PRO НЕФТЬ

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ISSN 2587-7399 (Print)
ISSN 2588-0055 (Online)
ПЕРИОДИЧЕСКИЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
Том 10, № 1, 2025
№ 1 (35) март

Комплексное исследование высоты трещины ГРП на базе анизотропной модели **47 стр.**

Цифровые двойники для автоматизированного анализа данных **132 стр.**

Сейсмическая инверсия на основе нейронных сетей GAN **146 стр.**

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL

A PERIODICAL SCIENCE & TECHNOLOGY JOURNAL OF GAzPROm NEFT COmPANY GROUP

АГИ

Геомодель

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

IV МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

12-15 августа 2025 г., Астрахань, Россия

Темы научных сессий

1. Инновационные ИИ-решения для задач в нефтяной инженерии
2. Цифровые двойники и киберфизические системы в нефтегазовой отрасли
3. Большие языковые и мультимодальные модели для анализа и моделирования данных
4. Нейросимвольные, гибридные и физически информированные ИИ-архитектуры
5. Инструменты автогенерации кода и автоматизации аналитики
6. Управление данными и их интеграция для нефтегазовых активов
7. Примеры успешного внедрения ИИ и аналитических решений в нефтегазе

Окончание приёма тезисов — 1 мая 2025 г.!

Курсы

- Прикладные возможности векторных пространств
- Курс по основам SQL и управления данными
- Управление личными знаниями при помощи современных ИИ помощников.
- Реальные примеры интеграции помощников в workflow работы с информацией и знаниями
- Сейсмический мониторинг многолетне мёрзлых пород на основе методов машинного обучения
- Интерактивный воркшоп: применение языковых моделей для решения прикладных задач в Python

Хакатон

До начала конференции будет организован уникальный конкурс-хакатон, посвященный машинному обучению в нефтегазовой отрасли. Присоединяйтесь!

«на правах рекламы»

www.geomodel.ru/ds25

PRO НЕФТЬ
ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

О ЖУРНАЛЕ

«PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти» – специализированный научно-технический журнал, в котором публикуются статьи по актуальным вопросам нефтегазовой отрасли.
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

Доктор С.А., председатель редакционной коллегии, начальник департамента по добыче «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., заместитель начальника департамента по технологическому развитию разведки и добычи «Газпром нефти»
Головин С.В., д.физ.-мат.н., профессор, заместитель председателя Сибирского отделения РАН по комплексному развитию
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, член управляющего совета Ассоциации «Искусственный интеллект в промышленности»
Постникова О.В., д.геол.-мин.н., профессор
Тугарова М.А., д.геол.-мин.н., ведущий сотрудник НОЦ «Газпромнефть — НГУ»
Федоров К.М., д.физ.-мат.н., профессор, директор физико-технического института, Тюменский государственный университет
Хафизов С.Ф., д.геол.-мин.н., профессор, Российский университет дружбы народов

РЕДАКЦИЯ

Керимова Э.Р., выпускающий редактор, ученый секретарь
Слушев Д.Е., руководитель направления
Старикова Е.И., начальник Управления по связям с общественностью и корпоративным коммуникациям

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

ИНДЕКСАЦИЯ

РИНЦ, scholar-google, ROAD, РГБ, ВИНИТИ, 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

PRO НЕФТЬ
ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

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.
The journal audience includes employees of petroleum and oilfield service companies, members of the scientific community, readers of 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

Sergey A. Doctor, Chairman of the Editorial Board, Head of the Production Department of 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, Deputy Head of the Department for Technological Development of Exploration and Production of 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
Anton M. Krivtsov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Head of the Department of Theoretical Mechanics, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University
Andrey A. Osiptsov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Member of the Governing board of the Association "Artificial intelligence in industry"
Olga V. Postnikova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor
Marina A. Tugarova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), leading researcher of the scientific educational center "Gazpromneft — Novosibirsk State University"
Konstantin M. Fedorov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Director of the Physics and Technology Institute, Tyumen State University
Sergey F. Khafizov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, RUDN University

EDITORIAL OFFICE

Elvira R. Kerimova, Executive Editor, Scientific Secretary
Dmitrii E. Slushev, Project manager
Ekaterina I. Starikova, Head of the Press Service

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.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ / GEOLOGY AND EXPLORATIONS

6

Влияние графов обработки сейсмических данных на дифракционные изображения, полученные путём миграционных преобразований: стандартный граф и с сохранением рассеянных волн
М.И. Протасов, А.С. Сорокин, Р.Р. Хуснитдинов, В.А. Фагерева
The influence of seismic data processing workflows on diffraction images created by migration operators: standard workflow and with preservation of scattered waves
Maxim I. Protasov, Andrey S. Sorokin, Rustam R. Khusnitdinov, Veronika A. Fagereva

14

Выявление разломов и геодинамических обстановок их формирования для обнаружения нефтегазоперспективных объектов (на примере локального участка юга Сибирской платформы)
О.В. Лунина, В.А. Кондратьев
Identification of faults and geodynamic conditions of their formation for the detection of oil and gas prospects (case study from a local area of the south of the Siberian platform)
Oksana V. Lunina, Viktor A. Kondratiev

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

27

Определение основных технологических параметров закачки газа в пласт на примере проектирования разработки месторождения группы компаний «Газпром нефть»
А.В. Войводяну, А.С. Виноградов, В.В. Иликбаев, В.И. Вирт
Determination of the main technological parameters of gas injection into the reservoir using the example the field development of the Gazprom neft company group
Artyom V. Voivodianu, Anton S. Vinogradov, Valery V. Ilikbaev, Vitaly I. Virt

34

Обзор проектов с применением парогравитационного дренажа: основные этапы процесса, сравнительный анализ характеристик
К.М. Федоров, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв, О.Н. Пичугин, М.И. Амерханов
Review of steam-assisted gravity drainage projects: main steps of their application, comparative analysis of the main parameters
Konstantin M. Fedorov, Aleksandr Ya. Gilmanov, Aleksandr P. Shevelev, Oleg N. Pichugin, Marat I. Amerkhanov

47

Исследование высоты трещины грп в ачимовских отложениях на базе анизотропной геомеханической модели (Харвутинская площадь)
С.В. Жигульский, Р.Р. Гайнетдинов, Д.А. Сидуков, А.А. Корепанов, С.С. Девятьяров, А.А. Бастраков, В.А. Арефьев, А.С. Васильев, С.А. Верещагин
A study of hydraulic fracture height for Achimov formation based on anisotropic geomechanical model (Harvutinskaya area)
Svetlana V. Zhigulskiy, Ruslan R. Gaynetdinov, Daniil A. Sidukov, Alexandr A. Korepanov, Sergey S. Devyatyarov, Alexandr A. Bastrakov, Viktor A. Arefev, Anton S. Vasiliev, Sergey A. Vereschagin

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

60

Методика выбора оптимального вывода скважины на режим в низкопроницаемых ачимовских отложениях
В.А. Арефьев, А.А. Бастраков, Д.И. Васичев, С.С. Девятьяров, Д.С. Дегтярев, Р.Ф. Исхаков, Е.В. Прохоренко, Н.Н. Плешанов
The method of selection optimal program of bringing the well on to production in the Achimov tight-oil reserves
Viktor A. Arefev, Aleksandr A. Bastrakov, Dmitriy I. Vasichev, Sergey S. Devyatyarov, Dmitriy S. Degtyarev, Ruslan F. Iskhakov, Egor V. Prokhorenko, Nikolay N. Pleshanov

70

Применение пенных систем с целью выноса воды с забоя нефтяных скважин
В.С. Селезнев, Д.Д. Трофименко, Д.М. Гумеров, Е.В. Половинко, Н.П. Сарапулов
Application of foam systems for removing water from the bottom of oil wells
Vladimir S. Seleznev, Daniil D. Trofimenko, Damir M. Gumerov, Evgenii V. Polovinko, Nikolai P. Sarapulov

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ / FIELD ENGINEERING AND SURFACE FACILTIES

76

Предлагаемые концептуальные организационно-технические решения в части утилизации буровых шламов при строительстве скважин на морских территориях
С.В. Пискунова, Ю.А. Нифонтов
Conceptual, organizational and technical solutions proposed concerning drilling cuttings disposal during the well construction in offshore territories
Sofya V. Piskunova, Yuri A. Nifontov

83

Результаты опытно-промышленных работ по применению термогелирующихся составов для борьбы с конусообразованием
А.Н. Степанов, О.Н. Зощенко, Д.М. Пономаренко, М.Г. Кубрак
Results of pilot project of water coning prevention treatments using thermogelling compositions
Andrey N. Stepanov, Oleg N. Zoshchenko, Denis M. Ponomarenko, Mikhail G. Kubrak

90

Применение оптимизационных алгоритмов для управления добычей: снятие инфраструктурных ограничений
Д.Д. Сидоренко, А.А. Афанасьев, А.А. Мальцев, А.А. Посохов, А.А. Балантаев, М.В. Симонов
Application of optimization algorithms to production management: Removing infrastructure constraints
Daniil D. Sidorenko, Alexander A. Afanasyev, Andrey A. Maltcev, Alexander A. Posokhov, Artur A. Balantaev, Maksim V. Simonov

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО / ECONOMY. MANAGEMENT. LAW

98

Практика построения корпоративного хранилища данных в нефтегазовом секторе
И.Р. Шеховцова
Practice of building a corporate data warehouse in the oil and gas sector
Irina R. Shekhovtsova

PRO НЕФТЬ
ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

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:
Группа компаний «Газпром нефть», 190000, Россия, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5
Тел.: +7 (812) 313-69-24

ТИРАЖ:
100 экз.

ДАТЫ:
Сдано в набор 16.01.2025.
Подписано в печать 31.03.2025.
Выход в свет 11.04.2025.

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

КОПИРАЙТ:
© Оформление. «PRONEФТЬ. Профессионально о нефти», 2025
© Составление. Группа компаний «Газпром нефть», 2025
© Научное редактирование статей и верстка. ООО «НЭИКОН ИСП», 2025
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

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

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:
свободная цена

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ / OILFIELD EQUIPMENT

108

Натурные испытания и проверка характеристик оптоволоконной системы обнаружения утечек нефтегазопроводов
В.О. Кислицын, В.А. Оленев, О.В. Миронов, А.О. Галочкин, В.Н. Трещиков, О.Е. Наний, Д.О. Слободсков, В.Н. Дурягин, Д.Ю. Саяпин, А.В. Стельмашук
Field testing and verification of the characteristics of fiber-optic leak detection systems of oil and gas pipelines
Vasiliy O. Kislitsyn, Valeriy A. Olenev, Oleg V. Myronov, Andrey O. Galochkin, Vladimir N. Trischeikov, Oleg E. Naniy, Denis O. Slobodskov, Victor N. Duryagin, Dmitry Yu. Sayapin, Anton V. Stelmashuk

123

Использование протекторной защиты для предотвращения коррозионного износа устьевой обвязки скважин
Д.М. Овчаренко, В.А. Тимошенко, Д.Д. Сидоренко, М.В. Симонов, А.В. Федоров, И.О. Ходаков, Р.Н. Коротков
Use of protector to prevent corrosive wear of wellhead process piping
Diana M. Ovcharenko, Viktor A. Timoshenko, Daniil D. Sidorenko, Andrey V. Fedorov, Maksim V. Simonov, Ilya O. Khodakov, Roman N. Korotkov

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ / DIGITAL TECHNOLOGIES

132

Опыт разработки и внедрения на базе ПО АЭРОСИМ цифровых двойников на объекте добычи газа и конденсата и эффектов от его внедрения на примере Добринского месторождения
Е.В. Войтенков
Experience and effects of development and integration of digital twins based on AEROSYM software at Dobrinskoye gas and condensate field
Evgeny V. Voytenkov

136

Автоматизация метода анализа и инверсии поверхностных волн путем применения нейронных сетей
А.В. Яблоков, А.М. Камашев, М.В. Моисеев
Automation of surface wave analysis and inversion method by application of neural networks
Alexandr V. Yablokov, Aleksandr M. Kamachev, Mikhail V. Moiseev

146

Применение генеративно-состязательных нейронных сетей на основе трансформеров в качестве алгоритма для сейсмической амплитудной инверсии
В.Д. Гришко, А.А. Козяев, Е.Е. Шилов, Д.А. Петров
Application of transformers based generative adversarial neural networks as an algorithm for seismic amplitude inversion
Vladimir D. Grishko, Andrey A. Kozyayev, Egor E. Shilov, Denis A. Petrov

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:
Gazprom neft company group,
3–5, Pochtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia

PRINT RUN:
100 copies

DATES:
Sent to typesetting 16.01.2025.
Approved for printing 31.03.2025.
Date of publication 11.04.2025.

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

COPYRIGHT:
© Design. PRONEFT. Professionally about Oil, 2025
© Compilation. Gazprom neft company group, 2025
© Academic editing and proofreading of journal articles and composition services. NEICON ISP LLC, 2025
4, Letnikovskaya Str. bldg. 5, office 2.4, 115114, Moscow, Russia

INDEX FOR SUBSCRIPTION:
In catalogues of Ural press: 81003

PRICE FOR A COPY:
open price

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

УДК 550.834
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-6-13

ВЛИЯНИЕ ГРАФОВ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА ДИФРАКЦИОННЫЕ ИЗОБРАЖЕНИЯ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПУТЁМ МИГРАЦИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ: СТАНДАРТНЫЙ ГРАФ И С СОХРАНЕНИЕМ РАССЕЯННЫХ ВОЛН

М.И. Протасов[1,*], А.С. Сорокин[2], Р.Р. Хуснитдинов[3], В.А. Фагерева[3]
[1]ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука» СО РАН (ИНГГ СО РАН), РФ, Новосибирск
[2]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень
[3]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: protasovmi@ipgg.sbras.ru

Введение и цель. Рассеянные волны используются для построения дифракционных сейсмических изображений. В рамках данной работы проведено исследование двух различных сценариев обработки сейсмических данных с целью определения их влияния на дифракционные изображения, полученные с использованием миграционных преобразований.

Материалы и методы. Используемые реальные данные прошли стандартный граф обработки, ориентированный на отражённые волны, а также они были обработаны в рамках другого графа обработки с максимальным сохранением рассеянной компоненты. В работе на конкретном примере оценена возможность использования различных сценариев обработки для построения достоверных дифракционных изображений с использованием объектно-ориентированной миграции с асимметричным суммированием данных.

Результаты и заключение. В результате построены дифракционные изображения целевой области по этим наборам данных. Из сравнительного анализа построенных дифракционных изображений следует, что по данным, которые обработаны с ориентацией на отражённые волны, трудно, а местами невозможно построить достоверные дифракционные изображения, поэтому необходимо проводить обработку, ориентированную на рассеянные волны. Также из анализа следует, что дифракционные изображения, полученные по данным с сохранением рассеянной компоненты, являются более достоверными по сравнению с результатами для данных после стандартного графа обработки и их можно использовать для интерпретации.

Ключевые слова: граф обработки сейсмических данных, рассеянные волны, дифракционные изображения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Благодарности: исследование выполнено при частичной поддержке Российского научного фонда, грант № 21-71-20002-П. Результаты работы были получены с использованием вычислительных ресурсов суперкомпьютерного центра Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (scc.spbstu.ru).

Для цитирования: Протасов М.И., Сорокин А.С., Хуснитдинов Р.Р., Фагерева В.А. Влияние графов обработки сейсмических данных на дифракционные изображения, полученные путём миграционных преобразований: стандартный граф и с сохранением рассеянных волн. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):6–13. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-6-13

Статья поступила в редакцию 08.12.2024
Принята к публикации 24.01.2025
Опубликована 31.03.2025

THE INFLUENCE OF SEISMIC DATA PROCESSING WORKFLOWS ON DIFFRACTION IMAGES CREATED BY MIGRATION OPERATORS: STANDARD WORKFLOW AND WITH PRESERVATION OF SCATTERED WAVES

Maxim I. Protasov[1,*], Andrey S. Sorokin[2], Rustam R. Khusnitdinov[3], Veronika A. Fagereva[3]
[1]IPGG SB RAS, RF, Novosibirsk
[2]Gazprom neft company group, RF, Tyumen
[3]Gazprom neft company group, RF, Saint-Petersburg

E-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru

Background and aim. Scattered waves are used to create diffraction seismic images. Within this work, two different seismic data processing scenarios were studied in order to determine their impact on diffraction images obtained using migration transformations.

Materials and methods. The real data went through a standard processing graph oriented on reflected waves, and they were also processed within another processing graph with maximum preservation of the scattered component. In the work on that specific example we evaluate the possibility of using various processing scenarios to construct reliable diffraction images got by target-oriented asymmetric migration operator.

Results and conclusions. As a result, diffraction images of the target area are constructed from these data sets. From a comparative analysis of the constructed diffraction images we conclude that from data processed with a focus on reflected waves it is difficult, and in some places impossible, to construct reliable diffraction images, therefore it is necessary to carry out processing focused on scattered waves. Also, we conclude from that analysis that diffraction images obtained from data with the preservation of the scattered component are more reliable compared to the results for data after a standard processing graph, and they can be used for interpretation.

Keywords: seismic data processing workflow, scattering waves, diffraction images

Conflict of interest: The authors declare that they have no conflict of interest.

Acknowledgements: The research is partially supported by Russian Science Foundation, grant 21-71-20002-П. We use the computational resources of Peter the Great SaintPetersburg Polytechnic University Supercomputing Center (scc.spbstu.ru) to provide the numerical experiments and to obtain the numerical results.

For citation: Protasov M.I., Sorokin A.S., Khusnitdinov R.R., Fagereva V.A. The influence of seismic data processing workflows on diffraction images created by migration operators: standard workflow and with preservation of scattered waves. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):6–13. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-6-13

Manuscript received 08.12.2024
Accepted 24.01.2025
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Способность с максимально доступной точностью локализовать разломы, трещины и каверны, а также определять их свойства имеет первостепенное значение для обеспечения эффективной разработки нефтегазовых залежей. Рассеянные волны используются для построения дифракционных сейсмических изображений, которые дают дополнительную информацию, позволяющую локализовать и охарактеризовать объекты дифракции/рассеяния, к которым относятся разломы, трещины и каверны.

К настоящему времени известно большое количество подходов к обработке рассеянных волн. Выделим наиболее используемые на практике алгоритмы. В работах [1, 2, 3] предлагается комплекс процедур для усиления дифракционной компоненты и ослабления зеркальных отражений, который позволяет извлекать информацию, содержащуюся в рассеянных волнах. В работе [4] предложен метод выделения рассеянной компоненты волнового поля на основе, так называемого «разрушителя плоских волн», где происходит локальное удаление плоских событий. В работе [5] развит подход к построению дифракционного изображения в глубинной области в контексте миграции до суммирования. Авторы использовали тот факт, что обычная миграция может быть разделена на два этапа: использующий и отображающий зеркальные отражения и подавляющий или ослабляющий их путём конструирования специальной весовой функции в миграционном операторе. Анализ сейсмограмм в координатах структурных углов показывает существенное различие поведения в этих переменных отражённых и дифрагированных волн, и на этой основе предложен ряд эффективных алгоритм их выделения [6]. При этом эффективной процедурой разделения в этой области является фильтрация в области преобразования Радона, использующего параболы со смещенной вершиной для параметризации отраженных волн и квазилинейную параметризацию дифрагированных волн.

ПРОВЕДЕНО ИССЛЕДОВАНИЕ ДВУХ СЦЕНАРИЕВ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ВЛИЯНИЯ НА ДИФРАКЦИОННЫЕ ИЗОБРАЖЕНИЯ, ПОЛУЧЕННЫЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИГРАЦИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБЪЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОЙ МИГРАЦИИ С АСИММЕТРИЧНЫМ СУММИРОВАНИЕМ ДАННЫХ.

Все эти и другие алгоритмы выделения рассеянной компоненты можно разделить на три класса по отношению к процессу обработки: в области данных (например, [7]), в процессе миграции (например, [5]) и при обработке изображений (например, [4]).

В рамках данной работы проведено исследование двух различных сценариев обработки сейсмических данных на результат построения дифракционных изображений, а именно на результат процедуры объектно-ориентированного построения дифракционных изображений [3], когда выделение отражённых волн и их фокусировка на изображении происходят в процессе миграции за счёт специальных весов миграции и асимметричного суммирования. Суть подхода к построению детальных объектно-ориентированных сейсмических изображений объектов заключается в миграционном преобразовании, осуществляемом в структурных углах, и основанном на гауссовых пучках, выбираемых специальным образом [3]. В совокупности это даёт возможность получать так называемые селективные изображения среды, на которых изображение целевых объектов получается с максимальным разрешением и высоким отношением сигнал/помеха.
Используемые реальные данные представляют интерес с той точки зрения, что они прошли стандартный граф обработки, проводимый в производственных организациях. При этом такой граф является передовым на сегодняшний день, и ориентирован он на отражённые волны. Эти же исходные данные были обработаны в рамках другого графа обработки с максимальным сохранением рассеянной компоненты. С практической точки зрения это очень важная задача, поскольку позволяет оценить возможность использования данных после стандартной обработки для построения достоверных дифракционных изображений по сравнению с использованием данных после обработки с сохранением рассеянной компоненты.

ГРАФЫ ОБРАБОТКИ И ИХ РЕЗУЛЬТАТЫ

Как было сказано выше, в работе рассматриваются два графа обработки. Первый представляет собой современный граф обработки, в который входят большое количество процедур, нацеленных на максимально качественное выделение отражённых волн и при этом существенное подавление всех остальных типов волн, включая рассеянные волны. В таблице 1 приведён список и последовательность основных процедур с указанием предполагаемого негативного

Таблица 1. Основные процедуры стандартного графа обработки сейсмических данных и их предполагаемое негативное влияние на рассеянные волны. Составлено авторами

Table 1. Basic procedures of a standard seismic data processing graph and their expected negative impact on scattered waves. Compiled by the authors

Последовательность применения в графе обработки	Наименование процедуры современного стандартного графа обработки	Предполагаемое негативное влияние на рассеянные волны («+» — негативное влияние есть, «-» — негативное влияние отсутствует)
1	Адаптивное шумоподавление когерентных помех	-
2	Технология защиты от «утечки» сигнала	-
3	Подавление поверхностных волн в алиасинге	-
4	Частотно-разделенная медианная фильтрация	-
5	Подавление случайного и когерентного шума	+
6	Подавление когерентных помех	+
7	Подавление случайного и неоднородного шума	-
8	Частотно-зависимая поверхностно-согласованная коррекция амплитуд	-
9	Уплотнение данных в 16 раз с использованием шумоподавления	+
10	Подавление линейных помех и полнократных отраженных	+
11	Подавление кратных волн	-
12	Робастная поверхностно-согласованная деконволюция	-
13	Частотно-зависимая медианная фильтрация	-
14	Частотно-зависимая поверхностно-согласованная коррекция амплитуд	-
15	Остаточно подавление помех по общим удалениям	-
16	Подавление частично-кратных в интервале рифея по сейсмограммам ОСТ	-
17	5D регуляризация, увеличение плотности в 4 раза (уплотнение линий ПВ, ПП)	+

Таблица 2. Основные процедуры графа обработки сейсмических данных с сохранением рассеянных волн и их предполагаемое негативное влияние на рассеянные волны. Составлено авторами

Table 2. Basic procedures of a seismic data processing graph with preservation of scattered waves and their expected negative impact on scattered waves. Compiled by the authors

Последовательность применения в графе обработки	Наименование процедуры графа обработки с сохранением рассеянных волн	Предполагаемое негативное влияние на рассеянные волны («+» — негативное влияние есть, «-» — негативное влияние отсутствует)
1	Технология защиты от «утечки» сигнала	-
2	2D частотно-разделенная медианная фильтрация	-
3	Адаптивное подавление поверхностных волн в алиасинге	-
4	3D частотно-разделенная медианная фильтрация	-
5	3D FK-фильтрация	+
6	Низкочастотная пространственная фильтрация	-
7	Робастная поверхностно-согласованная деконволюция. Для расчета операторов деконволюции выполнено «агрессивное» шумоподавление	-
8	Низкочастотная пространственная фильтрация	-
9	3D FK-фильтрация	+
10	Подавление полнократных отраженных волн	+
11	2D медианная фильтрация	-
12	Частотно-зависимая поверхностно-согласованная коррекция амплитуд	-

влияния на рассеянную компоненту волнового поля. Конечно, эти предположения лучше численно проверить и подтвердить, тем не менее они обоснованы знанием того, каким именно образом работает конкретная процедура и, соответственно, что она может сделать с рассеянными волнами.

