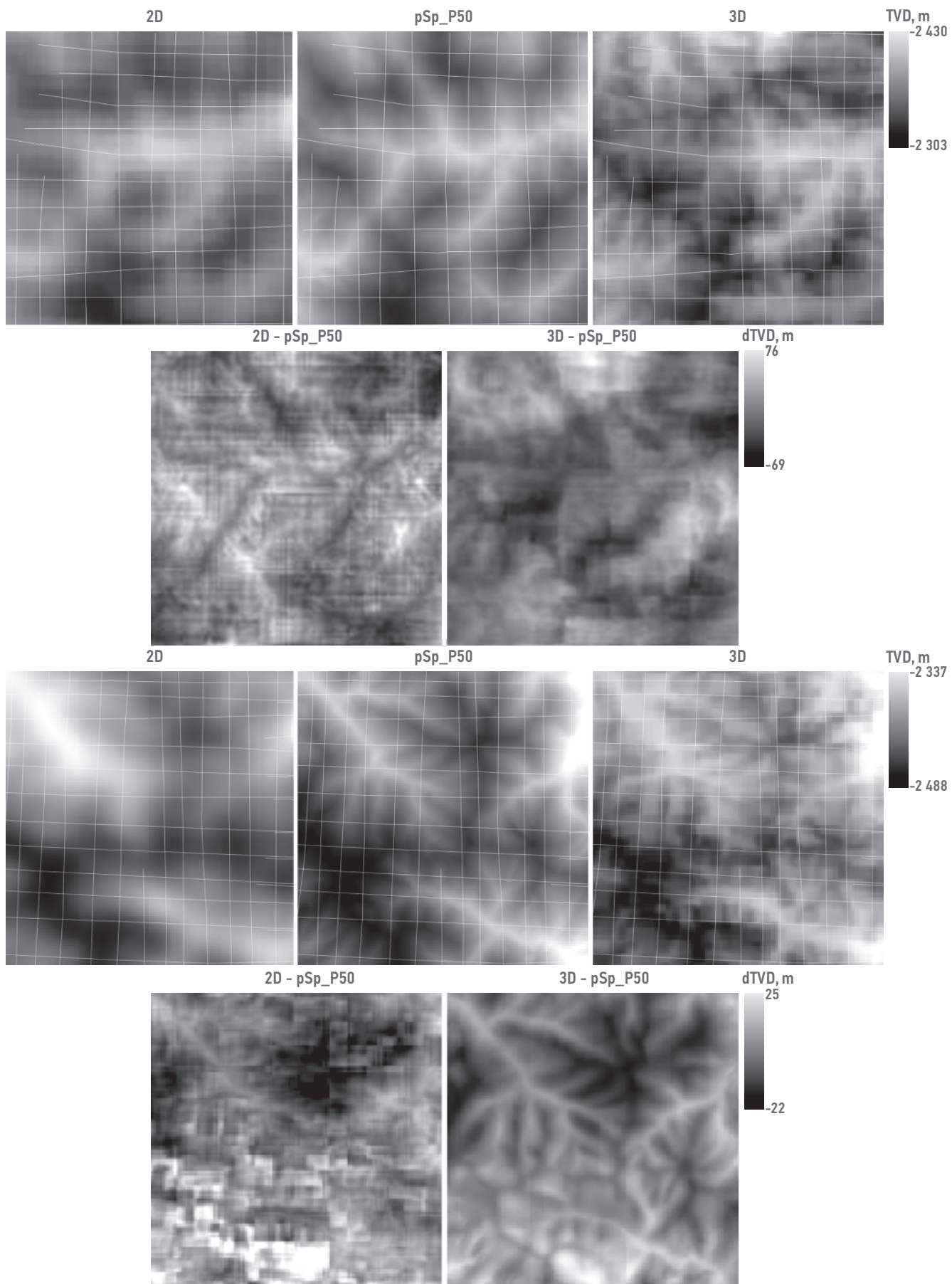


Рис. 4. Участок А сверху, участок В снизу. Карты абсолютных отметок глубин: а) 2D, б) pSp (P50), в) 3D и карты разностей между исходными картами и реконструкцией: д) 2D — pSp (P50), е) 3D — pSp (P50). Белыми линиями указаны сейсмические профили 2D. Составлено автором

Fig. 4. Area A above, area B below. TVD maps: а) 2D, б) pSp (P50), в) 3D and maps of differences between the original maps and reconstruction: д) 2D — pSp (P50), е) 3D — pSp (P50). The white lines indicate 2D seismic profiles. Prepared by the author