Второй граф можно обозначить как консервативный, в котором практически отсутствуют процедуры, которые предположительно оказывают негативное влияние на рассеянные волны (табл. 2). Соответственно называем этот граф направленным на сохранение рассеянных волн.

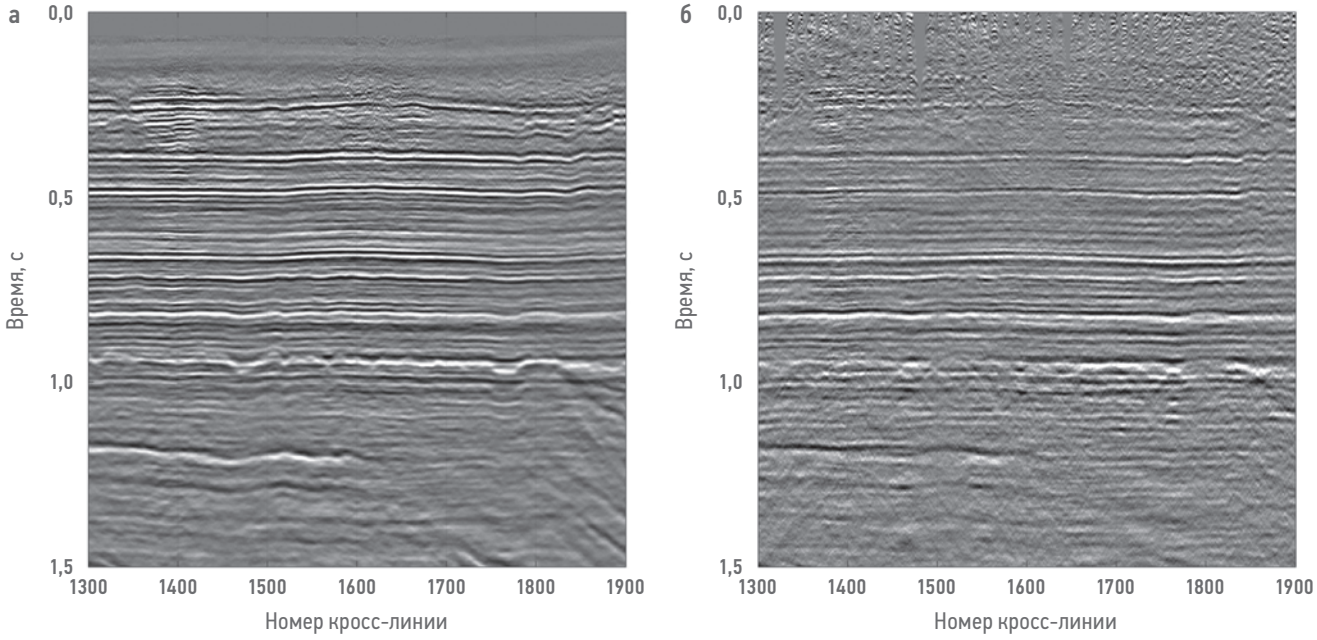


Рис. 1. а) суммарный временной разрез по данным после стандартного графа обработки сейсмических данных; б) суммарный временной разрез по данным после графа обработки сейсмических данных с сохранением рассеянных волн. Составлено авторами

Fig. 1. a) time section of the data after a standard seismic data processing graph; б) time section of the data after the seismic data processing graph with preservation of scattered waves. Compiled by the authors

Подтверждением тому факту, что первый граф подавляет рассеянную компоненту волнового поля, а второй граф сохраняет, являются временные разрезы, полученные после обработки по первому (**рис. 1а**) и второму (**рис. 1б**) графам. На временном разрезе по данным после графа обработки с сохранением рассеянной компоненты во временном интервале от 0,9 с до 1,2 с (**рис. 1б**) прослеживаются события, обладающие существенной кривизной и приближённо описываемые гиперболой, которые полностью отсутствуют в аналогичной части временного разреза после стандартного графа (**рис. 1а**). Такие события на фоне почти горизонтально слоистой структуры указывают на то, что это рассеянные волны, которые действительно сохранены после применения второго графа обработки и подавлены в результате использования стандартного графа.

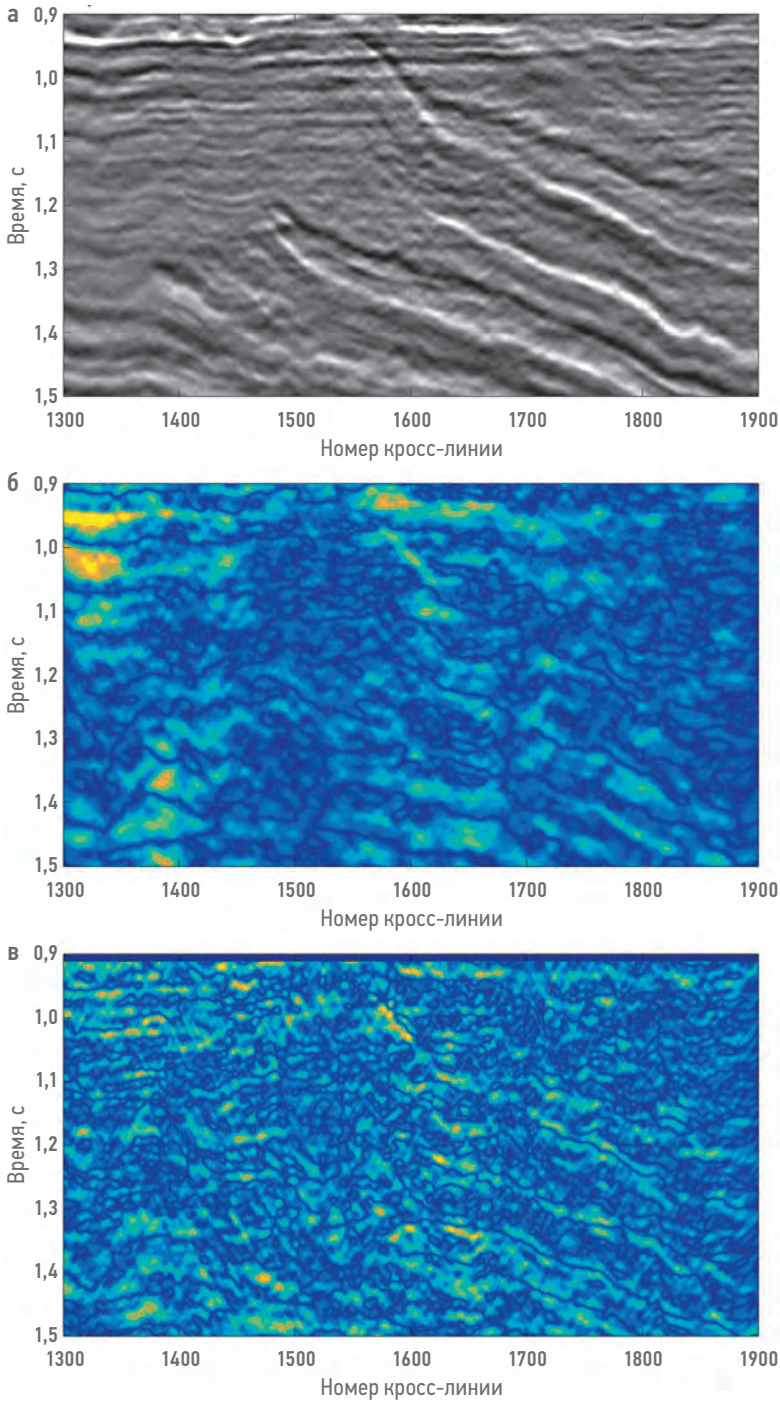


Рис. 2. Вертикальные разрезы на линии номер 1300: а) суммарное изображение отражённых волн, построенное по данным после стандартного графа обработки; б) дифракционное изображение, построенное по данным после стандартного графа обработки; в) дифракционное изображение, построенное по данным после графа обработки с максимальным сохранением рассеянной компоненты. Составлено авторами

Fig. 2. Vertical sections on the line number 1300: a) a stack image of reflected waves, constructed from data after a standard processing graph; б) a diffraction image constructed from data after a standard processing graph; в) a diffraction image constructed from data after the processing graph with maximum preservation of the scattered component. Compiled by the authors

МЕТОД ПОСТРОЕНИЯ ДИФРАКЦИОННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ

Для расчёта дифракционного изображения предлагается использовать принцип асимметричного суммирования данных [3, 8]. В таком подходе используется концепция построения селективных изображений. Относится этот подход к классу алгоритмов выделения рассеянной компоненты во время миграции. В данном конкретном алгоритме в процессе частичной миграции данных за счёт кинематических свойств оператора миграции происходит когерентное суммирование именно рассеянной компоненты, порождённой рассеивающими объектами целевой области, если таковые там имеются. Также алгоритм, реализованный на этой основе, позволяет строить изображения целевых объектов с высоким разрешением и отношением сигнал/шум. Для достижения таких результатов используется трассирование гауссовых пучков из целевой области к системе наблюдения так, что они выбираются наиболее узконаправленными в точках изображения. При этом обеспечивается равномерность разрешающей способности по всему разрезу, что достигается вследствие автоматического выбора весов внутри алгоритма так, что в точках изображения выбираются одинаковые гауссовы пучки, а на поверхности наблюдения эти гауссовы пучки различны в зависимости от глубины/времени и структурных углов. Максимальная же разрешающая способность достигается за счёт доступной в сейсмических данных минимизации ширины гауссова пучка в точках изображения. Такой алгоритм построения изображений по гауссовым пучкам «выбирает» когерентные события и максимально фокусирует энергию в точку изображения, и поэтому изображения по гауссовым

пучкам получаются с высоким разрешением и соотношением сигнал/шум.
Для обработки больших объёмов 3D сейсмических данных за разумное время важна эффективная реализация алгоритма, что и было сделано и подробно описано в работе [8].

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОСТРОЕНИЯ ДИФРАКЦИОННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ

Сначала с использованием описанного выше алгоритма построения дифракционных изображений обработаны реальные 3D сейсмические данные, которые прошли стандартный граф обработки, ориентированный на отражённые волны. Из сравнительного анализа построенных изображений на отражённых и рассеянных волнах следует, что эти изображения являются кинематически корректными (**рис. 1а, 1б**). «Сильную дифракцию» в использованных обработанных данных можно выделить и построить по ним дифракционное изображение, но на этом изображении частично остаются изображения отражённых волн, что может затруднять интерпретацию (**рис. 1б, 2б**). Затем применен алгоритм построения дифракционных изображений к реальным 3D сейсмическим данным, которые прошли граф обработки с максимальным сохранением рассеянной компоненты. Дифракционные изображения, полученные по данным с сохранением рассеянных волн, являются более сфокусированными и более разрешёнными (**рис. 1б, 1в, 2б, 2в**). Остаточные изображения отражённых волн проявляются, но не являются существенными. Часть амплитудных аномалий соответствует структурным несогласиям, которые должны порождать дифракции (**рис. 2а, 2в**).
Более детальный сравнительный анализ вертикальных срезов дифракционных изображений, полученных по данным после двух описанных графов, показывает, что изображение по данным после графа с сохранением рассеянной компоненты (**рис. 2в**) является более сфокусированным и содержит объекты, которые более локализованы по горизонтали по сравнению с изображением по данным после стандартного графа (**рис. 2б**). Это указывает на то, что изображение по данным после стандартного графа по большей части содержит «остатки» отражённых волн, тогда как на изображении по данным после второго графа доминирует рассеянная компонента волнового поля. В дополнении к этому горизонтальные срезы дифракционных изображений в слое, где расположены геологические объекты, которые должны порождать сильную дифракцию, радикально различаются (**рис. 3**). При этом дифракционное изображение по данным после стандартного графа (**рис. 3б**) слабо связано с изображением по отражённым волнам (**рис. 3а**), на котором прослеживаются объекты сильной

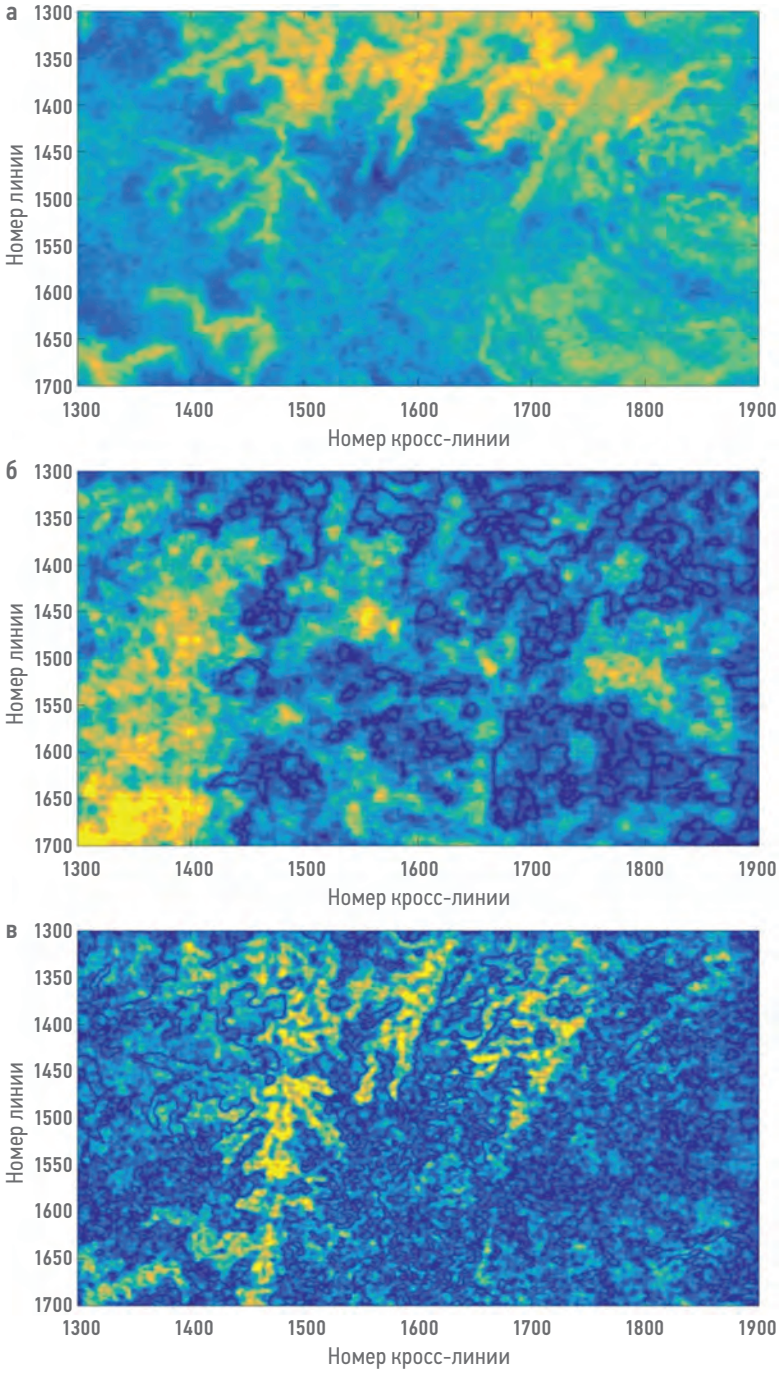


Рис. 3. Горизонтальные разрезы на времени 0,95 секунды: а) суммарное изображение отражённых волн, построенное по данным после стандартного графа обработки; б) дифракционное изображение, построенное по данным после стандартного графа обработки; в) дифракционное изображение, построенное по данным после графа обработки с максимальным сохранением рассеянной компоненты. Составлено авторами

Fig. 3. Horizontal sections on the time 0.95 sec: a) a stack image of reflected waves, constructed from data after a standard processing graph; б) a diffraction image constructed from data after a standard processing graph; в) a diffraction image constructed from data after the processing graph with maximum preservation of the scattered component. Compiled by the authors

дифракции, что говорит о том, что оно не пригодно для интерпретации. С другой стороны, изображение по данным после графа с сохранением рассеянной компоненты (**рис. 3в**) достаточно хорошо соответствует изображению по отражённым волнам (**рис. 3а**). А именно: максимальные амплитуды дифракционного изображения (жёлтым цветом на **рис. 3в**) соответствуют сильным объектам дифракции на изображении по отражённым волнам (жёлтым цветом на **рис. 3а**).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе исследованы два сценария обработки данных 3D-сейсморазведки на предмет построения дифракционных изображений, пригодных для интерпретации. Построены дифракционные изображения целевой области по двум наборам данных: после стандартного графа обработки и после графа обработки с сохранением рассеянных волн.
Из сравнительного анализа построенных дифракционных изображений следует, что по данным, которые обработаны с ориентацией на отражённые волны, трудно, а местами невозможно построить достоверные дифракционные изображения, поэтому необходимо проводить обработку, ориентированную на рассеянные волны. Также из анализа следует, что дифракционные изображения, полученные по данным с сохранением рассеянной компоненты, являются более достоверными по сравнению с результатами для данных после стандартного графа обработки.
Результаты проведенного анализа указывают на необходимость выполнять сквозной контроль сохранности рассеянной компоненты волнового поля в процессе обработки, например в том случае, если работы предусматривают прогноз зон трещиноватости на основе энергии рассеянных волн.
Хотя исследование выполнено для конкретного алгоритма выделения рассеянной компоненты, относящегося к миграционному классу, считаем необходимым отметить, что при использовании других алгоритмов этого класса и для алгоритмов из двух других классов, работающих в области изображений или данных, вероятно будут получены аналогичные результаты, поскольку если в графе обработки подавлена рассеянная компонента, то и выделить её становится труднодостижимым или практически невозможным.

Список литературы

1. *Поздняков В.А., Чеверда В.А.* Фокусирующие преобразования сейсмических данных для площадных стационарных систем // Геология и геофизика. — 2005. — Т. 46. — № 3. — С. 328–337.

2. *Шлёнкин С.И., Лавриненко А.Б.* Миграция исходных сейсмозаписей на основе фокусирующих преобразований как средство повышения информативности сейсморазведки // Фундаментальные проблемы нефтегазогеологической науки. Кн. 2. Ред. Э.Д.Бакиров. М.: ВНИИОНГ. — 1990. — С. 145–154.

3. *Protasov M.I., Reshetova G.V. and Tcheverda V.A.* Fracture detection by Gaussian beam imaging of seismic data and image spectrum analysis // Geophysical Prospecting. — 2016. — V. 64. — P. 68–82.

4. *Fomel S., Landa E., Taner T.* Poststack velocity analysis by separation and imaging of seismic diffractions // Geophysics. — 2007. — V. 72. — P. 89–94.

5. *Moser T.J., Howard C.B.* Diffraction imaging in depth // Geophysical Prospecting. — 2008. — V. 56. — P. 627–642.

6. *Klokov A., Landa E., Moser T.J.* Separation and imaging of seismic diffractions in dip angle domain // 72th EAGE Ann. Mtg. Expanded Abstracts. — 2010.

7. *Bansal R., Imhof M.* Diffraction enhancement in prestack seismic data // Geophysics. — 2005. — V. 70. — P. 73–79.

8. *Protasov M.I.* High-performance implementation of 3D seismic target-oriented imaging // Communications in Computer and Information Science. — 2022. — V. 1510. — P. 125–136.

References

1. Pozdnyakov V.A., Cheverda V.A. Focusing transformations of seismic data for 3D stationary systems. *Geologiya i geofizika [Geology and Geophysics].* 2005, v. 46, no. 3, pp. 328–337. (In Russ.)

2. Shlenkin S.I., Lavrinenko A.B. Migration of original seismic records based on focusing transformations as a means of increasing the information content of seismic exploration. *Fundamental'nyye problemy neftegazogeologicheskoy nauki [Fundamental problems of oil and gas geological science].* Book 2. Ed. E.D. Bakirov. Moscow: VNIIONG, 1990, pp. 145–154. (In Russ.)

3. Protasov M.I., Reshetova G.V. and Tcheverda V.A. Fracture detection by Gaussian beam imaging of seismic data and image spectrum analysis. *Geophysical Prospecting.* 2016, v. 64, pp. 68–82.

4. Fomel S., Landa E., Taner T. Poststack velocity analysis by separation and imaging of seismic diffractions. *Geophysics,* 2007, v. 72, pp. 89–94.

5. Moser T.J., Howard C.B. Diffraction imaging in depth. *Geophysical Prospecting.* 2008, v. 56, pp. 627–642.

6. Klokov A., Landa E., Moser T.J. Separation and imaging of seismic diffractions in dip angle domain. 72th EAGE Ann. Mtg. Expanded Abstracts, 2010.

7. Bansal R., Imhof M. Diffraction enhancement in prestack seismic data. *Geophysics.* 2005, v. 70, pp. 73–79.

8. Protasov M.I. High-performance implementation of 3D seismic target-oriented imaging. *Communications in Computer and Information Science.* 2022, v. 1510, pp. 125–136.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.И. Протасов — разработал концепцию статьи, сделал обработку сейсмических данных, подготовил текст статьи, и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.
А.С. Сорокин — разработал план исследования, организовал проведение исследования и консультировал проведение обработки. Отредактировал и окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.
Р.Р. Хуснитдинов — проводил геологическое сопровождение обработки, выбрал участок для проведения пилотного проекта. Отредактировал и окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.
В.А. Фагерева — выполняла интерпретационное сопровождение обработки и провела экспертную оценку результатов обработки. Отредактировала и окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Maxim I. Protasov — developed the concept of the article, did the processing of seismic data, prepared the text of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.
Andrey S. Sorokin — developed the investigation plan, organized the study and advised on the data processing. Corrected and approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Rustam R. Khusnitdinov — carried out geological support of the processing, selected an area for a pilot project. Corrected and approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Veronika A. Fagereva — provided interpretation support for processing and conducted an expert assessment of the processing results. Corrected and approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Максим Игоревич Протасов* — доктор физико-математических наук, заведующий лабораторией, ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН
630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3.
e-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru
ORCID: https://orcid.org/0000-0003-0449-1639
SPIN-код: 2937-5442

Андрей Сергеевич Сорокин — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Рустам Рафаилович Хуснитдинов — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Вероника Александровна Фагерева — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Maxim I. Protasov* — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Head of laboratory, IPGG SB RAS
3, Koptyug pr., 630090, Novosibirsk, Russia.
e-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru
ORCID: https://orcid.org/0000-0003-0449-1639
SPIN-код: 2937-5442

Andrey S. Sorokin — Product development project manager, Gazprom neft company group

Rustam R. Khusnitdinov — Product development project manager, Gazprom neft company group

Veronika A. Fagereva — Head of department, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

© О.В. Лунина, В.А. Кондратьев, 2025

CC BY 4.0

УДК 553.98(571.1)
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-14-26

ВЫЯВЛЕНИЕ РАЗЛОМОВ И ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ОБСТАНОВОК ИХ ФОРМИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ (НА ПРИМЕРЕ ЛОКАЛЬНОГО УЧАСТКА ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

О.В. Лунина[1,*], В.А. Кондратьев[2]
[1]Институт земной коры СО РАН, РФ, Иркутск
[2]АО «Иркутскэнерго», РФ, Иркутск

Электронный адрес: lounina@inbox.ru

Введение. Одной из ключевых проблем при поиске и разведке месторождений нефти и газа Сибирской платформы является отсутствие обоснованных карт разломов, что усложняет понимание модели геологического строения объектов (залежей) на этой территории. Важными являются геодинамические условия формирования тектонических нарушений, влияющие на скопление углеводородов.

Цель настоящей работы заключалась в картировании разломно-блоковой структуры локального участка юга Сибирской платформы и реконструкции этапов ее формирования для выявления разрывных нарушений, благоприятных для локализации вдоль них нефти и газа. Площадь расположена в 50 км на юго-запад от г. Усть-Кут.

Материалы и методы. В основе работ лежит тектонофизический анализ полевых данных о разрывных нарушениях и трещиноватости; линеаментов речной сети и рельефа, полученных в ходе дешифрирования топографических карт, космоснимков и цифровой модели рельефа (с сайта https://search.earthdata.nasa.gov/search?q=SRTM); материалов 2D-сейсморазведки, электроразведки (метод ЗСБ, объем — 1038 точек), магниторазведки (шаг измерений 250 м) и гравиразведки (шаг измерений 500 м).

В результате проведенных исследований нами выделено шесть главных этапов тектогенеза, связанных с тектоническими событиями в Саяно-Байкальской и Байкало-Патомской складчатых областях Центрально-Азиатского подвижного пояса. Для каждого этапа показаны разломы, которые могли формироваться или активизироваться в определенной геодинамической обстановке (установлен тип смещений по ним). Согласно полученной тектонофизической модели благоприятными для нефтегазонасыщения крутопадающими и наклонными зонами повышенной нарушенности пород на изученном участке в разное время были разломы северо-западной, север-северо-западной, субмеридиональной, север-северо-восточной и северо-восточной ориентировок. Разрывные нарушения северо-восточного простирания были синседиментационными и на этапе формирования залежей углеводородов увеличивали проницаемость геологической среды. Миграция флюидов с их скоплением вдоль северо-западных разрывных нарушений могла произойти в четвертый этап сдвиговых деформаций при северо-западном положении оси сжатия и северо-восточном положении оси растяжения.

Заключение. Исследования с целью картирования разломов и изучения напряженного состояния земной коры для разных временных этапов развития позволяют более эффективно проводить поиски месторождений нефти и газа, а полученные данные об эволюции разрывной сети могут быть полезны для других прилегающих территорий, перспективных на углеводороды.

Ключевые слова: разлом, тектонофизическая модель, напряженное состояние, этап, юго-запад Непско-Ботуобинской антеклизы

Благодарности: авторы благодарны И.А. Денисенко, А.В. Бочалгину, А.С. Низовцеву и Е.Б. Игнатенко за помощь при сборе полевого материала и техническую поддержку при подготовке рисунков. Работа выполнена в рамках государственного задания Института земной коры Сибирского отделения Российской академии наук на 2021–2025 гг., проект № FWEF-2021-0009.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Лунина О.В., Кондратьев В.А. Выявление разломов и геодинамических обстановок их формирования для обнаружения нефтегазоперспективных объектов (на примере локального участка юга Сибирской платформы). PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):14–26. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-14-26

Статья поступила в редакцию 23.12.2024
Принята к публикации 24.01.2025
Опубликована 31.03.2025

IDENTIFICATION OF FAULTS AND GEODYNAMIC CONDITIONS OF THEIR FORMATION FOR THE DETECTION OF OIL AND GAS PROSPECTS (CASE STUDY FROM A LOCAL AREA OF THE SOUTH OF THE SIBERIAN PLATFORM)

Oksana V. Lunina[1,*], Viktor A. Kondratiev[2]
[1]Institute of the Earth's Crust, SB RAS, RF, Irkutsk
[2]Stock company «Irkutskenergo», RF, Irkutsk

E-mail: lounina@inbox.ru

Introduction. One of the key problems in the search and exploration of oil and gas fields of the Siberian platform is a lack of substantiated fault maps that clarify the models of the geological structure of objects. Important factors are the geodynamic conditions of the formation of tectonic faults that affect the hydrocarbon accumulation.

Aim of this work was to map the fault-block structure of a local area of the Southern Siberian platform and reconstruct stages of its formation to identify discontinuities favorable for localization of oil and gas along them. The area is located 50 km southwest of the city of Ust-Kut.

Materials and methods. Tectonophysical analysis of data on faults and fracturing, river and relief lineaments derived from interpretation of topographic maps, satellite images and digital elevation models (from https://search.earthdata.nasa.gov/search?q=SRTM); work materials of 2D seismic exploration, electrical exploration (ZSB method, volume — 1038 points), magnetic exploration (measurement step 250 m) and gravity exploration (measurement step 500 m).

Results. As a result of the research, we identified six main stages of tectogenesis, which are associated with tectonic events in the Sayan-Baikal and Baikal-Patom folded regions of the Central Asian mobile belt. For each main stage, faults that could have formed or become active in a certain geodynamic setting were identified, and the slip type along them was reconstructed. According to the obtained tectonophysical model, the steeply dipping and inclined fault zones trending north-west, north-north-west, submeridional, north-north-east and north-east were favorable for saturation with hydrocarbons in the studied area at different times. The north-east-trending faults were synsedimentary and, at the stage of formation of hydrocarbon deposits, could increase the permeability of the strata. Migration of fluids with their possible accumulation along the NW faults could have occurred in the fourth stage of shear deformation with the north-west compression axis and the north-east extension axis.

Conclusions. The studies carried out to map faults and study the stressed state of the earth's crust for different time stages of the development of territories make it possible to more effectively search for oil and gas deposits, and the results may be useful for other adjacent territories that are promising for hydrocarbon exploration.

Keywords: fault, tectonophysical model, state of stress, stage, southwest of the Nepa-Botuoba anteclise

Acknowledgements: The authors are grateful to I.A. Denisenko, A.V. Bochalgin, A.S. Nizovtsev, and E.B. Ignatenko for assistance in collecting field data and technical support in preparing the figures. The work was carried out within the framework of the state assignment of the Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences for 2021–2025, project FWEF-2021-0009.

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

For citation: Lunina O.V., Kondratiev V.A. Identification of faults and geodynamic conditions of their formation for the detection of oil and gas prospects (case study from a local area of the south of the Siberian platform). PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):14–26. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-14-26

Manuscript received 23.12.2024
Accepted 24.01.2025
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Одной из ключевых проблем при поиске и разведке месторождений полезных ископаемых является отсутствие обоснованных карт разломно-блокового строения, уточняющих модели геологического строения объектов (залежей). Не менее важными являются геодинамические условия формирования тектонических структур, которые оказывают значительное влияние на скопление углеводородов (УВ). Для решения задач, связанных с картированием разломов и изучением напряженного состояния земной коры, характеризующих геодинамические обстановки, успешно применяется тектонофизический анализ [1, 2]. Цель настоящей работы — провести картирование разломно-блоковой структуры локального участка юга Сибирской платформы и реконструировать этапы ее формирования для выявления разрывных нарушений, благоприятных для локализации вдоль них залежей УВ.

Территория изучения расположена в восточной части Иркутского амфитеатра Сибирской платформы, на юго-западной периклинали Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА), в 50 км на юго-запад от г. Усть-Кут до его центра (**рис. 1**). В пределах НБА и прилегающей территории открыты крупные нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные месторождения [3]. Фундамент платформы

в районе работ имеет сложное гетерогенное строение. В осадочном чехле выделяются три структурно-тектонических комплекса: нижний — подсолевой, средний — солевой и верхний — надсолевой [4]. Для изучаемого участка имеются структурные карты по 2D сейсморазведочным данным, выделены основные геоэлектрические горизонты, построены карты магнитного и гравитационного полей. Главными перспективными объектами для поиска УВ являются терригенный парфеновский горизонт, стратиграфически приуроченный к нижней части тирской свиты, и усть-кутский карбонатный горизонт, приуроченный к тэтэрской свите даниловского горизонта венда.

ДЛЯ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ТОЧЕК ЗАЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН НА ПЛОЩАДЯХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ВЫПОЛНЕНЫ ТЕКТОНОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛИЛИ ЗАКАРТИРОВАТЬ РАЗЛОМЫ, ИЗУЧИТЬ ИХ КИНЕМАТИКУ ЧЕРЕЗ АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ В РАЗНЫЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЭТАПЫ.

Ранее на рассматриваемом локальном участке разломы выделялись при выполнении геолого-геофизических и геохимических работ, но сеть дизъюнктивов на полученных схемах различается. В то же время положение разломов, интерпретированных по комплексу геолого-геофизических данных, одинаково на разных сейсмических уровнях, что может иметь место только при строго вертикальных нарушениях и пересекающих всю толщу разреза. Это свидетельствует о сложности картирования разрывных нарушений в пределах платформенного чехла.

На тектонической карте Сибирской платформы описываемый участок расположен в блоке, ограниченном региональными глубинными разломами субмеридионального и северо-западного простираний (**рис. 1**). Для ряда северных месторождений НБА отмечается, что большинство разрывных нарушений группируются в системы северо-западного (СЗ), субмеридионального, северо-северо-восточного (ССВ) и северо-восточного (СВ) направлений, неоднозначно влияющие на нефтегазоносность [3]. С одной стороны, они могут экранировать миграционные потоки флюидов, способствуя при благоприятных условиях возникновению ловушек УВ. За счет интенсивной трещиноватости в крыльях разломов увеличивается проницаемость коллекторов. С другой стороны, дизъюнктивы могут способствовать вертикальной миграции нефти и газа, что ведет к разрушению сформированных ранее залежей или вертикальному перемещению флюидов по разрезу [3]. Таким образом, важность картирования разломов и этапности их формирования приобретает особую актуальность для площадей Сибирской платформы.

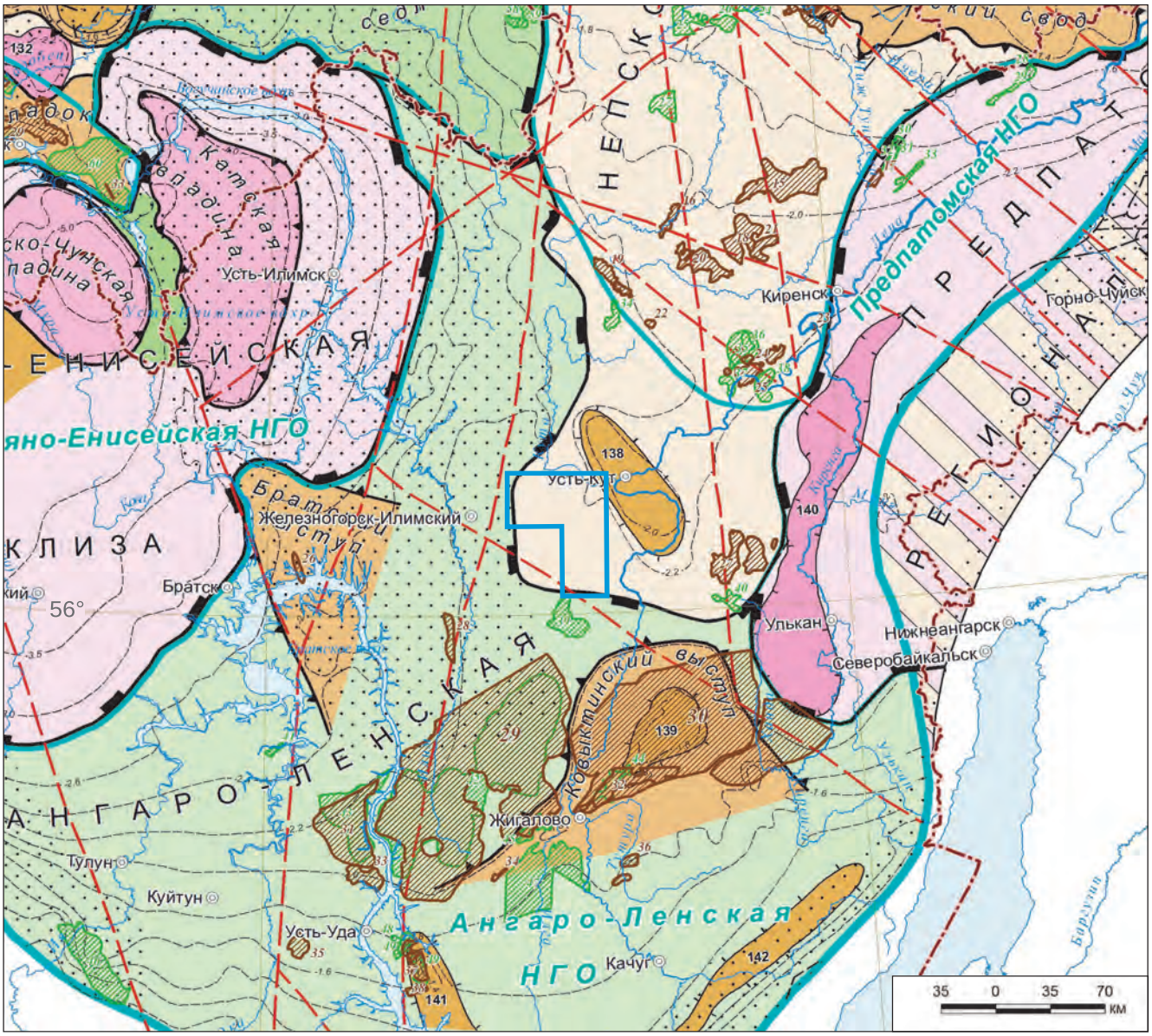
МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В подготовительный период работ проведен сбор, изучение и анализ фондовых и опубликованных материалов. Данные аккумулированы в проекте геоинформационной системе (ГИС) QGIS 3.22.0. Для площадного картирования разломов выполнено дешифрирование линеаментов на разномасштабных топографических картах, космоснимках и цифровой модели рельефа (ЦМР) с пространственным разрешением 30 м/пиксель, загруженной с сайта: https://search.earthdata.nasa.gov/search?q=SRTM.

На следующем этапе проведены полевые тектонофизические исследования, которые объединяют стандартные структурно-геологические методы картирования разрывных нарушений и детальное изучение трещиноватости в массиве горных пород по принципам, описанным в [5, 6]. В обнажениях проводились массовые замеры элементов залегания трещин (75–100 штук) и характеристика зон разрывных нарушений (**рис. 2**), которые использовались для трассирования разломов и реконструкции полей напряжений. При наличии документировались штрихи скольжения, складки, смещения маркеров, проявления разрывов в рельефе местности. В результате проведения полевых работ изучено 60 выходов горных пород и сделано 7 дополнительных точек геоморфологических наблюдений. Измерениями охвачены все возможные и доступные коренные обнажения в северной части целевого участка. Общее число разноранговых разрывов составило 5156 замеров. Обработанные и первичные данные замеров представлены послойно в ГИС QGIS 3.22.0.

На глубине разломы выделялись на основе дешифрирования структурных карт отражающих горизонтов с одновременным анализом сейсмических разрезов в программе Petrel. При выделении разломов по сейсмическим данным также учитывались данные о характеристиках разрывных нарушений, выявленных по полевым материалам, линеаментному анализу рельефа и картам магнитного и гравитационного полей.

Для реконструкции напряженного состояния земной коры и кинематики разрывов



Условные обозначения

Пликативные структуры чехла палеозой

а б в г положительные

а б в г отрицательные

а в г промежуточные

мезозой

а - надпорядковые, б - суперпорядковые, в - первого порядка, г - второго порядка

зона складчато-надвиговых дислокаций

выходы кристаллического фундамента

зоны интенсивного рифейского прогибания

контур Купского участка

Региональные глубинные разломы

Разрывы, установленные, геологической съемкой, сейсморазведкой и подтвержденные бурением

4.0

а) б) Зоны выклинивания терригенных отложений а) на поверхности, б) под более молодыми осадками

Контуры:

надпорядковых структур

суперпорядковых структур

структур первого порядка

структур второго порядка

установленные

предлагаемые для выделения

Стратоизогипсы горизонтов венда - кембрия (подошвы усольской свиты и ее аналогов в Курейской, Присаяно-Енисейской синеклизах, на Байкитской антеклизе, Катангской седловине, Ангаро-Ленской ступени; кровли нижнебюкской подсвиты и ее аналогов на остальной территории) Лено-Тунгусской НГП, кровли средней юры в Енисей-Хатангском региональном прогибе и подошвы триасса на остальной территории Хатангско-Вилюйской НГП

Месторождения УВ

Подготовленные объекты

Нефтегазогеологическое районирование

НГП

НГО, СНГР

Границы

государственные

субъектов РФ

Структуры второго порядка

132 Яркинская котловина

138 Усть-Кутский вал

139 Ковыктинское куполовидное поднятие

140 Казачинский прогиб

141 Верхнеангарский структурный мыс

142 Божеханский вал

Рис. 1. Контур участка исследований на фрагменте тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы, редактор В.С. Старосельцев, 2018

Fig. 1. Position of the research area on a fragment of the tectonic map of the oil and gas provinces of the Siberian Platform, editor V.S. Staroseltsev, 2018

Рис. 2. Пример крутопадающих (слева) и наклонных (справа) зон разрывных нарушений в коренных выходах горных пород на участке исследований. Фото О.В. Луниной

Fig. 2. An example of steeply dipping (left) and inclined (right) fault zones in bedrock outcrops in the study area. Photo by Oksana V. Lunina

использовался комплекс кинематических и парагенетических методов М.В. Гзовского [7], О.А. Гущенко [8] и Ж. Анжелье, реализованные в программе "Win-Tensor" Д. Дельво [9], П.Н. Николаева [10], В.Н. Даниловича [11] и К.Ж. Семинского [6] в зависимости от типа данных и получаемого структурного рисунка на диаграммах трещиноватости, отражающего те или иные закономерности образования трещин. Поскольку замеры проведены в нижне-среднекембрийских (литвинцевская свита), средне-верхнекембрийских (верхоленская и илгинская свиты) и нижнеордовикских (усть-кутская свита) отложениях, возраст полученных полей напряжений является более поздним, чем возраст этих пород.

Для реконструкции напряженного состояния подсолевого и солевого комплексов применен парагенетический анализ разломной сети [2], откартированной на более глубоких структурных горизонтах земной коры.

РЕЗУЛЬТАТЫ

РАЗЛОМНО-БЛОКОВАЯ СТРУКТУРА ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ЕЕ СВЯЗЬ С ГЛУБИННОЙ СТРУКТУРОЙ

В ходе комплексной интерпретации результатов полевых исследований, линеаментного анализа рельефа и геофизических данных составлены карты разломно-блоковой структуры участка работ по опорным горизонтам (**рис. 3**), в том числе с выделением на поверхности разломных зон для современного этапа развития верхней части осадочного чехла (**рис. 4**). Ширина зон условно определена по сгущению спрямленных элементов рельефа, выделенных ручным (на топокартах) и автоматизированным способом (по ЦМР) в программе LEFA [12] и характеризующихся вытянутостью в одном направлении. Среди них 9 зон протяженностью более 50 км условно отнесены к первому иерархическому уровню. Входящие в них наиболее протяженные разломы, откартированные на разных горизонтах и с поверхности, в целом хорошо согласуются между собой (**рис. 5**). Отдельные разломы выдержаны от поверхности до фундамента, другие разделяются на сегменты, образуя зоны, в которых дизъюнктивы могут проявляться не на всех глубинах. Такое соотношение объясняется неравномерным строением зон разломов, как по падению, так и по простиранию и их избирательной активизацией на разных этапах тектогенеза. Близкое расположение крутопадающих субпараллельных плоскостей разломов может быть также связано с их послойным перемещением.

По направлению в порядке убывания развиты субмеридиональные, СЗ, ССЗ, ССВ, субширотные и в меньшей степени СВ разломы (**рис. 3–4**), что согласуется с данными полевых замеров в точках наблюдения. Отмечается резкое доминирование субмеридиональных структур над дизъюнктивами других простираний (**рис. 4**) в сравнении с их выходом на глубине (**рис. 3**). При этом пять из девяти разломных зон, ассоциируемых с зонами 1-го иерархического уровня, имеют направления: 2°, 4° 18°, 0–21° и 13°. В перспективных на УВ терригенном и карбонатном интервалах разреза подсолевого комплекса выделяются локальные разломы ССВ, ССЗ и СЗ направлений, проявленные в областях низкого продольного электрического сопротивления (**рис. 6–7**). Отсутствие или фрагментарное проявление некоторых из них в надсолевом комплексе может способствовать сохранению УВ в коллекторах на глубине.

Геодинамические обстановки и этапы формирования разломно-блоковой структуры.

Среди локальных полей напряжений на рассматриваемом участке получены все типы напряженного состояния,

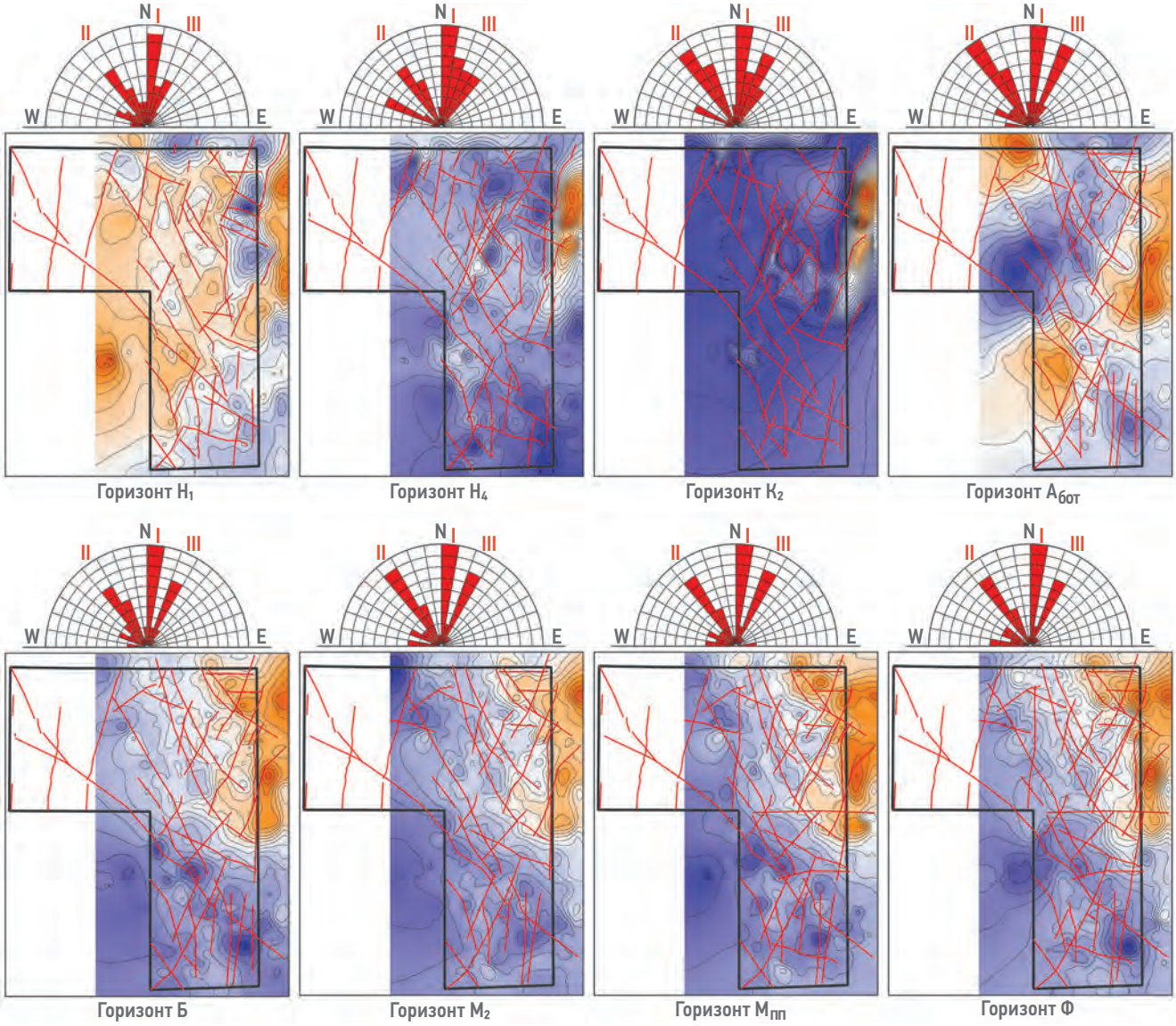


Рис. 3. Разломно-блоковая структура на разных горизонтах земной коры. Римские цифры на розах-диаграммах указывают главные направления разломов, использованные в парагенетическом анализе разломной сети согласно методике [2, 6]. Опорные отражающие горизонты: H_1 — подошва верхоленской свиты; H_4 — кровля булайской свиты; K_2 — кровля нижне-среднебельской подсвиты; $A_{бот}$ — подошва осинского горизонта усольской свиты; Б — кровля тэтэрской свиты; M_2 — кровля тирской свиты; $M_{пп}$ — подошва парфеновского горизонта тирской свиты; Ф — поверхность фундамента. Структурные карты опорных горизонтов H_1, H_4, K_2, $A_{бот}$, Б, M_2, $M_{пп}$, Ф строились и анализировались в программах QGIS и Petrel по цифровым данным АО «Иркутскэнерго», полученным из [13]. Составлено авторами

Fig. 3. Fault-block structure at different horizons of the earth's crust. Roman numerals on the rose diagrams indicate the main directions of faults used in the paragenetic analysis of the fault network according to the methodology [2, 6]. Key reflecting horizons: H_1 — base of the Verkholenskaya Formation; H_4 — roof of the Bulayskaya Formation; K_2 — roof of the Lower-Srednebelskaya Subformation; A_{bot} — base of the Osinsky horizon of the Usolskaya Formation; B — roof of the Teterskaya Formation; M_2 — roof of the Tirskaya Formation; M_{pp} — base of the Parfenovskiy horizon of the Tirskaya Formation; F — basement surface. The structural maps of the reference horizons H_1, H_4, K_2, A_{bot}, B, M_2, M_{pp}, F were constructed and analyzed in the QGIS and Petrel programs using digital data from «Irkutskenergo» Stock company obtained from [13]. Prepared by the authors

количественное соотношение которых представлено в **табл. 1**. Для дальнейшего анализа с целью унификации результатов тип поля напряжений для всех методов определялся по соотношению углов наклона главных осей напряжений по отношению к горизонту [14]. Для выявления региональной составляющей поля напряжений строились розы-диаграммы простирания горизонтальных осей растяжения (s_3) и сжатия (s_1).