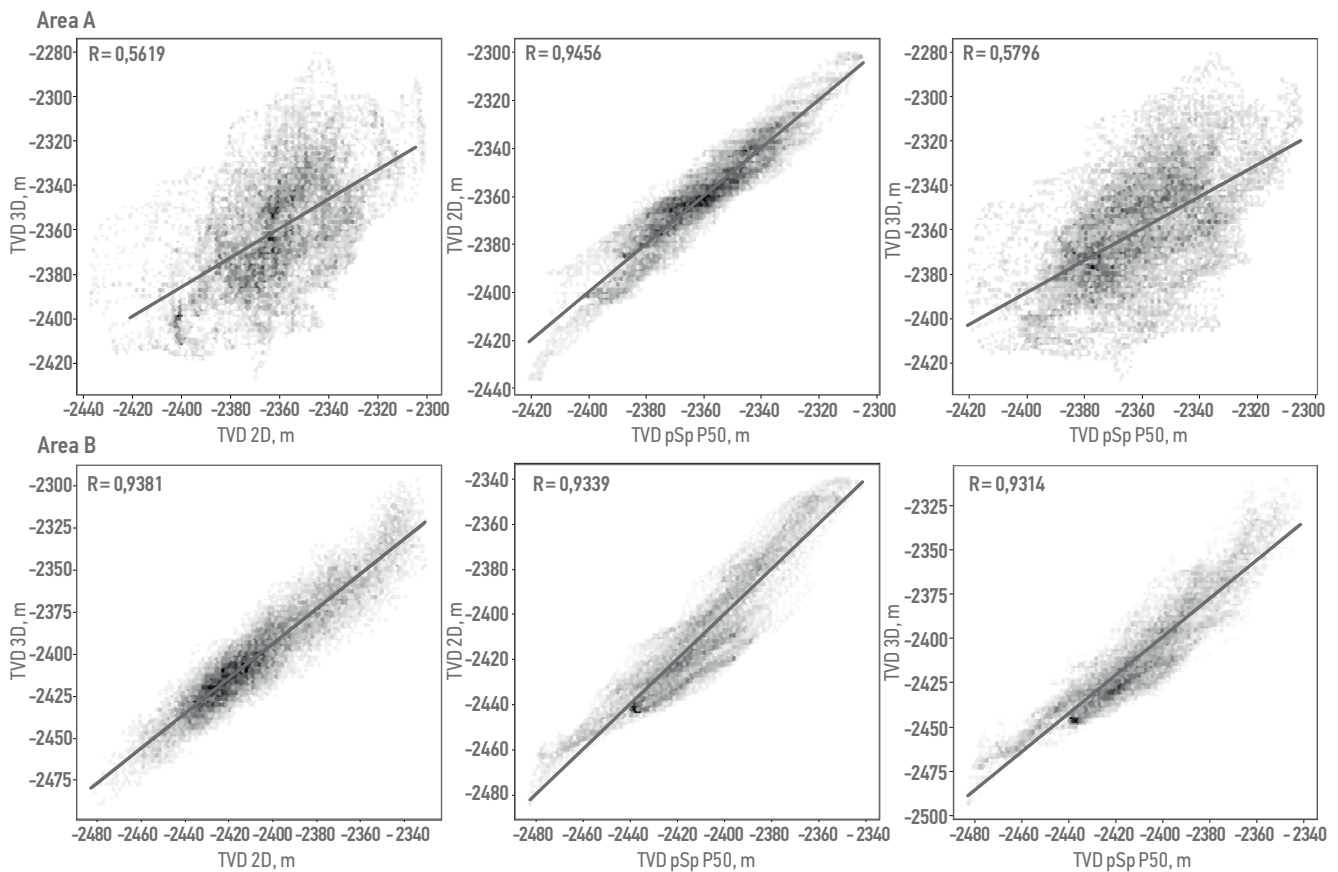


Рис. 5. Кросс-плоты между значениями глубин для участков А (сверху) и В (снизу) слева направо: 2D vs 3D, pSp (P50) vs 2D и pSp (P50) vs 3D.
Составлено автором
Fig. 5. Cross-rafts between the depth values for areas A (top) and B (bottom) from left to right: 2D vs 3D, pSp (P50) vs 2D and pSp (P50) vs 3D.
Prepared by the author

деградированных копий (технология супер-разрешения).
Продемонстрирован методический подход по переносу знаний о структурных формах границ стратиграфических горизонтов с хорошо изученных территорий на малоизученные. С помощью мультимодального синтеза кодировщика Pixel2Style2Pixel предложено создание вероятностного пространства глубин, где каждая точка изучаемой территории представлена плотностью вероятностного распределения глубин равно правдоподобных реконструированных геологических форм структурных построений.
Для двух участков проведена оценка качества реконструкции. С помощью данного метода из карт по данным 2D-сейсмике получены правдоподобные детализированные реконструкции глубин, сравнимые с качеством карт по 3D-сейсмике.