Результаты реконструкций напряженного состояния земной коры, полевые наблюдения сбросов, взбросов, складок и штрихов скольжения, а также данные из открытой печати других исследователей Сибирской платформы позволили выделить 6 главных этапов тектогенеза, которые связаны с тектоническими событиями в Саяно-Байкальской и Байкало-Патомской складчатых областях Центрально-Азиатского подвижного пояса (**рис. 8**). Для создания тектонофизической модели использованы карты разломно-блоковой структуры для отражающих горизонтов, маркированных

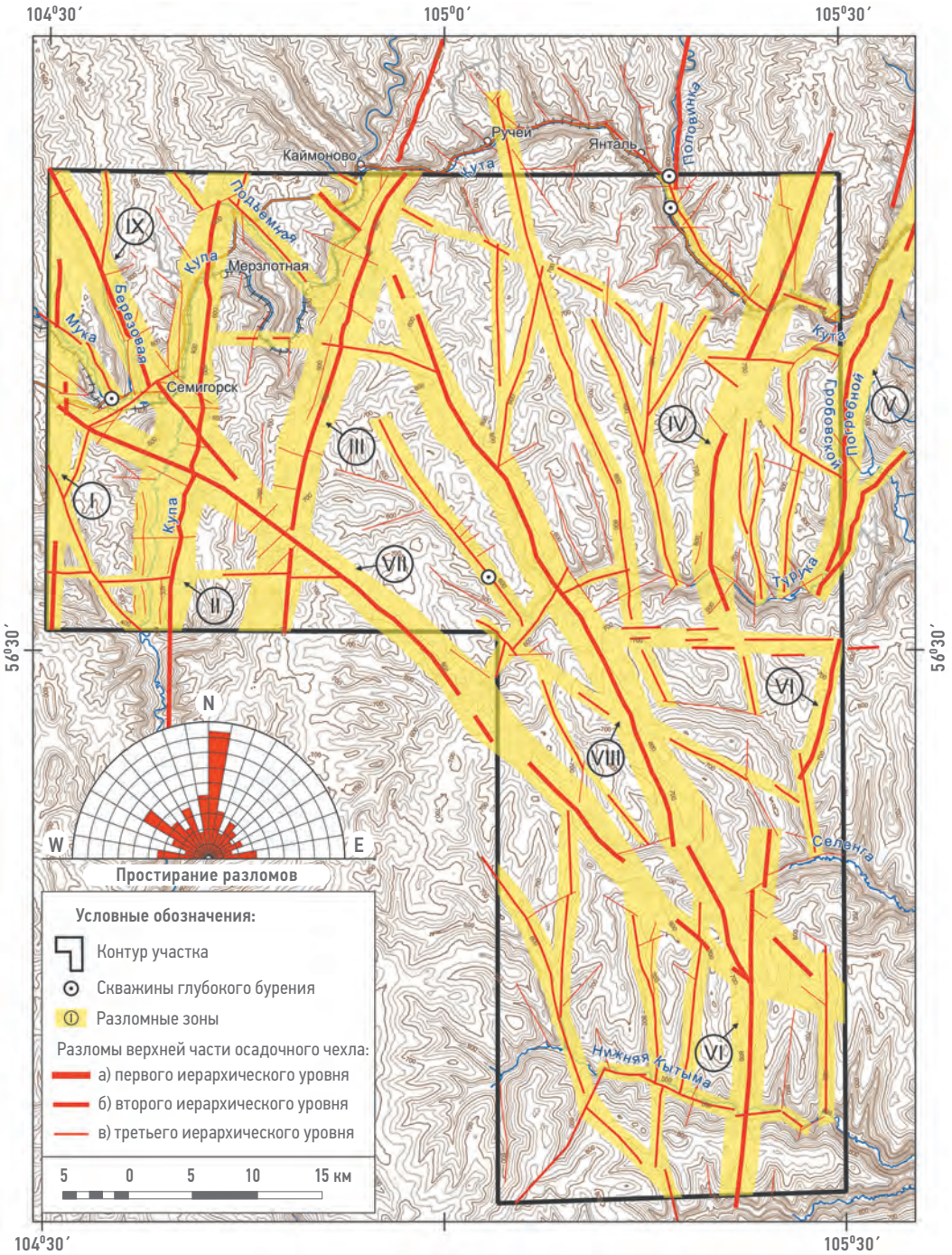


Рис. 4. Разломно-блоковая структура верхней части осадочного чехла по комплексу геолого-структурных, геофизических и морфотектонических данных (на топографической основе). Римскими цифрами подписаны номера зон первого иерархического уровня. Составлено авторами

Fig. 4. Fault-block structure of the upper part of the sedimentary cover according to a set of geological-structural, geophysical and morphotectonic data (on a topographic basis). Roman numerals indicate the numbers of zones of the first hierarchical level. Prepared by the authors

как Ф (поверхность фундамента), $М_{пп}$ (подошва парфеновского горизонта тирской свиты), $К_2$ (кровля нижне-среднебельской подсвиты), Н4 (кровля булайской свиты, **рис. 3**), и верхней части осадочного чехла (**рис. 4**). Основным критерием для их отбора было воспроизведение в модели всех возможных разломных систем, которые откартированы на 8 отражающих горизонтах и могли образоваться в тот или иной этап тектоногенеза. Для каждого этапа выделены разломы, которые могли формироваться или активизироваться в определенной геодинамической обстановке, и реконструирован кинематический тип смещений по ним. В ходе эволюции сеть разломов изменялась: могли образовываться новые, залечиваться сформированные ранее.

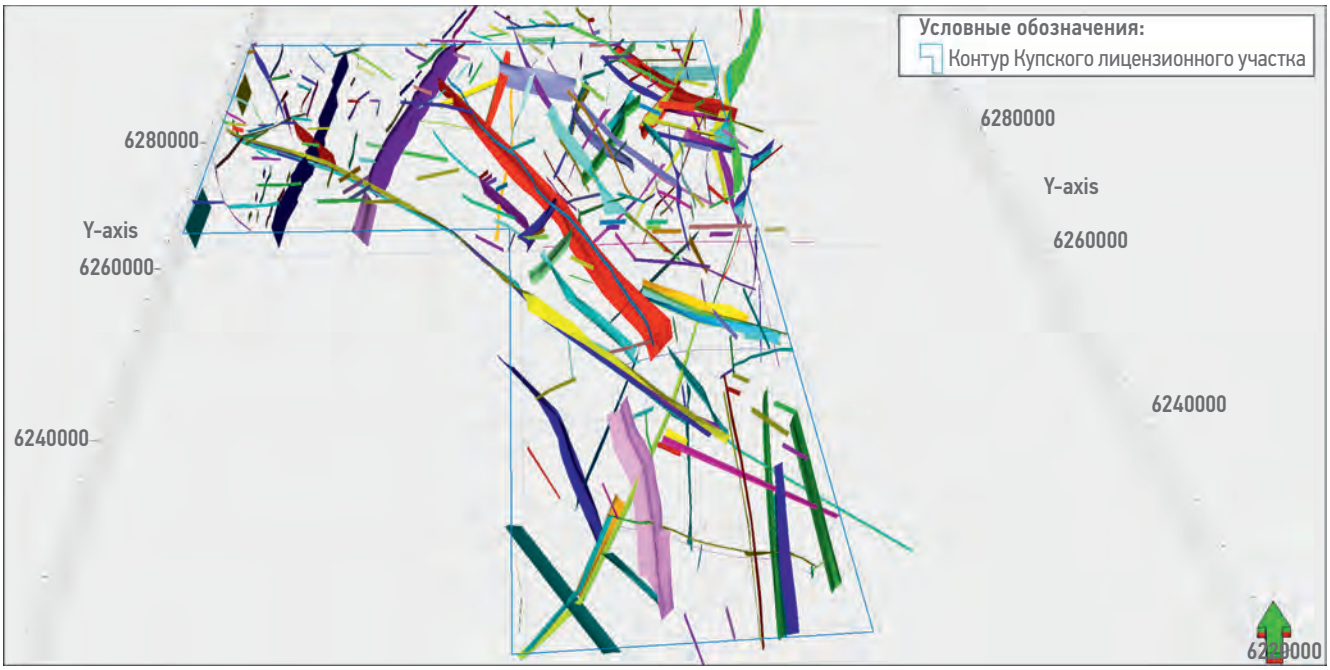


Рис. 5. Трехмерная модель разломно-блокового строения участка исследований, составленная в программе Petrel на основе картирования разломов с поверхности и на глубине, вид с юга (каждая поверхность разлома показана своим цветом). Составлено авторами
Fig. 5. Three-dimensional model of the fault-block structure of the research area, compiled in the Petrel program based on mapping of faults from the surface and at depth, view from the south (each fault surface is shown in its own color). Prepared by the authors

ОБСУЖДЕНИЕ

Известно, что условия растяжения являются благоприятными для зон нефтегазонакопления. Согласно построенной тектонофизической модели такая обстановка характеризует венд-кембрийский этап развития участка, когда происходило заполнение мелководного осадочного бассейна карбонатными и терригенными, а затем соленосными отложениями (**рис. 8**, этап 2). Растяжение вдоль южной части Сибирского кратона маркируется роями даек возрастом 740–780 млн лет, откартированных в пределах всех основных выступов [16]. Это событие могло вызвать последующее погружение фундамента, которое в глубине платформы продолжалось еще долго после того, как магматические процессы завершились на ее границах.

Максимальное опускание пришлось на венд-кембрийское время [17]. Аналогичные обстановки в современное время существуют на континентальной окраине Бразилии в Атлантическом океане и в мелководной части Мексиканского залива, известными своими крупнейшими нефтяными месторождениями [20]. В процессе эволюции осадочного бассейна различные этапы тектогенеза приводили к возникновению зон повышенной дислоцированности осадочного чехла, что способствовало улучшению коллекторских свойств горных пород и появлению ловушек нефти и газа.

Согласно полученной тектонофизической модели благоприятными для нефтегазонасыщения крутопадающими и наклонными зонами повышенной нарушенности пород в разное время были разломы СЗ, ССЗ,

Таблица 1. Представительность решений с разным типом поля напряжений. Составлено авторами
Table 1. Representativity of solutions with different of stress field types. Prepared by the authors

Тип поля	Парагенетические методы	Кинематический метод
Растяжение (s_1 = 61–90°; s_2 = 0–30°; s_3 = 0–30°)	17	13
Растяжение со сдвигом (s_1 = 31–60°; s_2 = 31–60°; s_3 = 0–30°)	4	0
Сдвиг (s_1 = 0–30°; s_2 = 61–90°; s_3 = 0–30°)	27	3
Сжатие со сдвигом (s_1 = 0–30°; s_2 = 31–60°; s_3 = 31–60°)	1 (ближе к сжатию)	3 (1 — ближе к сдвигу, 1 — ближе к сжатию)
Сжатие (s_1 = 0–30°; s_2 = 0–30°; s_3 = 61–90°)	16	1
Неопределенный	4 (1 — ближе к сдвигу; 3 — к растяжению со сдвигом)	1 (ближе к сжатию)

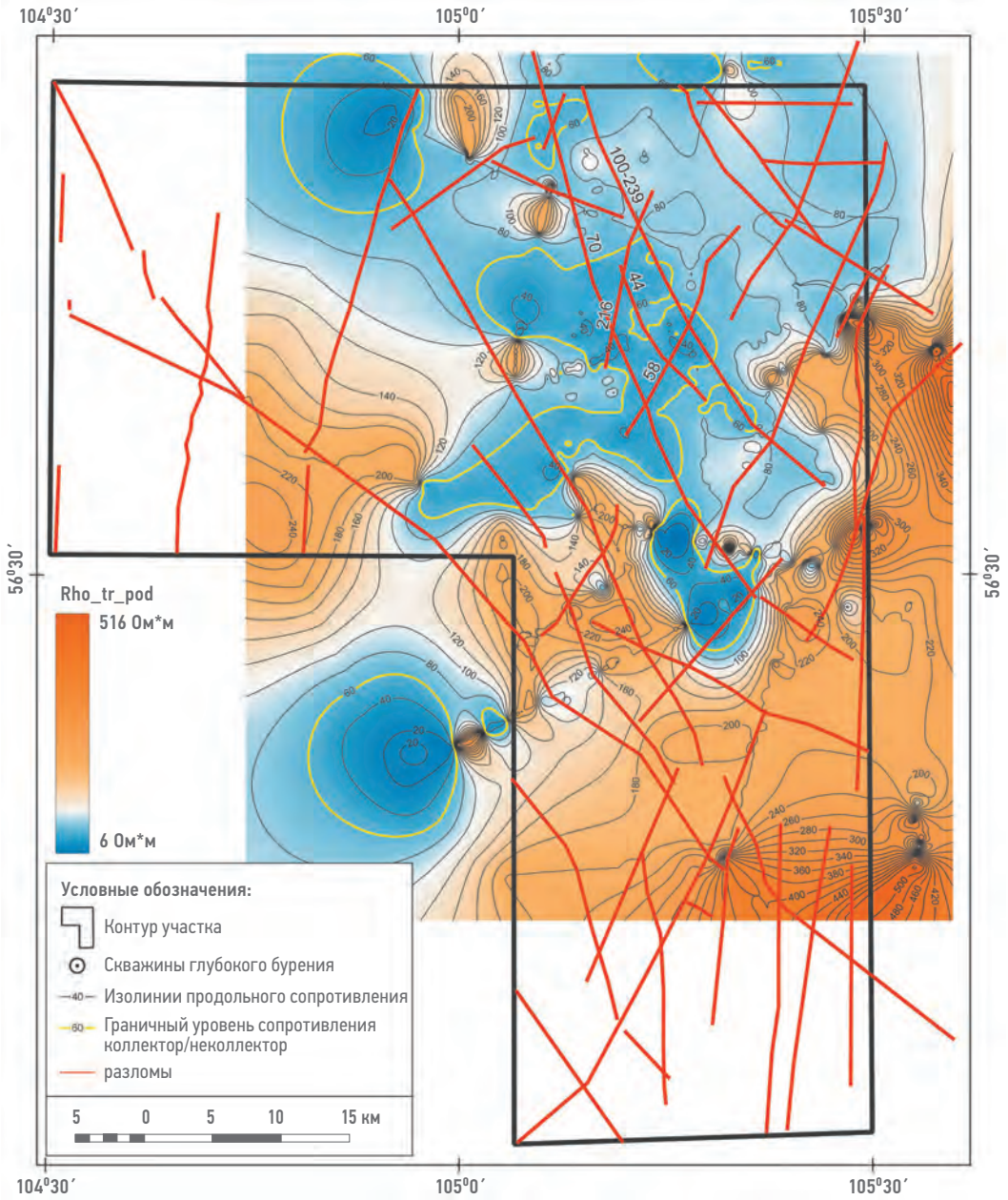


Рис. 6. Разломы по данным настоящих исследований в поле продольного электрического сопротивления осинско-тэтэрского карбонатного интервала (подписаны упомянутые в тексте разломы) по цифровым данным АО «Иркутскэнерго», полученным из [13]. Составлено авторами

Fig. 6. Faults according to the data of the present studies in the field of longitudinal electrical resistance of the Osinsko-Tetersky carbonate interval (the faults mentioned in the text are signed) according to digital data of «Irkutskenergo» Stock company obtained from [13]. Prepared by the authors

субмеридиональной, ССВ и СВ ориентировки. Разрывные нарушения СВ простирания за счет своей кинематической природы растяжения на этапе формирования залежей УВ могли увеличивать проницаемость геологической среды.

Миграция флюидов с возможным их скоплением вдоль СЗ разрывных нарушений могла произойти в 4-й этап сдвиговых деформаций при СЗ положении оси сжатия и СВ оси растяжения (**рис. 8**), когда эти разломы характеризовались сбросовой кинематикой. Данный геодинамический режим выделяется на основании стабильного распределения полученных нами полей напряжений по всей исследованной площади и его удовлетворительном отражении в парагенезах разломной сети. Подобная геодинамическая обстановка установлена по парагенезу дислокаций верхних горизонтов осадочного чехла в северной части Непской зоны. Эти деформации были связаны с правосторонними движениями по широтным сдвигам в фундаменте. Время активных движений отнесено к позднему девону — среднему карбону [19]. На рассматриваемом участке, расположенном в ~300 км

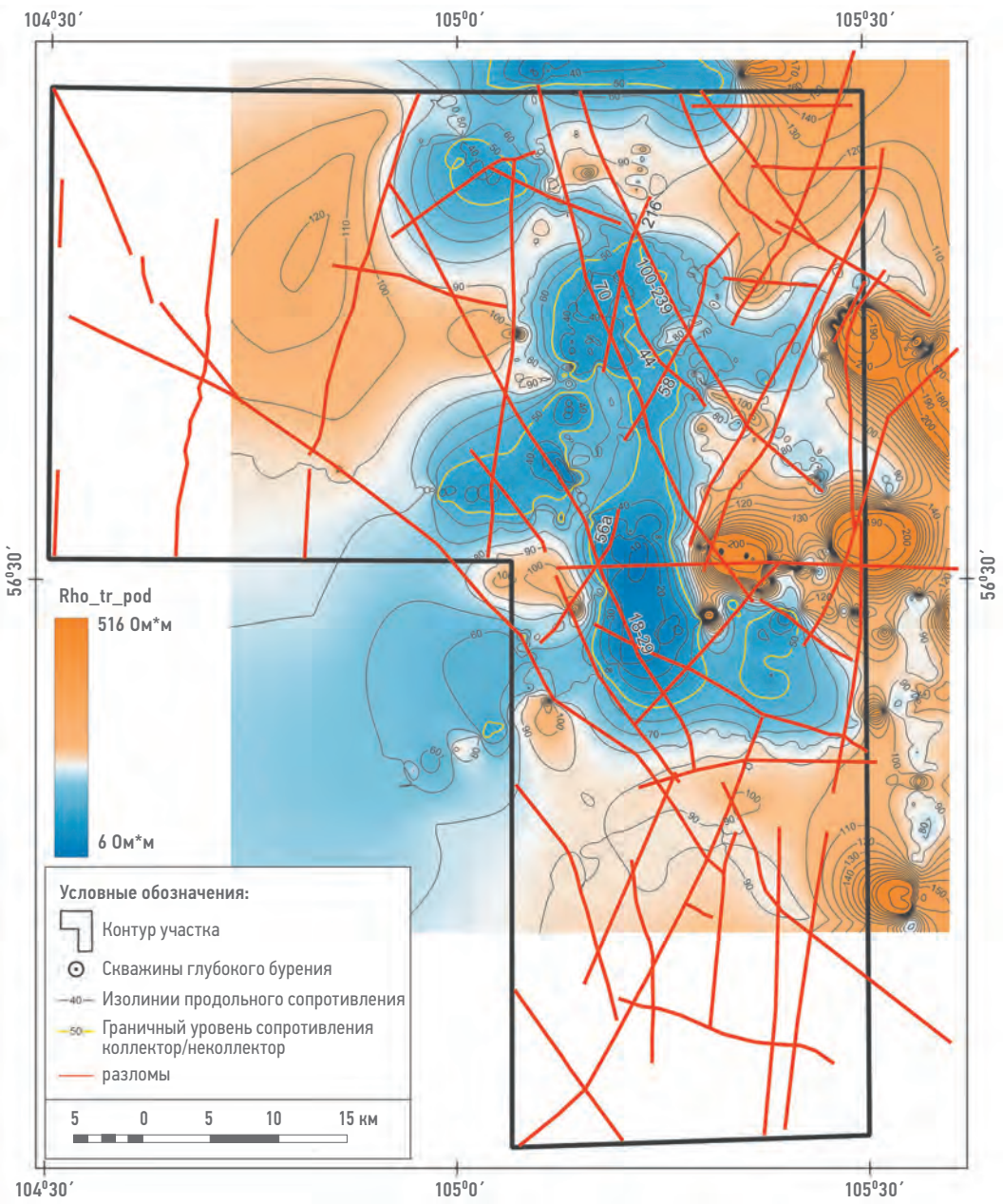


Рис. 7. Разломы по данным настоящих исследований в поле продольного электрического сопротивления терригенного интервала тирской и непской свит (подписаны упомянутые в тексте разломы) по цифровым данным АО «Иркутскэнерго», полученным из [4]. Составлено авторами

Fig. 7. Faults according to the data of the present studies in the field of longitudinal electrical resistance of the terrigenous interval of the Tirskaya and Nepa Formations (the faults mentioned in the text are signed) according to digital data of «Irkutskenergo» Stock company obtained from [13]. Prepared by the authors

юг-юго-восточнее описываемого места в районе устья р. Непы, в этом поле напряжений ведущими были субмеридиональные разломы, вдоль которых происходили левосторонние смещения.