Показано, что качество реконструкции зависит от качества исходной карты, построенной по данным 2D-сейсморазведки, и ее корреляции с глубинами границ изучаемого стратиграфического горизонта.
Данный подход может использоваться как один из инструментов для построения вероятностных карт глубин, совместно с геостатистическими методами, создавая представления о возможных структурных и геологических особенностях изучаемой территории.
Метод масштабируется, и при поступлении новых данных в высоком разрешении с помощью предложенного подхода, используя трансферное обучение, модели могут быть усовершенствованы или адаптированы к специфике района исследования и целевого стратиграфического горизонта.

Список литературы / References

1. Goodfellow I., Pouget-Abadie J., Mirza M., Xu B., Warde-Farley D., Ozair S., Courville A., Bengio Y. Generative adversarial nets. *NIPS*, 2014, vol. 27.
2. Karras T., Laine S., Aittala M., Hellsten J., Lehtinen J., Aila T. *Analyzing and improving the image quality of stylegan*. arXiv:1912.04958, 2020.

3. Karras T., Aittala M., Hellsten J., Laine S., Lehtinen J., Aila T. Training Generative Adversarial Networks with Limited Data. arXiv:2006.06676, 2020.
4. Heusel M., Ramsauer H., Unterthiner T., Nessler B., Hochreiter S. GANs Trained by a Two Time-Scale Update Rule Converge to a Local Nash Equilibrium. arXiv:1706.08500, 2017.
5. Richardson E., Alaluf Y., Patashnik O., Nitzan Y., Azar Y., Shapiro S., Cohen-Or D. Encoding in Style: a StyleGAN Encoder for Image-to-Image Translation. arXiv:2008.00951, 2020.
6. Tov O., Alaluf Y., Nitzan Y., Patashnik O., Cohen-Or D. Designing an Encoder for StyleGAN Image Manipulation. arXiv:2102.02766, 2021.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.А. Ивлев — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, разработал и написал программный код реализации технологического стека из алгоритмов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Dmitry A. Ivlev — developed the concept of the article, prepared the text of the article, developed and wrote the program code for the implementation of the technological stack of algorithms, 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

Дмитрий Александрович Ивлев —
Региональный менеджер по подземной части нефтегазовых проектов, ООО «Зарубежнефть Ближний Восток»
101000, Россия, г. Москва, Армянский пер., д. 9, стр. 1.
e-mail: dm.ivlev@gmail.com

Dmitry A. Ivlev — Regional Manager for the subsurface part of oil and gas projects, Zarubezhneft Middle East LLC
9 Armianskiy pereulok, house 9, building 1, 101000, Moscow, Russia.
e-mail: dm.ivlev@gmail.com

«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



* 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 подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

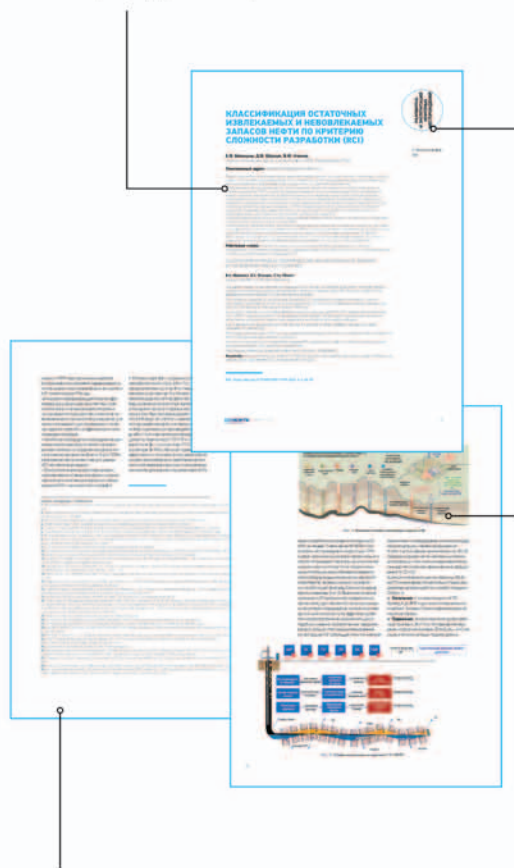
Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения 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

Каждую вахту я чувствую себя покорителем Арктики. Но покорение — это не только преодоление экстремальных погодных условий, но и колоссальная ответственность за сохранение уникального животного мира региона. И я горжусь тем, что мы ведем добычу нефти в Арктике в полной гармонии с природой.



Реклама