В настоящее время земная кора изученного участка находится в условиях доминирующего ЗСЗ и СЗ растяжения, имеющее значительную вариативность в направлении s_3 от 270° до 330° по разным типам тектонофизических данных (**рис. 8**, этап 6). Данный геодинамический режим сопоставляется с позднекайнозойским этапом тектоногенеза Байкальской рифтовой зоны, расположенной в смежной с платформой области. Обстановки СЗ–ЮВ растяжения ранее зафиксированы в зоне сочленения Ангаро-Ленского поднятия и Предбайкальского прогиба, в том числе и на Ковыктинском газоконденсатном месторождении [2, 21]. На изученном участке характерное в целом для Байкальской рифтовой зоны СЗ направление s_3 трансформируется в ЗСЗ растяжение, что обусловлено, с одной стороны наличием здесь длительно существующих глубинных субмеридиональных (0–10°) и ССВ (11–30°) разломов,

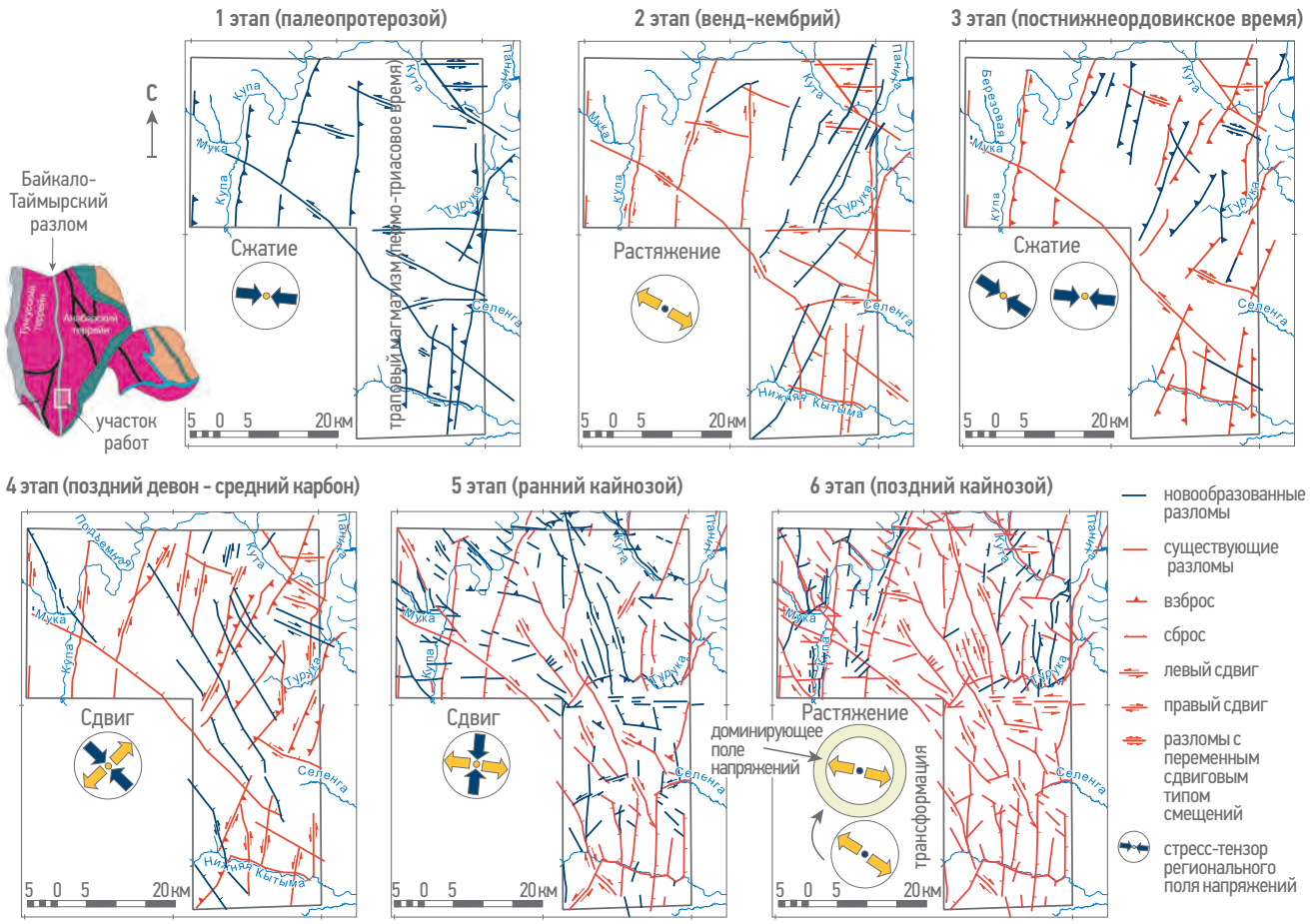


Рис. 8. Тектонофизическая модель формирования разломно-блоковой структуры участка исследований в разные этапы тектогенеза: 1 этап — сжатие, связанное с коллизией Анабарского и Тунгусского супертеррейнов в палеопротерозое [14] (на основе сети разломов горизонта Ф); 2 этап — растяжение, связанное с образованием пассивной окраины Сибирского кратона [15] и формированием мощных карбонатно-терригенных толщ в венде — кембрии [16] (на основе сети разломов горизонта $М_{пп}$); 3 этап — сжатие, связанное с орогеническими движениями в раннем палеозое в Саяно-Байкальском и Байкало-Патомской складчатых областях [16, 17] (на основе сети разломов горизонта $К_{2)}$; 4 этап — сдвиговый, ассоциированный с движениями в Непской зоне [18] в связи с завершением предыдущего орогенического этапа в складчатых областях на периферии Сибирской платформы (на основе сети разломов горизонта $Н_4$); 5 этап — сдвиговый, отражающий зарождение Байкальской рифтовой зоны (БРЗ) [1, 2] (на основе разломной сети верхней части осадочного чехла); 6 этап — растяжение, связанное с позднекайнозойским развитием БРЗ (на основе разломной сети верхней части осадочного чехла). На врезке слева упрощенная схема строения фундамента Сибирской платформы из работы [14] с положением участка работ. Составлено авторами

Fig. 8. Tectonophysical model of the formation of the fault-block structure of the study area at different tectogenesis stages of: 1 — the compression stage associated with the collision of the Anabar and Tunguska superterranes in the Paleoproterozoic [14] (based on the fault network of the F horizon); 2 — extension stage associated with the formation of the passive margin of the Siberian craton [15] and the formation of thick carbonate-terrigenous strata in the Vendian — Cambrian [16] (based on the network of faults of the Mpp horizon); 3 — compression stage associated with orogenic movements in the Early Paleozoic in the Sayan-Baikal and Baikal-Patom folded areas [16, 17] (based on the network of faults of the K2 horizon); 4 — strike-slip stage associated with movements in the Nepa zone [18] in connection with the completion of the previous orogenic stage in folded areas on the periphery of the Siberian Platform (based on the network of faults of the H4 horizon); 5 — strike-slip stage, reflecting the origin of the Baikal Rift Zone (BRZ) [1, 2] (based on the fault network of the upper part of the sedimentary cover); 6 — tension stage associated with the Late Cenozoic development of the BRZ (based on the fault network of the upper part of the sedimentary cover). The inset on the left shows a simplified diagram of the structure of the foundation of the Siberian Platform from [14] with the position of the work site. Prepared by the authors

с другой — стороны изменением конфигурации границы подвижного пояса с СВ на субмеридиональную напротив Купского ЛУ (**рис. 1**). В таком поле напряжений благоприятными разломными зонами для притока УВ-флюидов являются разрывные структуры ССВ, СВ и субмеридиональной, и отчасти ССЗ ориентировки. Полевые данные, собранные на поверхности, показывают, что основная часть крупных зияющих трещин имеет простирание от 330° до 40°. При наличии коллекторов, узлы пересечения разломов, попадающих в эти румбы, могут быть перспективными для поиска УВ на рассматриваемом участке и прилегающих территориях Сибирской платформы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тектонофизические исследования с целью картирования разломов и изучения напряженного состояния земной коры для разных временных этапов развития территорий

позволяют более эффективно проводить поиски месторождений нефти и газа на Сибирской платформе. При этом важное значение имеет комплексный анализ полевых геолого-структурных и геолого-геофизических данных, а также дешифрирование рельефа на разномасштабных картах и снимках в зависимости от поставленных задач.

Полученные результаты могут быть использованы для уточнения точки заложения поисковых скважин, в места, наиболее благоприятные для скопления УВ вдоль разломов. При этом необходимо учитывать ранг разлома, особенности его строения и по возможности заполнение, чтобы избежать осложнений в процессе бурения.

Список литературы

1. *Семинский К.Ж., Бурзунова Ю.П., Борняков С.А., Мирошниченко А.И., Черемных А.С., Семинский А.К., Буддо И.В., Смирнов А.С., Горлов И.В.* Анализ разломно-блоковой структуры и напряженного состояния осадочного чехла на газоконденсатных месторождениях: основы тектонофизического подхода // Геодинамика и тектонофизика. — 2023. — Т. 10. — №4. — С. 879–897. https://doi.org/10.5800/GT-2023-14-2-0689

2. *Семинский К.Ж., Саньков В.А., Огибенин В.В., Бурзунова Ю.П., Мирошниченко А.И., Горбунова Е.А., Горлов И.В., Смирнов А.С., Вахромеев А.Г., Буддо И.В.* Тектонофизический подход к анализу геолого-геофизических данных на газоконденсатных месторождениях со сложным строением платформенного чехла // Геодинамика и тектонофизика. — 2018. — Т. 9. — № 3. — С. 587–627. https://doi.org/10.5800/GT-2018-9-3-0364

3. *Ивченко О.В., Поляков Е.Е., Ивченко М.В.* Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза и сопредельные территории) // Вести газовой науки. — 2016. — № 1 (25). — С. 40–62.

4. *Шатневич С.Ю., Кушмар И.А.* Окончательный отчет о результатах работ по объекту «Оперативный анализ геолого-геофизических и геохимических материалов поисково-оценочных работ, оценка ресурсов УВ нефтегазоперспективных объектов в терригенных и карбонатных венд-нижнекембрийских отложениях, составление паспортов на подготовленные объекты в пределах Купского ЛУ». Книга 1. Санкт-Петербург: АО «ВНИГРИ-Геологоразведка», 2022.

5. *Лунина О.В., Гладков А.С., Неведрова Н.Н.* Рифтовые впадины Прибайкалья: тектоническое строение и история развития. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2009. — 316 с.

6. *Семинский К.Ж.* Спецкартирование разломных зон земной коры. Статья 1: Теоретические основы и принципы // Геодинамика и тектонофизика. — 2014. — Т. 5. — № 2. С. 445–467. https://doi.org//GT2014520136

7. *Гзовский М.В.* Основы тектонофизики. М.: Наука, 1975. — 375 с.

8. *Гущенко О.И.* Метод кинематического анализа структур разрушения при реконструкции полей тектонических напряжений. В кн.: Поля напряжений в литосфере. М.: Наука, 1979. — С. 7–25.

9. *Delvaux D.* Release of program Win-Tensor 4.0 for tectonic stress inversion: statistical expression of stress parameters. Geophysical Research Abstracts. 2012. V. 14, EGU2012-5899, 2012, EGU General Assembly 2012.

10. Николаев П.Н. Методика тектонодинамического анализа / Под ред. Н.И. Николаева. М.: Недра, 1992. — 295 с.

11. *Данилович В.Н.* Метод поясов при исследовании трещиноватости, связанной с разрывными смещениями. Иркутск: Педагогический институт Иркутского государственного университета, 1961. — С. 47 с.

12. *Шевырев С.Л.* Программа LEFA: автоматизированный структурный анализ космической основы в среде MATLAB // Успехи современного естествознания. 2018. — № 10. — С. 138–143.

13. *Мамаков Д.О., Мамакова Т.С. и др.* Отчет о результатах работ по объекту «Сейсморазведочные работы МОГТ 2D в пределах Купского лицензионного участка» (Оперативный анализ комплекса полевых геолого-геофизических и геохимических материалов поисково-оценочных работ, оценка перспектив терригенных и карбонатных венд-кембрийских пород на Купском ЛУ). Отчет по договору с компанией АО «Иркутскэнерго». Иркутск, 2020.

14. *Шерман С.И., Днепровский Ю.И.* Поля напряжений земной коры и геолого–структурные методы их изучения. Новосибирск: Наука. 1989. — 158 с.

15. *Donskaya T.V.* Assembly of the Siberian Craton: Constraints from Paleoproterozoic granitoids // Precambrian Research. — 2020. — V. 348. — 105869.

16. *Гладкочуб Д.П., Донская Т.В., Мазукабзов А.М., Станевич А.М., Скляров Е.В., Пономарчук В.А.* Комплексы-индикаторы процессов растяжения на юге Сибирского кратона в докембрии // Геология и геофизика. — 2007. — Т. 48. — № 1. — С. 22–41.

17. Никишин А.М., Соборнов К.О., Прокопьев А.В., Фролов С.В. Тектоническая история Сибирской платформы в венде–фанерозое // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. — 2010. — № 1. — С. 3–16.

18. Геология Ольхонского композитного террейна: путеводитель экскурсии / *Сост: А.С. Мехоношин, Т. Б. Колотилина, Т.В. Донская, Д.П. Гладкочуб, Е.В. Скляров.* Иркутск: ИГХ СО РАН, 2021. — С. 22 с.

19. *Рязанов Г.В., Малых А.В.* Парагенезы дислокаций осадочного чехла при горизонтальных движениях фундамента в Непской зоне (Сибирская платформа) // Докл. АН СССР. — 1981. — Т. 258. — № 4. — С. 980–982.

20. *Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л.* Нефтеностность зон растяжения земной коры на примере оффшорной части Бразилии и востока России // Вести газовой науки. — 2013. — № 5 (16). — С. 105–113.

21. *Саньков В.А., Парфеевец А.В., Мирошниченко А.И., Бызов Л.М., Лебедева М.А., Саньков А.В., Добрынина А.А., Коваленко С.Н.* Позднекайнозойское разломообразование и напряженное состояние юго-восточной части Сибирской платформы // Геодинамика и тектонофизика. — 2017. — Т. 8. — № 1. — С. 81–105.

References

1. Seminsky K.Zh., Burzunova Yu.P., Bornyakov S.A., Miroshnichenko A.I., Cheremnykh A.S., Seminsky A.K., Buddo I.V., Smirnov A.S., Gorlov I.V. [Analysis of the Fault-Block Structure and Stress State of the Sedimentary Cover in Gas-Condensate Deposits: Basics of the Tectonophysical Approach]. *Geodynamics & Tectonophysics.* 2023; 14 (2): 0689. https://doi.org/10.5800/GT-2023-14-2-0689 (In Russ.).

2. Seminsky K.Zh., Sankov V.A., Ogibenin V.V., Burzunova Yu.P., Miroshnichenko A.I., Gorbunova E.A., Gorlov I.V., Smirnov A.S., Vakhromeev A.G., Buddo I.V. [Tectonophysical approach to the analysis of geological and geophysical data on gas-condensate deposits with the complex platform cover]. *Geodynamics & Tectonophysics. 2018;* 9 (3): 587–627. https://doi.org/10.5800/GT-2018-9-3-0364 (In Russ.).

3. Ivchenko O.V., Polyakov E.E., Ivchenko M.V. [The influence of fault tectonics on the oil and gas potential of the Vendian-Lower Cambrian deposits of the southern regions of the Siberian platform (Nepsko-Botuoba anteclise and adjacent territories)]. *Vesti gazovoy nauki.* 2016; 1 (25): 40–62 (In Russ.).

4. Shatkevich S.Yu., Kushmar I.A. [*Final report on the results of work on the object "Operational analysis of geological, geophysical and geochemical materials of prospecting and evaluation works, assessment of hydrocarbon resources of oil and gas promising objects in terrigenous and carbonate Vendian-Lower Cambrian deposits, preparation of passports for prepared objects within the Kupsky area". Book 1.*]. Sankt-Peterburg: «VNIGRI-Geologorazvedka»; 2022. (In Russ.).

5. Lunina O.V. Gladkov A.S., Nevedrova N.N. [*Rift basins in Pribaikal'e: Tectonic structure and development history*]. Novosibirsk: Academic Press "Geo"; 2009. (In Russ.).

6. Seminsky K.Zh. [Specialized mapping of crustal fault zones. Part 1: Basic theoretical concepts and principles]. *Geodynamics & Tectonophysics.* 2014; 5 (2): 445–467. https://doi.org/10.5800/GT2014520136 (In Russ.).
7. Gzovsky M.V. [*Fundamentals of Tectonophysics*]. Moscow: Nedra, 1975. (In Russ.).
8. Gushchenko O.I. [Method of kinematic analysis of fracture structures during reconstruction of tectonic stress fields]. In.: *Stress fields in the lithosphere*. Moscow: Nauka, 1979: 7–25 (In Russ.).
9. Delvaux D. Release of program Win-Tensor 4.0 for tectonic stress inversion: statistical expression of stress parameters. Geophysical Research Abstracts. 2012; 14, EGU2012-5899, EGU General Assembly [обновлено 27 августа 2024; процитировано 27 августа 2024] Доступно: https://www.africamuseum.be/publication_docs/EGU2012-5899_Delvaux_Win-Tensor4.0.pdf
10. Nikolaev P.N. [*Methodology of Tectonodynamical Analysis*]. Moscow: Nedra, 1992. (In Russ.).
11. Danilovich V.N. [*Belt method in the study of fracturing associated with rupture displacements*]. Irkutsk: Pedagogical Institute of Irkutsk State University, 1961. (In Russ.).
12. Shevyrev S.L. [LEFA program: automated structural analysis of the space basis in the MATLAB environment]. *Advances in modern natural science.* 2018; 10: 138–143 (In Russ.).
13. Mamakov D.O., Mamakova T.S., et al. [*Report on the results of work on the object "Seismic exploration works MOGT 2D within the Kupsky license area" (Operational analysis of a set of field geological, geophysical and geochemical materials of exploration and evaluation works, assessment of the prospects of terrigenous and carbonate Vendian-Cambrian rocks at the Kupsky license area). Report on the contract with the company AO Irkutskenergo.*] Irkutsk, 2020. (In Russ.).
14. Sherman, S.I., Dneprovsky, Yu.I. [*Crustal stress fields and geological and structural methods*]. Novosibirsk: Nauka, 1989. (In Russ.).
15. Donskaya T.V. Assembly of the Siberian Craton: Constraints from Paleoproterozoic granitoids. *Precambrian Research.* 2020; 348: 105869. https://doi.org/10.1016/j.precamres.2020.105869
16. Gladkochub D.P., Donskaya T.V., Mazukabzov A.M., Stanevich A.M., Sklyarov E.V., and V.A. Ponomarchuk. Signature of Precambrian extension events in the southern Siberian craton. *Russian Geology and Geophysics.* 2007; 1: 17–31.
17. Nikishin A.M., Sobornov K.O., Prokopiev A.V., Frolov S.V. [Tectonic history of the Siberian platform in the Vendian-Phanerozoic]. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology.* 2010; 1: 3–16 (In Russ.).
18. Mekhonoshin A.S., Kolotilina T. B., Donskaya T.V., Gladkochub D.P., Sklyarov E.V. (Eds): [*Geology of the Olkhon composite terrane: excursion guide*]. Irkutsk: IGC SB RAS, 2021. (In Russ.).
19. Ryazanov G.V., Malykh A.V. [Dislocation parageneses of the sedimentary cover during horizontal movements of the basement in the Nepa zone (Siberian platform)] *Doklady of the Academy of Sciences of the USSR. Earth Science Sections.* 1981; 258 (4): 980–982 (In Russ.).
20. Tsvetkov L.D., Tsvetkova N.L. [Oil content of crustal extension zones on the example of offshore Brazil and eastern Russia]. *Vesti gazovoy nauki.* 2013; 5 (16): 105–113 (In Russ.).
21. Sankov V.A., Parfeevets A.V., Miroshnichenko A.I., Byzov L. M., Lebedeva M.A., Sankov A.V., Dobrynina A.A., Kovalenko S.N. [Late Cenozoic faulting and the stress state in the south-eastern segment of the Siberian platform]. *Geodynamics & Tectonophysics.* 2017; 8 (1): 81–105. https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-1-0233 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.В. Лунина — внесла основной вклад в разработку концепции статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.А. Кондратьев — инициировал исследования, оказал экспертную поддержку при работе с геофизическими данными, утвердил публикуемую версию статьи.

Oksana V. Lunina — developed the main concept of the article, wrote the text, approved the final version, and agreed to take responsibility for all aspects of the article.

Viktor A. Kondratiev — initiated research, provided expert support in working with geophysical data, approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Оксана Викторовна Лунина* — доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории тектонофизики Института земной коры СО РАН
664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128.
e-mail: lounina@crust.irk.ru
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-7743-8877
SPIN-код: 1220-3802
Scopus Author ID: 6603849679

Виктор Александрович Кондратьев — главный геолог АО «Иркутскэнерго»

Oksana V. Lunina* — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief researcher, Tectonophysics Laboratory, Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences
128, Lermontova str., 664033, Irkutsk, Russia.
e-mail: lounina@crust.irk.ru
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-7743-8877
SPIN-code: 1220-3802
Scopus Author ID: 6603849679

Viktor A. Kondratiev — Principal geologist of Stock company «Irkutskenergo»

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УДК 622.276.6
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-27-33

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ПЛАСТ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

А.В. Войводяну, А.С. Виноградов*, В.В. Иликбаев, В.И. Вирт
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Сокращение затрат на добычу продукции нефтяного месторождения особенно остро стоит в условиях применения дорогостоящих методов повышения нефтеотдачи пластов. Подбор оптимального скважинного оборудования нагнетательных скважин при осуществлении обратной ПНГ в пласт, позволяет существенно снизить операционные затраты и технологические риски на закачку газа.

Цель. Определение оптимальных технологических параметров скважинного оборудования при проектировании разработки нефтегазоконденсатного месторождения с системой обратной закачки добываемого попутного нефтяного газа.

Материалы и методы. Анализ геолого-геофизической информации по месторождению и применение существующего мирового опыта и методик по определению технологических параметров обратной закачки газа в пласты.

Результаты. На примере проектирования разработки нефтегазового месторождения, описан подход и алгоритмы определения технологических параметров закачки газа в пласт. Показано влияние характеристик пластов на конечный результат.

Заключение. Определены технологические параметры закачки газа в пласт.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, насосно-компрессорные трубы для закачки газа, газонагнетательная скважина

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Войводяну А.В., Виноградов А.С., Иликбаев В.В., Вирт В.В. Определение основных технологических параметров закачки газа в пласт на примере проектирования разработки месторождения группы компаний «Газпром нефть». PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):27–33. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-27-33

Статья поступила в редакцию 12.12.2024
Принята к публикации 24.01.2025
Опубликована 31.03.2025

DETERMINATION OF THE MAIN TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF GAS INJECTION INTO THE RESERVOIR USING THE EXAMPLE THE FIELD DEVELOPMENT OF THE GAZPROM NEFT COMPANY GROUP

Artyom V. Voivodianu, Anton S. Vinogradov*, Valery V. Ilikbaev, Vitaly I. Virt
Gazprom neft company group, RF, Tumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Reducing the cost of oil production is particularly acute in the context of the use of expensive methods to enhance oil recovery. The determination of optimal downhole equipment for gas injection wells can significantly reduce operating costs and technological risks for gas injection.

Aim. Determination of optimal technological parameters of downhole equipment when designing the development of an oil and gas condensate field with associated petroleum gas injection.

Materials and methods. Analysis of geological and geophysical information on the field and application of existing international experience and techniques for determining the technological parameters of gas injection into reservoirs.

Results. Using the example of designing the gas and oil fild development, the approach and algorithms for determining the technological parameters of gas injection into the reservoir are described. The influence of reservoir characteristics on the final result is shown.

Conclusion. The technological parameters of gas injection into the reservoir have been determined.

Keywords: associated petroleum gas, gas injection tubing, gas injection well

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

For citation: Voivodianu A.V., Vinogradov A.S., Ilikbaev V.V., Virt V.I. Determination of the main technological parameters of gas injection into the reservoir using the example the field development of the Gazprom neft company group. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):27–33. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-27-33

Manuscript received 12.12.2024
Accepted 24.01.2025
Published 31.03.2025

Одной из важнейших задач на всех стадиях разработки месторождения является сокращение затрат на добычу, подготовку, а также транспорт добываемой продукции. Особенно остро она стоит на месторождениях, где осуществляются энергоемкие методы повышения нефтеотдачи пластов. К таким случаям относится одно из месторождений группы компаний «Газпром нефть», где поддержание пластового давления осуществляется методом обратной закачки в пласт добываемого попутного нефтяного газа.

При проектировании оборудования необходимо учитывать, что коэффициент полезного действия компрессорной установки при закачке газа в пласт определяется технологическим режимом работы газонагнетательных скважин и зависит от многих факторов, в том числе от конструктивных особенностей строения эксплуатационных скважин. В зависимости от использования типоразмера лифтовых колонн, установленных в нагнетательных скважинах, изменяется величина потерь давления при движении газа в стволе, следовательно, снижается или увеличивается давление нагнетания газа на устье, что приводит к изменению параметров работы поверхностного оборудования.

ДЛЯ КОРРЕКТНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С СИСТЕМОЙ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ДОБЫВАЕМОГО ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ПЛАСТ С ПОСЛЕДУЮЩЕЙ ОЦЕНКОЙ ВЛИЯНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ НА КОНЕЧНЫЙ РЕЗУЛЬТАТ.

На стадии проектирования, для целей подбора оптимального погружного оборудования газонагнетательных скважин, проведено моделирование величин устьевых давлений, необходимых для закачки газа в продуктивную залежь месторождения. Расчеты выполнены в специализированном программном комплексе при помощи интерактивного обеспечения. При прогнозировании распределения давления в насосно-компрессорных трубах (НКТ) использована корреляция «Beggs and Brill», которая применяется в расчетах трубной гидравлики вертикальных, горизонтальных и наклонных участков в условиях течения одно- и многофазного потока.

Расчеты выполнены по нескольким вариантам, которые позволяют оценить устьевые давления для нагнетательных скважин при их эксплуатации на максимальном потенциале, а также с учетом проведения оптимизации выбранного варианта разработки месторождения и ограничения приемистости нагнетательных скважин для предотвращения раннего прорыва закачиваемого газа к нефтяным скважинам. Для учета изменения условий работы оборудования в результате эволюции основных геолого-технологических параметров пласта в зависимости от стадии реализации проекта, а также для учета потенциальных рисков, расчеты проводились по нескольким сценариям.

- Сценарий 1 — энергетическое состояние пластов первоначальное, давление нагнетания и приемистость газонагнетательных скважин максимальная ($P_{заб} = P_{заб\ мах}$).
- Сценарий 2 — прогнозируется изменение параметров работы пласта и нагнетательных скважин, в том числе рост пластового давления на 50 % от максимальной репрессии, забойное давление закачки на первоначальном максимальном уровне, наблюдается снижение приемистости газонагнетательных скважин.
- Сценарий 3 — на данной стадии разработки отмечается увеличение пластового давления на 75 % от максимальной репрессии, при этом прогнозируется значительное снижение среднесуточной приемистости по нагнетательным скважинам более 70 % от первоначального уровня. Давление на забое при закачке газа максимальное.
- Сценарий 4 — характеризуется ограничением приемистости нагнетательных скважин (до 600 тыс. $м^3$/сут.) и соответственно невысокими значениями создаваемой репрессии на пласт с целью обеспечения запаса прочности проекта. Пластовое давление соответствует начальному уровню.

Отход по предполагаемым объектам закачки принят максимальный и соответствует 1500 м, при этом длина горизонтального ствола составляет 500 м.

Согласно техническим требованиям на проектирование компрессорной установки для закачки газа в пласт на рассматриваемом месторождении, рабочей средой является осушенный отбензиненный природный газ, что определяет однофазное, газообразное состояние закачиваемой смеси в рабочем диапазоне величин температуры и давления. В этом случае потери давления за счет эффектов проскальзывания жидкой и газовой фазы отсутствуют. Поэтому основными параметрами, влияющими на расчет устьевого давления, являются силы гравитации и потери на трение.

Рассмотрено несколько вариантов прогноза устьевого давления по нагнетательным скважинам с учетом изменения основных геолого-технологических показателей при закачке газа — пластового давления, репрессии, приемистости, геометрии скважин и диаметров лифтовых труб — согласно запроектированной конструкции нагнетательных скважин. Для предотвращения образования трещин ГРП и ухода закачанного газа в соседние пласты, ранее определено максимально допустимое забойное давление в газонагнетательной скважине на уровне 24,5 МПа.

Согласно представленным сценариям 1–3 по реализации технологии обратной закачки газа в продуктивные пласты данного месторождения, средняя приемистость одной газонагнетательной скважины при максимальном давлении нагнетания газа изменяется в широком диапазоне и составляет 871 800–3 164 200 м^3/сут.

По рекомендуемому варианту, для снижения рисков прорыва нагнетаемого газа к нефтяным скважинам, предусматривается ограничение приемистости нагнетательного фонда скважин на уровне от 400 000 до 600 000 м^3/сут. Ниже представлены результаты расчетов максимального давления на устье необходимого для закачки газа в пласт (**рис. 1**):

- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 89 мм — 55,3 и 69,1 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 114 мм — 26,5 и 27,0 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 127 мм — 24,6 и 25,9 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 146 мм — 22,4 и 24,3 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 168 мм — 21,2 и 22,6 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 178 мм — 20,9 и 22,2 МПа.

Как показали проведенные расчеты, расхождения по устьевому давлению при работе лифтовых систем незначительные и не превышают 10 %, за исключением параметров работы скважин, оборудованных НКТдиаметром 89 мм, где устьевое давление может достигать 69,1 МПа. Аномально высокое давление нагнетания при использовании насосно-компрессорных труб наименьшего диаметра обусловлено возникновением в столе скважины дополнительных гидравлических потерь давления на преодоление сил трения, в этом случае применение НКТ представленного диаметра нецелесообразно. Поэтому типоразмер трубы 89 мм рассмотрен для газонагнетательных скважин, характеризующихся невысокой производительностью, соответствующей сценариям 3 и 4.

Параметры работы скважин, в которых предусмотрен спуск лифтовых труб диаметром от 114 до 178 мм можно считать удовлетворительными. Скорость движения газового потока в период максимальной приемистости (сценарий 1) составит 16,5 м/с. Согласно исходным данным (см. **табл. 1**), в процессе разработки пласта, прогнозируется снижение скоростных характеристик потока (вариант 3), за счет уменьшения производительности нагнетательных скважин. При этом минимальная скорость нисходящего потока снижается до значений в 2,0 м/с, следовательно, самый низкий уровень гидравлических потерь (менее 0,066 МПа) будет достигнут при использовании НКТ диаметром 178 мм. Необходимо отметить, что распределения давления в скважинах, оборудованных НКТ

Таблица 1. Исходные данные по сценариям. Составлено авторами
Table 1. The initial data for the scenarios. Prepared by the authors

0,176 mm	Описание	Глубина спуска НКТ (абс. отм.), м	Забойное давление, МПа	Репрессия, МПа	Пластовое давление, МПа	Приемистость, тыс. м^3/сут	Устьевая температура, °С	Пластовая температура, °С
1	Рзаб = Рзаб max	1868	24,6	6,5	18,1	3164,2	35,0	59,0
2	Рпл тек = Рпл нач + 50,0 % от максимальной репрессии		24,6	3.3	21,4	1717,9		
3	Рпл тек = Рпл нач + 75,0 % от максимальной репрессии		24,6	1,6	23,0	871,8		
4	Оптимизированный		19,5	1,4	18,1	600,0		

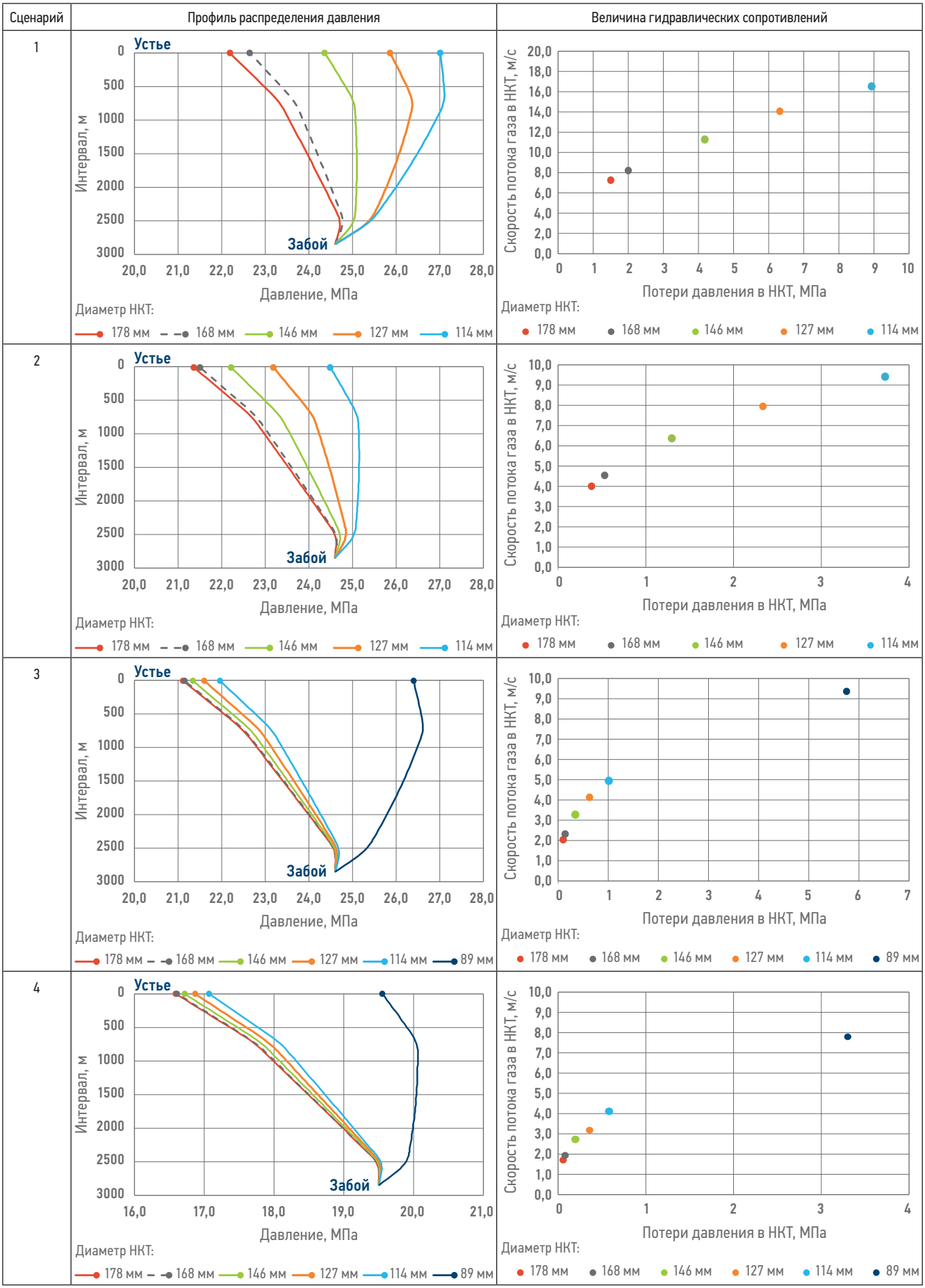


Рис. 1. Результаты расчетов давлений в НКТ при нагнетании газа в пласт. Составлено авторами
Fig. 1. Results of calculations of pressure in tubing when gas is injected into the reservoir. Prepared by the authors

диаметром 168, 178 мм имеют одинаковый характер, расхождения по расчетным данным минимальные, к примеру, устьевое давление нагнетания газа в пласт в случае применения лифтовой колонны 168 мм, отличается против использования компоновки диаметром 178 мм не более, чем на 1,5 %. В этой связи спуск труб меньшего диаметра (168 мм) по экономическим и технологическим соображениям будет предпочтительнее.
Использование лифтовых труб диаметром 114, 127 и 146 мм позволит получить более высокие скоростные характеристик потока нагнетаемого газа. Учитывая уровень гидравлических потерь при движении газа в скважинах, оборудованных лифтовыми трубами 114–146 мм, эффективным можно считать использование насосно-компрессорных труб с наружным диаметром 146 мм.
Результаты проведения оценки давления на устье нагнетательных скважин по оптимальному варианту представлены ниже (**рис. 1**):

- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 89 мм — 18,6 и 19,6 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 114 мм — 16,8 и 17,1 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 127 мм — 16,6 и 16,9 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 146 мм — 16,5 и 16,7 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 168 мм — 16,5 и 16,6 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 178 мм — 16,5 и 16,6 МПа.

Как видно на графиках (**рис. 1**), устьевое давление для закачки газа может изменяться от 16,5 до 19,6 МПа при использовании НКТ наружным диаметром 178 мм и 89 мм соответственно. Скорость газового потока в скважинах при использовании максимального и минимального проходного сечения труб будет изменяться от 1,4 до 7,8 м/с. Максимальные гидравлические потери на преодоление сил трения (3,3 МПа), отмечаются по нагнетательным скважинам при использовании НКТ диаметром 89 мм, соответственно минимальные потери (0,04 Мпа) прогнозируются при эксплуатации скважин, оборудованных трубами диаметром 178 мм.
Выполненный анализ позволяет сделать следующие выводы, что параметры работы насосно-компрессорных труб за исключением скважин, оборудованных лифтовыми трубами 89 мм, имеют не значительные расхождения по технологическим параметрам, в том числе скорости потока, возникающих градиентов давления и температуры. Использование НКТ данного диаметра возможно в узком диапазоне значений приемистости нагнетательных скважин (200–400 тыс. м^3/сут). В случае превышения заданного расхода при движении потока в НКТ неизбежно возникновение высоких гидравлических потерь в скважине, что значительно увеличивает энергозатраты на реализацию процесса обратной закачки газа в пласт. В этой связи перспективным может быть использование труб наружным диаметром 114 мм. С одной стороны, данный типоразмер обеспечит стабильный режим работы нагнетательных скважин в широком диапазоне значений расхода газового потока (**рис. 1**) и, с другой стороны, позволит улучшить экономическую привлекательность проекта (низкая себестоимость труб против других типоразмеров, возможность использования внутрискважинного

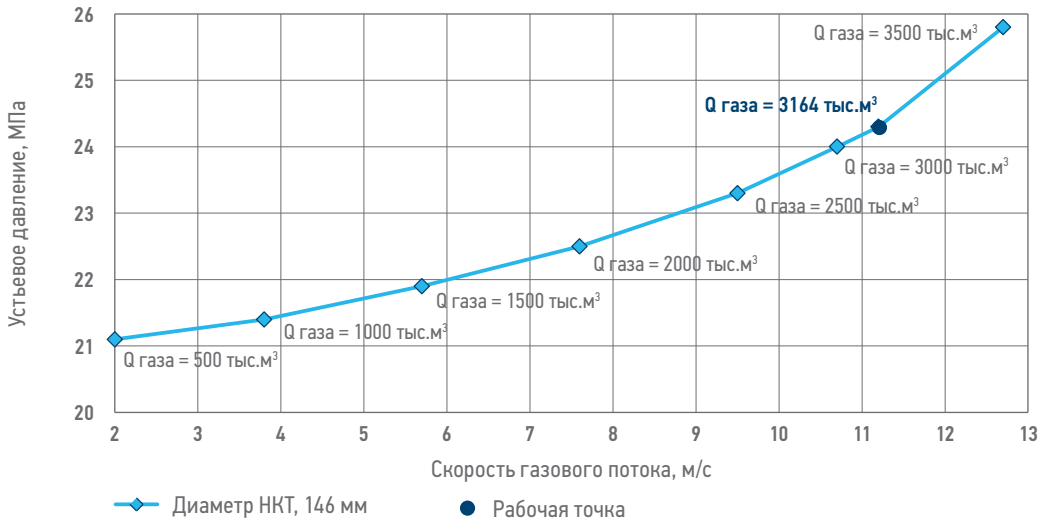


Рис. 2. Прогнозные параметры лифта 146 мм. Составлено авторами
Fig. 2. Forecast parameters for tubing 146 mm. Prepared by the authors

Таблица 2. Прогноз устьевого давления по нагнетательному фонду месторождения. Составлено авторами
Table 2. Forecast of wellhead pressure of gas injection wells of the field. Prepared by the authors

Сценарий	Сценарий	Рзаб, МПа	Репрессия, МПа	Рпл, МПа	Приемистость, тыс. м^3/сут	Руст, МПа			
						отход 600 м	отход 1000 м	отход 1500 м	отход 2300 м
1	Рзаб = Рзаб max	24,6	6,5	18,1	3164,2	24,1	24,4	24,4	—
2	Рпл тек = Рпл нач + 50,0 % от максимальной репрессии	24,6	3,3	21,4	1717,9	21,9	22,0	22,1	—
3	Рпл тек = Рпл нач + 75,0 % от максимальной репрессии	24,6	1,6	23,0	871,8	21,2	21,2	21,3	—
4	Оптимизированный	19,5	1,4	18,1	600,0	—	—	17,1	—

противовыбросового оборудования серийного производства).

Таким образом, для обеспечения проектных уровней закачки газа на первичном этапе работы нагнетательного фонда скважин, характеризующегося высокой производительностью, начальным пластовым давлением и максимальным значением создаваемой репрессии на пласт, расчетное давление на устье составит 24,3 МПа. В рекомендуемом варианте, характеризующимся ограничением приемистости нагнетательных скважин (до 600 тыс. м^3/сут, пласт НП$_4$) и, соответственно, не высокими значениями создаваемой репрессии на пласт, с целью обеспечения запаса прочности проекта, расчетное давление на устье газонагнетательных скважин составит 17,1 МПа.

Прогнозные параметры работы некоторых лифтовых систем, рекомендуемых к применению, приведены на рис. 2 и в табл. 2.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Для обеспечения работы нагнетательного фонда скважин, характеризующегося максимальным значением создаваемой репрессии и начальным пластовым давлением, расчетное максимальное давление на устье скважин составит 24,3 МПа.
2. Согласно проведенным расчетам, максимальные гидравлические потери отмечаются при работе скважин, оборудованных НКТ диаметром 89 мм, в этой связи представленный типоразмер труб к использованию в период пиковой закачки газа по объектам (1341–3164 тыс. м^3/сут/скв) не рекомендуется.
3. Прогнозные параметры работы нагнетательных скважин, оборудованных насосно-компрессорными трубами диаметром 114, 127 и 146 мм не имеют ограничений к применению, являются унифицированными в широком диапазоне производительности скважин от 350 до 2000 тыс. м^3/сут, что является определяющим фактором при выборе типоразмера трубы. Однако в соответствии с рекомендуемым вариантом приемистость в среднем на одну газонагнетательную скважину составит в диапазоне до 600 тыс. м^3/сут. Проведенные расчеты показали, что наиболее оптимальным по величине гидравлических сопротивлений, возникающих в стволе НКТ при закачке газа с ограничением приемистости, является использование лифтовых труб диаметром 114 мм, при этом давления нагнетания газа по объектам закачки прогнозируется на уровне17,1 МПа.

Список литературы
1. *Войводяну А.В., Иликбаев В.В., Вирт В.В., Виноградов А.С.* Обоснование объекта для обратной закачки попутного нефтяного газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть» // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2024. — 9(3). — С.129–134. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134
2. *Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И.* Физика нефтяного и газового пласта // Москва: Изд-во «Недра». — 1982. — 311 с.
References
1. Voivodianu A.V., Ilikbaev V.V., Virt V.I., Vinogradov A.S. Determination of optimal oil reservoir for associated petroleum gas injection on the example of a field of the Gazprom neft company group. *PROneft. Professionally about Oil.* — 2024. — № 3. vol. 9. — P. 129–134. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134
2. Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I. *Physics of oil and gas formation*. Moscow: Nedra, 1982, 311 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Войводяну — разработал концепцию статьи, определил актуальность проблемы, рецензировал окончательную версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.
А.С. Виноградов — провел инженерные расчеты.
В.В. Иликбаев — верифицировал инженерные расчеты.
В.И. Вирт — произвел анализ существующего опыта закачки и хранения газа в подземных пластах.

Artyom V. Voivodianu — developed the concept of the article, determined the relevance of the problem, reviewed the final version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.
Anton S. Vinogradov — engineering calculations.
Valery V. Ilikbaev — verification calculations.

Vital I. Virt — experience of reservoir gas injection.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артём Васильевич Войводяну — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»

Антон Сергеевич Виноградов* — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Валерий Витальевич Иликбаев — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»

Виталий Игоревич Вирт — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»

Artyom V. Voivodianu — Employee, Gazprom neft company group

Anton S. Vinogradov* — Employee, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., Saint Petersburg, 190000, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Valery V. Ilikbaev — Employee, Gazprom neft company group

Vital I. Virt — Employee, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УДК 622.276.652
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-34-46

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

ОБЗОР ПРОЕКТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА: ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОЦЕССА, СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК

К.М. Федоров[1,2,*], А.Я. Гильманов[1], А.П. Шевелёв[1,2], О.Н. Пичугин[2], М.И. Амерханов[3]
[1]Тюменский государственный университет, РФ, Тюмень
[2]Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», РФ, Альметьевск
[3]ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, РФ, Альметьевск

Электронный адрес: k.m.fedorov@utmn.ru

Введение. На сегодняшний день существенная доля запасов углеводородов приходится на высоковязкие и сверхвысоковязкие нефти. Разработка таких месторождений возможна с использованием перспективной технологии парогравитационного дренажа. Этот процесс является технически сложной и дорогостоящей процедурой, что приводит к необходимости детального прогнозирования процесса, обоснования мероприятий по управлению разработкой. Одним из инструментов решения этих задач является подбор наиболее важных характеристик и оценка их количественных значений месторождений-кандидатов для успешного применения технологии парогравитационного дренажа.

Целью работы является сопоставительный анализ результатов экспериментального исследования процесса парогравитационного дренажа с промысловым опытом реализации данной технологии за рубежом и в ПАО «Татнефть».

Материалы и методы. Проведён анализ основных экспериментальных методик и математических моделей анализа процесса, выделены достоинства и недостатки подходов. Получена репрезентативная выборка проектов разработки месторождений высоковязкой нефти, включающая как пилотные проекты, так и промышленную добычу нефти на месторождениях с широким диапазоном геологических свойств залежи и фильтрационно-емкостных свойств пластов. На основе процедуры анализа выделены ключевые параметры, определяющие эффективность рассматриваемого процесса. Осуществлено сравнение средних значений параметров для группы отечественных и зарубежных месторождений.

Результаты. Сопоставительный анализ промысловых данных позволил установить диапазоны значений ключевых параметров реализации технологии парогравитационного дренажа. Зарубежный опыт применения технологии сопоставлен с пилотными проектами ПАО «Татнефть».

Заключение. Показано, что тепловая задача превалирует над гравитационно-сегрегационными процессами, которые происходят гораздо быстрее, и проницаемость пласта практически не влияет на дебиты продукции. В целом основные этапы и особенности процесса, прогнозируемые в экспериментальных и теоретических моделях, наблюдаются и в промысловых проектах, и на практике.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, тепловые методы увеличения нефтеотдачи, парогравитационный дренаж, экспериментальное и математическое моделирование, промысловый опыт, сверхвысоковязкие нефти

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Федоров К.М., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П., Пичугин О.Н., Амерханов М.И. Обзор проектов с применением парогравитационного дренажа: основные этапы процесса, сравнительный анализ характеристик. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):34–46. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-34-46

Статья поступила в редакцию 30.09.2024
Принята к публикации 15.11.2024
Опубликована 31.03.2025

REVIEW OF STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE PROJECTS: MAIN STEPS OF THEIR APPLICATION, COMPARATIVE ANALYSIS OF THE MAIN PARAMETERS

Konstantin M. Fedorov[1,2,*], Aleksandr Ya. Gilmanov[1], Aleksandr P. Shevelev[1,2], Oleg N. Pichugin[2], Marat I. Amerkhanov[3]
[1]University of Tyumen, RF, Tyumen
[2]Almetyevsk State Technological University “High Oil School”, RF, Almetyevsk
[3]PJSC “Tatneft” n.a. V.D. Shashin, RF, Almetyevsk

E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

Introduction. Today, high-viscosity oils present a significant fraction of hydrocarbon reserves. The production of such resources is possible by application of the steam-assisted gravity drainage technology. This process is technically complex and expensive procedure. One of the tools of the process forecast is the selection of the most significant characteristics and assessment of their quantitative values of candidate fields for successful application of steam-assisted gravity drainage.

The aim of the article is comparative analysis of the results of experimental study of the steam-assisted gravity drainage process with the field experience of implementing this technology abroad and by Tatneft.

Materials and methods. The analysis of the main experimental and mathematical models of process is carried out, the advantages and disadvantages of the approaches are highlighted. A representative sample of projects has been obtained. Based on the analysis procedure, the key parameters determining process effectiveness under consideration are highlighted. The comparison of average values of the parameters for a group of Russian and foreign fields is carried out.

Results. A comparative analysis of field data made it possible to establish ranges of values of key parameters for the implementation of steam-assisted gravity drainage. The foreign experience of using the technology is compared with the pilot projects of Tatneft.

Conclusion. It is shown that the thermal problem prevails over gravitational segregation processes. In general, the main steps and features of the process established in experimental and theoretical investigations are presented in the field pilots monitoring.

Keywords: hard-to-recover reserves, thermal enhanced oil recovery methods, steam-assisted gravity drainage, experimental and mathematical modeling, field experience, ultra-high-viscosity oils.

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

For citation: Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Pichugin O.N., Amerkhanov M.I. Review of steam-assisted gravity drainage projects: main steps of their application, comparative analysis of the main parameters. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):34–46. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-34-46

Manuscript received 30.09.2024
Accepted 15.11.2024
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Современные вызовы отечественной экономики и производства диктуют необходимость поддержания высоких темпов добычи углеводородного сырья, что сопряжено с вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов [1, 2], значительную часть которых составляют высоковязкие и сверхвысоковязкие нефти и битумы. Эффективная разработка таких запасов невозможна без использования перспективных тепловых методов увеличения нефтеотдачи, включая технологию парогравитационного дренажа (Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD)) [3]. Среди различных вариантов этой технологии [4–8] максимальные показатели добычи нефти достигаются при технологии дренирования пласта парами скважин с горизонтальными стволами, расположенных одна над другой вблизи подошвы пласта. Нижний ствол в этом варианте дренирует пласт, а через верхний осуществляется закачка пара [3, 9], **рис. 1**.
К настоящему времени накоплен определенный промысловый опыт как пилотных проектов применения технологии, так и промышленной эксплуатации месторождений. Впервые метод предложен и апробирован за рубежом на месторождении Cold Lake в 1980 году, где первоначально опробовались технологии пароциклического и паротеплового воздействия, технологические показатели которых показали лишь ограниченный эффект [3]. Применение метода SAGD показало более высокие технологические показатели, что привело к распространению полученного опыта на других канадских месторождениях, а затем и в других компаниях и странах. В первую очередь технология апробировалась на месторождениях, содержащих значительные запасы неглубоко залегающей сверхвысоковязкой нефти и битумов. Поскольку к моменту запуска первых проектов SAGD в России за рубежом уже был накоплен определённый промысловый опыт, то основные отечественные разработки были сосредоточены на проблемах бурения близкорасположенных пар скважин и систем разработки с применением SAGD [5, 6].

ПРИВЕДЕНО СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ПРОМЫСЛОВЫМ ОПЫТОМ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЗА РУБЕЖОМ И В ПАО «ТАТНЕФТЬ».

Для анализа промыслового опыта применения технологии целесообразно кратко остановиться на основных результатах экспериментального и математического моделирования процесса. Экспериментальные установки для исследования процесса можно сгруппировать на два типа: анализ процесса в «нормальных условиях»

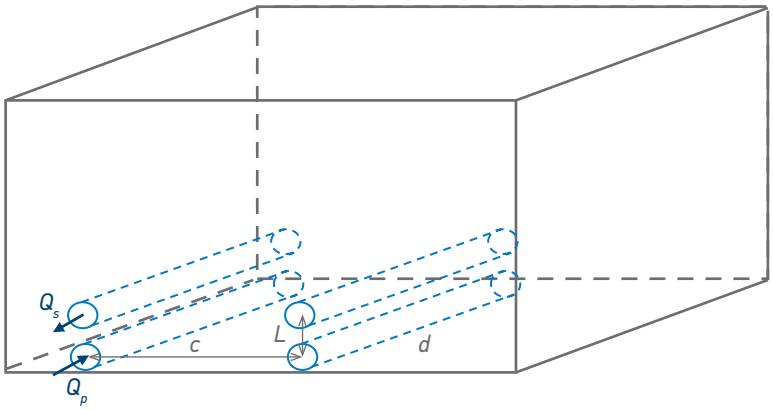


Рис. 1. Основной элемент схемы разработки месторождения с применением парогравитационного дренажа. На рисунке *c* — расстояние между парами скважин, *L* — расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами в паре, *d* — длина горизонтальных стволов скважин, Q_s — расход нагнетаемого пара, Q_p — дебит продукции. Составлено авторами

Fig. 1. Steam-assisted gravity drainage technology. Nomenclature: *c* — distance between pairs of wells, *L* — distance between the injector and the producer in pair, *d* — length of horizontal well, Q_s — injected steam flow rate, Q_p — production rate. Figure prepared by the authors

и при термодинамических условиях пласта [10, 11]. Установкой первого типа является конструкция Батлера [10], которая представляет из себя плоскую модель поперечного сечения пласта со стеклянной боковой панелью, позволяющей замерять поле температур в модели и визуально наблюдать за развитием процесса. В результате исследований установлены первые принципиальные заключения о процессе: формирование паровой камеры, охватывающей нагнетательную и добывающую скважины, рост камеры сначала в вертикальном, а затем в горизонтальном направлениях, геометрические характеристики камеры близки к равностороннему треугольнику с растущим углом в вершине, как представлено на **рис. 2**. Отмечено, что продукция представляет собой эмульсию нефть в воде с обводненностью около 80%. Второй тип экспериментальной установки разработан и использовался при исследованиях процесса в работе [11].

В экспериментальной установке модели пары нагнетательной и горизонтальной скважин помещены в цилиндрическую модель пласта с возможностью создавать в ней пластовые условия. Замер параметров продукции производится на выходе, а тепловое поле внутри модели регистрируется сеткой температурных датчиков, помещенных внутри модели пласта, как схематично показано на **рис. 3**. Так как условия проведения исследований соответствовали пластовым, а используемые модели нефти были сверхвысоковязкие, близкие по компонентному составу к битуминозным, то основные результаты касались компонентного изменения исходного состава нефти в модели и извлекаемой из нее. Установлено, что в паровой камере происходят разделение нефти на более легкую и тяжелую составляющие, причем продукция в основном состоит из первой составляющей, температура в паровой камере соответствует насыщенному состоянию пара при пластовом давлении, обводненность добываемой продукции была также близка к 80%. Следует отметить, что достоверное воспроизведение геометрии паровой камеры осложнено разреженной сеткой термопар в модели пласта, контуры паровой камеры, приведенные в статье [11], имеют достаточно субъективный вид.

Этапу дренирования предшествует период времени, в течение которого осуществляется циркуляция пара в одной или обеих горизонтальных скважинах для установления тепловой и гидродинамической связи между ними [3]. Основной этап добычи нефти связан с ростом паровой камеры сначала вверх, а затем и в ширь. На завершающей стадии процесса может происходить интерференция паровых камер от соседних пар скважин, и полнота извлечения нефти зависит от выбора эффективной системы разработки (значений *c*, *L* и *d*).

Выбор оптимальных технологических параметров воздействия и плотности сетки

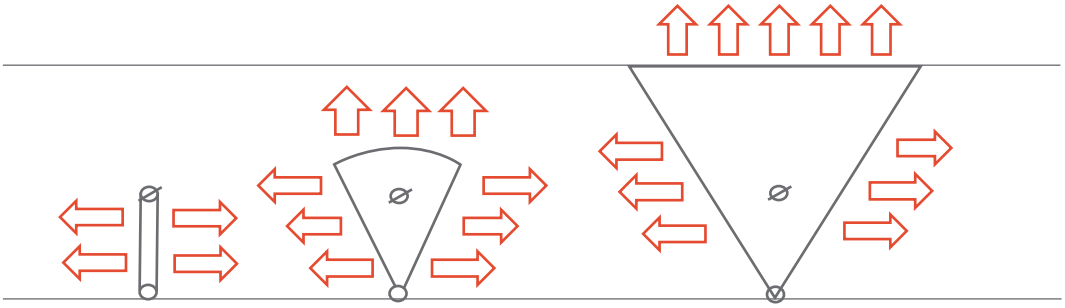


Рис. 2. Схема роста паровой камеры в поперечном сечении пласта. Красные стрелки обозначают тепловые потери. Составлено авторами

Fig. 2. The growth scheme of the steam chamber in the cross section of a reservoir. The red arrows indicate heat losses. Figure prepared by the authors

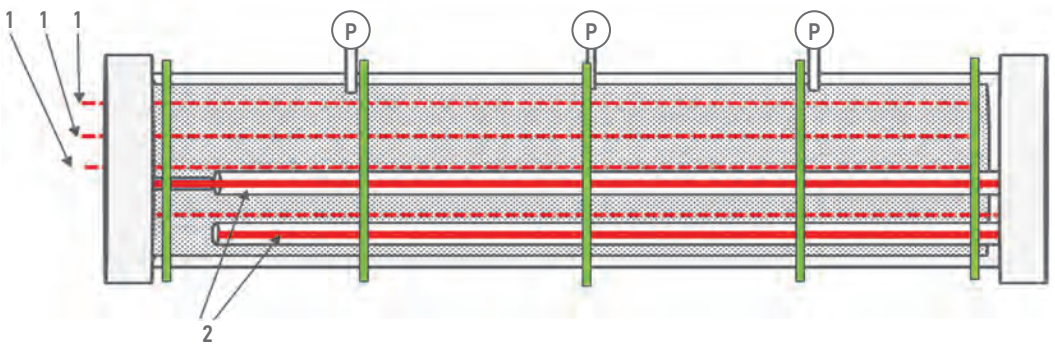


Рис. 3. Схема цилиндрической экспериментальной установки [11]. Обозначения: 1 — термопара, 2 — скважина, P — датчик давления
Fig. 3. Scheme of the cylindric experimental setup [11]. Nomenclature: 1 — thermocouple, 2 — well, P — pressure gauge

скважин невозможен без предшествующего этапа моделирования тепловых и гидродинамических процессов при SAGD.
Теоретическое направление исследований процесса SAGD также можно условно разбить на два подхода. Первым подходом является упрощённое моделирование процесса (прокси-модели), которое началось с математических моделей Батлера и его учеников [12]. К отечественным разработкам в этом направлении можно отнести модель и аналитическое решение Шандрыгина [13], а также интегральный подход, предложенный в статьях [14, 15].
Достоинствами подхода Батлера [12] являются детальное описание динамики развития теплового поля и геометрии паровой камеры, а также возможность расчёта некоторых технологических параметров. К недостаткам можно отнести отсутствие описания стадии вертикального роста камеры и этапа интерференции пар скважин. Модель также не учитывает неоднородность и анизотропию проницаемости пласта. Валидация модельных расчётов путем сопоставления с экспериментальными результатами проводится за счёт введения поправочного коэффициента, универсальность которого является большим вопросом.
В работе Шандрыгина [13] при использовании близкой по смыслу модели получено аналитическое решение задачи при постоянном дебите продукции. В работе рассматривается условие формирование паровой камеры, охватывающей взаимодействующую пару скважин. Так как используется модель, основанная на подходе Батлера, то присущие последней недостатки также справедливы и для неё.
В работах [14, 15] предложен подход, основанный на решении интегральных законов сохранения массы и энергии для всей паровой камеры, при этом считается, что температура всей камеры равна температуре насыщения пара при пластовом давлении, давление и насыщенности фаз однородно распределены в камере. Численно-аналитическое решение позволило установить: критерии формирования камеры, охватывающей взаимодействующую пару скважин; вертикальный и латеральный рост паровой камеры и интерференцию соседних пар скважин. К недостаткам модели можно отнести осреднение параметров фаз по паровой камере и упрощённое описание гидродинамики процесса и отсутствие алгоритмов учёта неоднородности и анизотропии проницаемости пласта.
Другое направление в моделировании SAGD подразумевает использование неизотермических гидродинамических симуляторов [16–18]. Сильные стороны такого подхода заключаются в рассмотрении всех особенностей, определяющих процесс, в том числе геологической и теплофизической неоднородности пласта; возможности расчёта всех технологических параметров. Однако такие возможности подхода выливаются в серьезные недостатки и проблемы при его реализации. К основным недостаткам такого подхода относятся неоправданно большие временные затраты; влияние ориентационных эффектов численных методов, которые приводят к «размазанной» геометрии камеры и влияют на точность расчета тепловых и гидродинамических потоков вокруг нее; необходимость проведения большого объёма дополнительных геофизических исследований для детального секторного моделирования участка воздействия. Поэтому «прорывных» выводов, основанных на 3D-расчётах, к сожалению, получено не было.
Целью работы является сопоставительный анализ результатов экспериментального и теоретического исследования процесса SAGD с промысловым опытом реализации

данной технологии за рубежом по доступным литературным данным и ПАО «Татнефть» как лидера по внедрению технологии в России.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для анализа промыслового опыта применения SAGD в зарубежной и отечественной практике проведён обзор литературы, из которого выбраны публикации с имеющимися данными по наиболее представительному набору параметров [19–37]. Зарубежный опыт сопоставлялся с промежуточными результатами пилотных проектов применения технологии SAGD на месторождениях ПАО «Татнефть». Технологические параметры разработки сгруппированы по основным параметрам, которые имеют наибольшее значение для эффективности SAGD. Выделены три основные группы: физические свойства пластовых флюидов, физические свойства пласта и технологические показатели работы скважин.

К параметрам первой группы относятся: вязкость и плотность нефти в пластовых условиях μ_{or}, ρ_o при начальной пластовой температуре T_0, вязкость нефти μ_{os} при температуре закачиваемого пара T_s, а также начальная нефтенасыщенность S_o, которые приведены в **табл. 1**.

Как видно из **табл. 1**, пилотные проекты охватывают не только высоковязкие, но и битуминозные нефти, для которых понятие ньютоновской вязкости не совсем корректно. Но так как, согласно результатам экспериментальных исследований, все гидродинамические процессы происходят внутри паровой камеры, то основную роль играет именно вязкость при температуре насыщения пара, которая определяется пластовым давлением. Эта вязкость в большинстве случаев менее 50 сП, которую уже можно принять ньютоновской жидкостью.

Таблица 1. Физические свойства пластовых флюидов в реализуемых проектах SAGD [19–37]
Table 1. Physical properties of reservoir fluids in the performed projects SAGD [19–37]

Месторождение, год запуска SAGD	μ_{or}, мПа*с	μ_{os}, мПа*с	ρ_o, кг/м^3	T_s, °C	T_0, °C	S_o, д.е.
Cold Lake (Канада), 1980	1000000	10	нет данных	200	12	0,62 (от 0,58 до 0,65)
Dover (США), 1993	нет данных	нет данных	950	нет данных	нет данных	0,7
Pike's Peak (Канада), 1995	25000	нет данных	980	250	28	0,9
Celtic (Канада), участок 1, 1996	8000	2	850	240	21	0,8
Celtic (Канада), участок 2, 1996	21000	нет данных	980	240	21	0,8
Celtic (Канада), участок 3, 1996	33000	нет данных	980	190	нет данных	0,8
Senlac (Канада), 1996	4000	2,4	960	224	29	0,85
Christina Lake (Канада), 2001	нет данных	6 (от 1 до 10)	нет данных	224	нет данных	нет данных
Liaohe (КНР), 2003	нет данных	нет данных	нет данных	272	10	0,8
Firebag (Канада), участок 1, 2004	1800000	нет данных	1010	225	8	0,52
Firebag (Канада), участок 2, 2004	2000000	нет данных	нет данных	213	12	0,86
Firebag (Канада), участок 3, 2004	нет данных	12	875	225	25	нет данных
Firebag (Канада), участок 4, 2004	нет данных	19	925	200	30	нет данных
Fengcheng (КНР), 2012	1750000 (от 50000 до 3000000)	100	нет данных	210	30	0,72
Xingjiang (КНР), участок 1, 2012	11009	40	нет данных	265	20	0,74
Xingjiang (КНР), участок 2, 2012	300000	200	нет данных	150	17,5	0,7 (от 0,6 до 0,8)
Xingjiang (КНР), участок 3, 2012	100000	100	нет данных	269	18	0,75
XLT (КНР), 2012	267400	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
Maranon Basin (Перу), 2014	121	нет данных	975	232	57	нет данных
Среднее по зарубежной практике	494635	49	939	225	22	0,77
Ново-Чегодайское (РФ), 2019	12907	34	936	195	8	0,56

Начальная насыщенность нефти меняется в достаточно широком диапазоне, что указывает на то, что эта величина определяется не капиллярными силами, а другими причинами.

В **табл. 2** приведены принципиальные геологические и фильтрационно-емкостные свойства пласта, такие как забойное p_w и пластовое p_r давления, а также h — мощность, m — пористость, k — абсолютная проницаемость и H — глубина залегания пласта [19–37].

Анализ приведенных в таблице данных показывает, что технология SAGD реализуется при депрессиях и репрессиях около 10–20 атм, на пластах с относительно небольшой толщиной, которые не рекомендованы для применения технологии с применением закачки пара при традиционной схеме разработки с рядами нагнетательных и добывающих скважин. Проницаемость пластов составляет несколько дарси, как правило, это плохо сцементированные коллекторы с высокой пористостью. Глубина залегания целевых пластов небольшая, что позволяет достаточно эффективно доводить пар до объекта разработки.

Основные технологические показатели разработки высоковязких нефтей методом SAGD сводятся к времени циркуляции пара в нагнетательной скважине t_c до образования тепло-гидродинамической связи скважин в паре; взаиморасположению пар взаимодействующих скважин c, а также нагнетательной и добывающей скважин в паре L; длине горизонтального участка скважины d; удельным значениям (на 100 м длины горизонтального участка) расхода нагнетаемого пара Q_s и дебита добывающих скважин Q_p (см. **рис. 1**), обводнённости добываемой продукции W и паронефтяному отношению R_s, представленными в **табл. 3** по материалам [19–37].

Анализ данных **табл. 3** показывает, что текущие моменты разработки залежи эксплуатируются с приемлемыми значениями паро-нефтяного соотношения, не превышающими 2 т/т, с обводненностями продукции

Таблица 2. Принципиальные геологические и фильтрационно-емкостные свойства пластов при SAGD [19–37]
Table 2. Principal physical properties of the reservoirs during SAGD [19–37]

Месторождение, год запуска SAGD	h, м	p_r, МПа	m, д.е.	k, мД	H, м	p_w, МПа
Cold Lake (Канада), 1980	25 (от 10 до 40)	4,4	0,33	3500 (от 2000 до 5000)	440	4,2
Dover (США), 1993	50	5,0	нет данных	4000 (от 3000 до 5000)	500	нет данных
Pike's Peak (Канада), 1995	20	3,35	0,34	5000	500	нет данных
Celtic (Канада), участок 1, 1996	20	2,9	0,33	7000	480	2,7
Celtic (Канада), участок 2, 1996	20	2,9	0,35	7500	480	2,6
Celtic (Канада), участок 3, 1996	13 (от 10 до 16)	3,3	0,32	4000 (от 3000 до 5000)	463	2,5
Senlac (Канада), 1996	12,8	5,2	0,40	4000	750	4,9
Christina Lake (Канада), 2001	нет данных	нет данных	нет данных	3000	нет данных	2,5
Liaohe (КНР), 2003	30	7,2	0,28	2500	300	5,6
Firebag (Канада), участок 1, 2004	40	0,8	0,32	3000	285	нет данных
Firebag (Канада), участок 2, 2004	40,5	1,5	0,31	5000	318	1,0
Firebag (Канада), участок 3, 2004	24	2,4	нет данных	1600	240	1,9
Firebag (Канада), участок 4, 2004	25	1,2	нет данных	нет данных	98	1,1
Fengcheng (КНР), 2012	20	2,0	0,31	1173	нет данных	нет данных
Xingjiang (КНР), участок 1, 2012	15,8	2,0	0,329	2569	190	1,8
Xingjiang (КНР), участок 2, 2012	22 (от 8 до 35)	3,2 (от 1,5 до 4,9)	0,30 (от 0,26 до 0,33)	1950 (от 1700 до 2200)	330 (от 190 до 470)	0,5
Xingjiang (КНР), участок 3, 2012	25	2,0	0,30	1500	200	1,5
XLT (КНР), 2012	15	7,7	0,27	1920	765	нет данных
Maranon Basin (Перу), 2014	нет данных	16,6	0,19	5600	1350	нет данных
Среднее по зарубежной практике	25	4,1	0,32	3601	452	2,5
Ново-Чегодайское (РФ), 2019	13,1	0,5	0,32	1668	200	0,4

Таблица 3. Технологические показатели работы скважин при SAGD [19–37]
Table 3. Technological well parameters during SAGD [19–37]

Месторождение, год запуска SAGD	*d*, м	Q_s, т/сут./100 м	t_c, сут.	*L*, м	*c*, м	Q_p, м^3/сут./100 м	*W*, %	R_s, т/т
Cold Lake (Канада), 1980	800	24,0	90	7	65	75	80	1,70
Dover (США), 1993	400	4,8	90	5	нет данных	93	нет данных	0,20
Pike's Peak (Канада), 1995	400	43,2	нет данных	7	нет данных	37	нет данных	4,41
Celtic (Канада), участок 1, 1996	400	4,8	нет данных	5	100	63	60	0,23
Celtic (Канада), участок 2, 1996	400	62,4	30	5	100	63	60	2,55
Celtic (Канада), участок 3, 1996	428	0,5	нет данных	5 (от 4 до 6)	100	140	75	0,01
Senlac (Канада), 1996	500	14,4	15	5	82	380	75	0,15
Christina Lake (Канада), 2001	650	2,4	нет данных	5	200	30	нет данных	0,32
Liaohe (КНР), 2003	300	88,8	нет данных	5	125	74	нет данных	4,73
Firebag (Канада), участок 1, 2004	80	9,6	нет данных	4	100	нет данных	нет данных	нет данных
Firebag (Канада), участок 2, 2004	1000	2,4	нет данных	6	53 (от 26 до 79)	74	нет данных	0,21
Firebag (Канада), участок 3, 2004	1000	38,4	нет данных	5	нет данных	55	78	2,19
Firebag (Канада), участок 4, 2004	1000	нет данных	нет данных	5	нет данных	113	70	нет данных
Fengcheng (КНР), 2012	490	33,6	нет данных	5	35	55	78	1,05
Xingjiang (КНР), участок 1, 2012	нет данных	9,6	нет данных	3	60	26	нет данных	1,46
Xingjiang (КНР), участок 2, 2012	400	26,4	6	нет данных	нет данных	11	нет данных	9,37
Xingjiang (КНР), участок 3, 2012	450	0,2	120	5	100	15	нет данных	0,06
XLT (КНР), 2012	800	нет данных	90	5	нет данных	125	80	нет данных
Maranon Basin (Перу), 2014	нет данных	2,4	90	нет данных	нет данных	16	69	0,49
Среднее по зарубежной практике	559	21,6	66	5	93	80	73	1,82
Ново-Чегодайское (РФ)	500	0,5	70	5	100	79	72	0,02

около 70%. Время циркуляции пара в нагнетательной скважине для создания тепло-гидродинамической связи составляет около 2 месяцев. Расстояние между скважинами в паре составляет около 5 м, а длины горизонтальных стволов редко превышают 500 м, что, видимо, определяется возможностями бурения. Со временем отмечается тенденция уплотнения сетки скважин, что делает актуальной задачу об интерференции тепловых полей и паровых камер пар скважин.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Анализ литературных данных показал, что основные этапы процесса, выделенные по результатам экспериментальных и теоретических исследований, наблюдаются в пилотных проектах. На первом этапе реализуется кондуктивный прогрев участка между скважинами в паре. Для сокращения времени Ньюмена (времени до начала добычи продукции вследствие теплового воздействия), расстояние между скважинами в паре составляет около 5 м. Опыт, наработанный в пилотных проектах ПАО «Татнефть», показал, что возможно сокращение первого периода создания тепло-гидродинамической связи скважин в паре за счет одновременной циркуляции пара в обоих скважинах [4, 6]. Если при циркуляции пара только в нагнетательной скважине процесс контролируется регистрацией распределения температуры в добывающей, то в предлагаемом варианте необходимы надежные инструменты прогноза создания тепло-гидродинамической связи. Так, в пилотном проекте ПАО «Татнефть» отмечен случай, когда за счет длительной циркуляции пара в обеих скважинах пары произошло значительное снижение вязкости нефти в области элемента разработки, и образовавшаяся паровая камера имела более сложную, чем треугольная, форму.

На практике также наблюдаются противоположные случаи создания паровых камер, охватывающих только нагнетательную скважину, что подтверждает наличие критического расхода пара для создания паровой камеры, охватывающей обе скважины в паре.

Механизм роста паровой камеры на практике наблюдается лишь косвенно: в течение этого этапа дебит добывающей скважины в паре постепенно нарастает, выходит на максимальные значения при переходе к третьему этапу роста камеры в латеральном направлении и затем снижается [19]. Как показывают расчеты, интерференция тепловых полей соседних пар скважин наблюдается только при плотной сетке скважин (c~30 м). Так как такие пилотные проекты редки, то анализ и сопоставление теоретических прогнозов и промысловых данных пока не позволяет получить надежных выводов, хотя в последнее время имеется тенденция к уплотнению сетки скважин (**табл. 3**).

Анализ приведённых данных показывает, что вязкость нефти в паровой камере и проницаемость пласта обеспечивают высокую подвижность продукции (**табл. 1**). Можно оценить соотношение скорости фильтрации продукции в паровой камере и ее геометрического расширения. При депрессии Δp = 20 атм нефть с вязкостью 50 сП при температуре насыщения пара стекает по вертикали h ~ 25 м в пласте с проницаемостью 3,6 Д со скоростью:

$$v \sim \frac{k}{\mu_{os}} \frac{\Delta p}{h} \sim 5 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$$

Удельную скорость распространения границы паровой камеры в пласте с температуропроводностью $a \sim 10^{-6}$ м^2/с можно оценить как:

$$v_t \sim \frac{a}{h} \sim 4 \cdot 10^{-8} \text{ м/с.}$$

Сопоставление скоростей показывает, что более медленными являются тепловые процессы по сравнению с гидродинамическими, что позволяет использовать для описания квазистационарное приближение, в котором движение флюидов по паровой камере будет «подстраиваться» под развитие самой камеры.

Соотношение удельного расхода пара к дебиту продукции меняется в достаточно широком диапазоне, это связано с тем, что данный параметр позволяет управлять процессом: ликвидировать прорывы пара в добывающую скважину, интенсифицировать приток продукции и т.п. Соотношение удельных значений расхода и дебита в анализируемых проектах менялось от 0,003 до 2,530 т/т около среднего значения 0,480 т/т. Паронефтяное отношение, определяющее теплофизическую эффективность процесса, по всем проектам меньше предельных значений 7 т/т (**табл. 3**) для рентабельности процессов [38].

На **рис. 4** проиллюстрирована тенденция к уменьшению расхода нагнетаемого на втором и третьем этапе SAGD пара при увеличении времени циркуляции пара на первом этапе. Эту тенденцию можно обосновать тем, что при более длительной циркуляции пара межскважинная зона прогревается в большей степени и для расширения паровой камеры требуется меньшее количества тепла, а при малых временах циркуляции пара интенсификация процесса SAGD осуществляется с повышением расхода пара. Эта тенденция может быть аппроксимирована степенной трендовой зависимостью:

$$\frac{Q_s}{Q_i} = t_c^{-n},$$

где Q_i = 313,06 т/сут./100 м, n = 1,254 — показатель степени. Коэффициент корреляции такой зависимости 0,93 при исключении трёх выпадающих значений из **табл. 3**, которых нет в данном тренде.

Для сравнения с зарубежным опытом проанализировано применение технологии SAGD на Ново-Чегодайском месторождении ПАО «Татнефть». Вязкость нефти в пластовых условиях в среднем по месторождению составляет 12907 сП, при температуре нагнетаемого пара 195 °С вязкость нефти снижается до 34 сП (почти в 1000 раз) и в целом соответствует средним значениям, собранным в **табл. 1**. Абсолютная проницаемость Ново-Чегодайского месторождения в среднем равняется 1668 мД, что вкупе с вязкостью нефти в паровой камере обеспечивает ее высокую подвижность.

Среднее начальное пластовое давление анализируемых участков Ново-Чегодайского месторождения составляет 0,5 МПа, что ниже границы минимальных значений для зарубежных месторождений, дренируемых с помощью технологии SAGD (**табл. 2**), и обусловлено небольшой глубиной залегания продуктивных интервалов. Это не позволяет эксплуатировать месторождение при высоких репрессиях и депрессиях на пласт. Основные показатели по Ново-Чегодайскому месторождению соответствуют аналогичным параметрам по одному из участков канадского месторождения Celtic, что делает актуальным более подробный анализ опыта и особенностей, наработанных по этому месторождению.

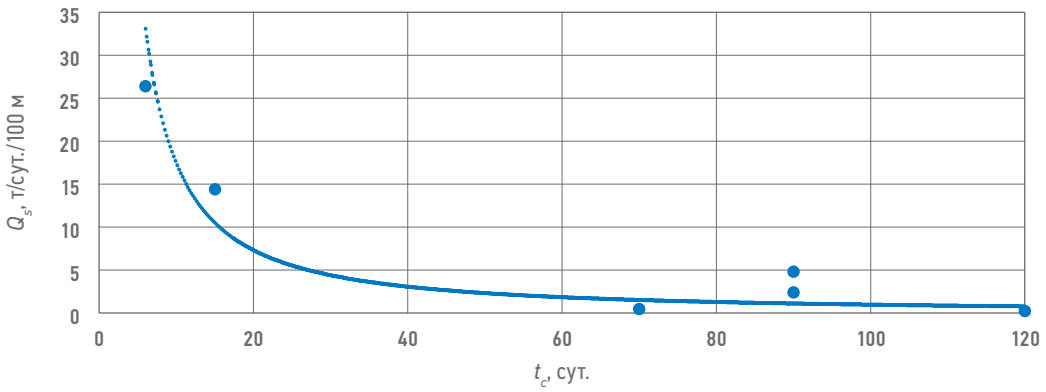


Рис. 4. Зависимость удельного расхода пара Q_s от времени циркуляции пара t_c. Составлено авторами.
Fig. 4. Dependence of the specific steam injection rate Q_s from the steam circulation time t_c. Figure prepared by the authors

ВЫВОДЫ

Анализ литературных данных по применению технологии SAGD для добычи высоковязких нефтей показал:

- разогрев нефти до температуры 50°C в паровой камере при высокой проницаемости разрабатываемых залежей обеспечивает высокую подвижность разогретой нефти, что приводит к приемлемых характеристикам добычи, таким как паронефтяное соотношение менее 2 т/т и обводненностям продукции менее 80%;
- со временем начала применения технологии наблюдается тренд повышения плотности сетки скважин и сближения пар нагнетательной и добывающей скважин до 30-60 м;
- основные этапы и особенности процесса, прогнозируемые в экспериментальных и теоретических моделях, наблюдаются и в промысловых проектах, и на практике;
- установлен тренд между расходом закачиваемого пара на основных этапах процесса со временем, затраченным при циркуляции пара в нагнетательной скважине для установления тепло-гидродинамической связи в парах скважин;
- оценка скорости гидродинамических процессов и тепловых потоков в паровой камере показывает возможность моделирования процесса SAGD в квазистационарном приближении, когда перераспределение фаз в паровой камере можно считать мгновенным по сравнению с ростом паровой камеры.

Список литературы

1. *Хасанов М.М., Шагиахметов А.М., Осадчий Д.Е., Смирнов В.А.* Обоснование систем разработки и их технологических параметров в условиях освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 12. — С. 39–43. https://doi.org/ 10.24887/0028-2448-2021-12-39-43

2. *Торба Д.И., Бочкарев А.В., Овчаренко Ю.В., Глазырина А.Е., Березовский Ю.С., Метелкин Д.В.* Применение подхода кросс-сегментного комплексного моделирования с целью повышения эффективности разработки ачимовских отложений // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — Том 6. — № 3. — С. 103–113. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-103-113

3. *Butler R.M.* Thermal recovery of oil and bitumen. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1991. — 529 p.

4. *Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Zaripov A.T.* Problems and solutions for shallow heavy oil production // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE 161998 presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 16–18, 2012. — 2012. — P. 1–4. https://doi.org/10.2118/161998-MS

5. *Chertenkov M.V., Loparev D.S., Buslaev G.V., Yusifov A.A., Klyavlin A.V.* Improvement of drilling technology for the Yarega heavy oil field development by SAGD method with counter producing and injecting wells // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-171275-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 14–16, 2014. — 2014. — P. 1–16. https://doi.org/10.2118/171275-MS

6. *Khisamov R., Zaripov A., Shaikhutdinov D.* Best configuration of horizontal and vertical wells for heavy oil thermal recovery from thin net pay // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-176702-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015. — 2015. — P. 1–9. https://doi.org/10.2118/176702-MS

7. *Кравцов Я.И., Марфин Е.А., Абдрашитов А.А.* Повышение эффективности метода парогравитационного дренажа за счёт волнового воздействия на пласт // Разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 5. — С. 35–38.

8. *Carpenter C.* Two-wellhead SAGD scheme increases efficiency of heavy-oil development // Journal of Petroleum Technology. — 2019. — Vol. 71. — № 4. — P. 69–70. https://doi.org/10.2118/0419-0069-JPT

9. *Хисамов Р.С., Морозов П.Е., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Абдуллин А.И.* Моделирование процесса парогравитационного дренирования с учетом предельного градиента давления // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 8. — С. 48–51. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-48-51

10. *Chung K.H., Butler R.M.* Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process // The Journal of Canadian Petroleum Technology. — 1988. — Vol. 27. — № 1. — P. 36–42. https://doi.org/10.2118/88-01-02

11. *Sheng K., Okuno R., Imran M., Yamada T.* An experimental study of steam-assisted gravity drainage // SPE Journal. —

2021. — Vol. 26. — № 3. — P. 1515–1534. https://doi.org/10.2118/200867-PA
12. *Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y.* Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in situ steam heating // Canadian Journal of Chemical Engineering. — 1981. — Vol. 59. — P. 455–460.
13. *Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тертычный В.В.* Разработка залежей тяжёлой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) // Нефтяное хозяйство. — 2006. — № 7. — С. 92–96.
14. *Gilmanov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P.* Optimization of steam assisted gravity drainage in verified integral simulator // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. — 2023. — Vol. 96. — № 1. — P. 188–196. https://doi.org/10.1007/s10891-023-02675-3
15. *Гильманов А.Я., Федоров К.М., Шевелёв А.П.* Математическое моделирование процесса парогравитационного дренажа при добыче высоковязкой нефти // Инженерно-физический журнал. — 2021. — Том 94. — № 3. — С. 611–620. https://doi.org/10.1007/s10891-021-02333-6
16. *Nascimento C.M.* Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-180459-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016. — 2016. — P. 1–25. https://doi.org/10.2118/180459-MS
17. *Митрушкин Д.А., Хабирова Л.К.* Математическое моделирование в проблеме добычи высоковязких нефтей // Вестник ЦКР Роснедра. — 2010. — № 1. — С. 52–59.
18. *Ji D., Yang S., Zhong H., Dong M., Chen Z., Zhong L.* Re-examination of fingering in SAGD and ES-SAGD // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-180708-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. — 2016. — P. 1–12. https://doi.org/10.2118/180708-MS
19. *Delamaide E.* Senlac, the forgotten SAGD project // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. — 2018. — Vol. 21. — № 3. — P. 789–805. https://doi.org/10.2118/183721-PA
20. *Liu H., Wang Y., Cheng L., Huang S., Chen X.* Performance evaluation of long-horizontal-well solvent-assisted SAGD in rising stage // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-200528-MS presented at the SPE Europec, June 8–11, 2020. — 2020. — P. 1–10. https://doi.org/10.2118/200528-MS
21. *Gao C., Leung J.Y.* Techniques for fast screening of 3D heterogeneous shale barrier configurations and their impacts on SAGD chamber development // SPE Journal. — 2021. — Vol. 26. — № 4. — P. 2114–2138. https://doi.org/10.2118/199906-PA
22. *Tao L., Li G., Li L., Shan J.* Research and application of horizontal well infill SAGD development technology for super heavy oil reservoirs // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-200389-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, August 31–September 4, 2020. — 2020. — P. 1–8. https://doi.org/10.2118/200389-MS
23. *Yang Y., Huang S., Liu Y., Song Q., Wei S., Xiong H.* A multistage theoretical model to characterize the liquid level during steam-assisted-gravity-drainage process // SPE Journal. — 2017. — Vol. 22. — № 1. — P. 327–338. https://doi.org/10.2118/183630-PA
24. *Saltuklaroglu M., Wright G.N., Conrad P.R., McIntyre J.R., Manchester G.J.* Mobil's SAGD experience at Celtic, Saskatchewan // Journal of Canadian Petroleum Technology. — 2000. — Vol. 39. — № 4. — P. 45–51. https://doi.org/10.2118/00-04-03
25. *Hamdi Z., Foo F.K.* Cold CO_2 and steam injection for heavy oil recovery // International Petroleum Technology Conference paper IPTC-20177-MS presented at the International Petroleum Technology Conference, January 13–15, 2020. — 2020. — P. 1–18. https://doi.org/10.2523/IPTC-20177-MS
26. *Kim M., Shin H.* Development and field application of proxy models for predicting the shale barrier size using SAGD production data // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-186925-MS presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, October 17–19, 2017. — 2017. — P. 1–17. https://doi.org/10.2118/186925-MS
27. *Duncan G.J., Stahl R.M., Moseley P.E.* Nodal analysis for SAGD production wells with ESPs // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-170054-MS presented at the SPE Heavy Oil Conference–Canada, June 10–12, 2014. — 2014. — P. 1–11. https://doi.org/10.2118/170054-MS
28. *Duncan G.J., Young S.A., Moseley P.E.* Nodal analysis for SAGD production wells with gas lift // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-174521-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. — 2015. — P. 1–17. https://doi.org/10.2118/174521-MS
29. *Yongrong G., Erpeng G., Jian L., Youwei J., Hongyuan W., Yao W.* Case study on a new approach for exploiting heavy oil reservoirs with shale barriers // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-179770-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 21–23, 2016. — 2016. — P. 1–10. https://doi.org/10.2118/179770-MS
30. *Doan Q., Farouq Ali S.M., Doan M.* Potential pitfalls from successful history-match simulation of a long-running Clearwater-FM SAGD well pair // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE 147318 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 30–November 2, 2011. — 2011. — P. 1–9. https://doi.org/10.2118/147318-MS
31. *Chun N.A.A.P.* Assessment of thermal recovery: Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) to improve recovery efficiency in the heavy-oil fields of the Peruvian jungle // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-171108-MS presented at the SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, September 24–26, 2014. — 2014. — P. 1–14. https://doi.org/10.2118/171108-MS
32. *Sun X., Xu B., Qian G., Li B.* The application of geomechanical SAGD dilation startup in a Xinjiang oil field heavy-oil reservoir // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2021. — Vol. 196. — № 4. — P. 1–11. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107670
33. *Си Ч., Ян Ч., Ду С., Чжоу Ю, Шu Л., Сань Л., Ли С., Ма Д.* Исследование трёх моделей разработки неоднородных залежей сверхвязкой нефти при помощи технологии SAGD и мер по их совершенствованию // Society of Petroleum Engineers, Статья с конференции SPE-196762-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22–24 октября 2019. — 2019. — С. 1–14. https://doi.org/10.2118/196762-RU
34. *Wu Y., Li X., Liu X., Li J., Zhao R., Yang L., He W., Gao L.* Steam circulation strategies in the Fengcheng SAGD project to achieve enhanced conformance and production: a case study // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-174436-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. — 2015. — P. 1–19. https://doi.org/10.2118/174436-MS
35. *Jorshari K., O'Hara B.* A new SAGD well pair placement; a field case review // Journal of Canadian Petroleum Technology. — 2013. — Vol. 52. — № 1. — P. 12–19. https://doi.org/10.2118/149239-PA
36. *Guo E., Jiang Y., Gao Y., Wang H., Wei Y.* Study on thermal-gas EOR method in in-depth extra-heavy oil reservoir in China // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-179799-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 21–23, 2016. — 2016. — P. 1–8. https://doi.org/10.2118/179799-MS
37. *Chen S., Seib B., Ben-Zvi A., Robinson T.* Christina Lake early rise rate solvent aided process pilot // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-189756-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, March 13–14, 2018. — 2018. — P. 1–11. https://doi.org/10.2118/189756-MS
38. *Farouq Ali S.M.* Life after SAGD — 20 years later // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-180394-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016. — 2016. — P. 1–7. https://doi.org/10.2118/180394-MS

References

1. Khasanov M.M., Shagiakhmetov A.M., Osadchy D.E., Smirnov V.A. [Substantiation of development systems and their technological parameters in the conditions of production of hard-to-recover reserves of oil-gas-condensate field] Obosnovanie sistem razrabotki i ih tekhnologicheskih parametrov v usloviyah osvoeniya trudnoizvlekaemyh zapasov. *Neftyanoye Khozyaystvo=Oil Industry*, 2021, no. 12, pp. 39–43. https://doi.org/10.17223/19988621/84/4 (In Russ.).

2. Torba D.I., Bochkarev A.V., Ovcharenko Yu.V., Glazyrina A.E., Berezovskiy Yu.S., Metelkin D.V. [Integrated modelling approach to oil recovery increase of Achimov formation] Primenenie podhoda kross-segmentnogo kompleksnogo modelirovaniya s cel'yu povysheniya effektivnosti razrabotki achimovskih otlozheniy. *PROneft. Professionally about Oil*, 2021, vol. 6, no. 3, pp. 103–113. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-103-113 (In Russ.).

3. Butler R.M. *Thermal recovery of oil and bitumen*. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1991, 529 p.

4. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Zaripov A.T. Problems and solutions for shallow heavy oil production. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE 161998 presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 16–18, 2012*, 2012, pp. 1–4. https://doi.org/10.2118/161998-MS

5. Chertenkov M.V., Loparev D.S., Buslaev G.V., Yusifov A.A., Klyavlin A.V. Improvement of drilling technology for the Yarega heavy oil field development by SAGD method with counter producing and injecting wells. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-171275-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 14–16, 2014*, 2014, pp. 1–16. https://doi.org/10.2118/171275-MS

6. Khisamov R., Zaripov A., Shaikhutdinov D. Best configuration of horizontal and vertical wells for heavy oil thermal recovery from thin net pay. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-176702-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015*, 2015, pp. 1–9. https://doi.org/10.2118/176702-MS

7. Kravtsov Ya.I., Marfin E.A., Abdrashitov A.A. [Increasing the efficiency of the steam-assisted gravity drainage method due to the wave effect on the reservoir] Povyshenie effektivnosti metoda parogravitatsionnogo drenazha za schyot volnovogo vozdeystviya na plast. *Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdeniy*, 2016, no. 5, pp. 35–38.

8. Carpenter C. Two-wellhead SAGD scheme increases efficiency of heavy-oil development. *Journal of Petroleum Technology*, 2019, vol. 71, no. 4, pp. 69–70. https://doi.org/10.2118/0419-0069-JPT

9. Khisamov R.S., Morozov P.E., Khairullin M.Kh., Shamsiev M.N., Abdullin A.I. [Simulation of the SAGD process taking into account the threshold pressure gradient] Modelirovanie protsessa parogravitatsionnogo drenirovaniya s uchetom predel'nogo gradienta davleniya. *Neftyanoye Khozyaystvo=Oil Industry*, 2018, no. 8, pp. 48–51. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-48-51 (In Russ.).

10. Chung K.H., Butler R.M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1988, vol. 27, no. 1, pp. 36–42. https://doi.org/10.2118/88-01-02

11. Sheng K., Okuno R., Imran M., Yamada T. An experimental study of steam-assisted gravity drainage. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, no. 3, pp. 1515–1534. https://doi.org/10.2118/200867-PA

12. Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in situ steam heating. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 1981, vol. 59, pp. 455–460.

13. Shandrygin A.N., Nukhaev M.T., Tertychniy V.V. [Development of heavy oil and natural bitumen fields by steam-assisted gravity drainage (SAGD)] Razrabotka zalezhey tyazhyoloj nefti i prirodnogo bituma metodom parogravitatsionnogo drenazha (SAGD). *Neftyanoye Khozyaystvo=Oil Industry*, 2006, no. 7, pp. 92–96 (In Russ.).

14. Gilmanov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Optimization of steam assisted gravity drainage in verified integral simulator. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2023, vol. 96, no. 1, pp. 188–196. https://doi.org/10.1007/s10891-023-02675-3

15. Gil'manov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Mathematical modeling of the process of steam-assisted gravity drainage during the extraction of high-viscosity oil. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2021, vol. 94, no. 3, pp. 592–601. https://doi.org/10.1007/s10891-021-02333-6

16. Nascimento C.M. Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations. *Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-180459-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016*, 2016, pp. 1–25. https://doi.org/10.2118/180459-MS

17. Mitrushkin D.A., Habirova L.K. [Mathematical modeling in the problem of high viscosity oil production] Matematicheskoe modelirovanie v probleme dobychi vysokovyazkih neftey. *Vestnik CKR Rosnedra*, 2010, no. 1, pp. 52–59 (In Russ.).

18. Ji D., Yang S., Zhong H., Dong M., Chen Z., Zhong L. Re-examination of fingering in SAGD and ES-SAGD. *Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-180708-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016*, 2016, pp. 1–12. https://doi.org/10.2118/180708-MS

19. Delamaide E. Senlac, the forgotten SAGD project. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2018, vol. 21, no. 3, pp. 789–805. https://doi.org/10.2118/183721-PA

20. Liu H., Wang Y., Cheng L., Huang S., Chen X. Performance evaluation of long-horizontal-well solvent-assisted SAGD in rising stage. *Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-200528-MS presented at the SPE Europec, June 8–11, 2020*, 2020, pp. 1–10. https://doi.org/10.2118/200528-MS

21. Gao C., Leung J.Y. Techniques for fast screening of 3D heterogeneous shale barrier configurations and their impacts on SAGD chamber development. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, no. 4, pp. 2114–2138. https://doi.org/10.2118/199906-PA

22. Tao L., Li G., Li L., Shan J. Research and application of horizontal well infill SAGD development technology for super heavy oil reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-200389-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, August 31–September 4, 2020*, 2020, pp. 1–8. https://doi.org/10.2118/200389-MS

23. Yang Y., Huang S., Liu Y., Song Q., Wei S., Xiong H. A multistage theoretical model to characterize the liquid level during steam-assisted-gravity-drainage process. *SPE Journal*, 2017, vol. 22, no. 1, pp. 327–338. https://doi.org/10.2118/183630-PA

24. Saltuklaroglu M., Wright G.N., Conrad P.R., McIntyre J.R., Manchester G.J. Mobil's SAGD experience at Celtic, Saskatchewan. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2000, vol. 39, no. 4, pp. 45–51. https://doi.org/10.2118/00-04-03

25. Hamdi Z., Foo F.K. Cold CO_2 and steam injection for heavy oil recovery. *International Petroleum Technology Conference paper IPTC-20177-MS presented at the International Petroleum Technology Conference, January 13–15, 2020*, 2020, pp. 1–18. https://doi.org/10.2523/IPTC-20177-MS

26. Kim M., Shin H. Development and field application of proxy models for predicting the shale barrier size using SAGD production data. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-186925-MS presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, October 17–19, 2017*, 2017, pp. 1–17. https://doi.org/10.2118/186925-MS

27. Duncan G.J., Stahl R.M., Moseley P.E. Nodal analysis for SAGD production wells with ESPs. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-170054-MS presented at the SPE Heavy Oil Conference–Canada, June 10–12, 2014*, 2014, pp. 1–11. https://doi.org/10.2118/170054-MS

28. Duncan G.J., Young S.A., Moseley P.E. Nodal analysis for SAGD production wells with gas lift. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-174521-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015*, 2015, pp. 1–17. https://doi.org/10.2118/174521-MS

29. Yongrong G., Erpeng G., Jian L., Youwei J., Hongyuan W., Yao W. Case study on a new approach for exploiting heavy oil reservoirs with shale barriers. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-179770-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 21–23, 2016*, 2016, pp. 1–10. https://doi.org/10.2118/179770-MS
30. Doan Q., Farouq Ali S.M., Doan M. Potential pitfalls from successful history-match simulation of a long-running Clearwater-FM SAGD well pair. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE 147318 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 30–November 2, 2011*, 2011, pp. 1–9. https://doi.org/10.2118/147318-MS
31. Chun N.A.A.P. Assessment of thermal recovery: Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) to improve recovery efficiency in the heavy-oil fields of the Peruvian jungle. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-171108-MS presented at the SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, September 24–26, 2014*, 2014, pp. 1–14. https://doi.org/10.2118/171108-MS
32. Sun X., Xu B., Qian G., Li B. The application of geomechanical SAGD dilation startup in a Xinjiang oil field heavy-oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, no. 4, pp. 1–11. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107670
33. Xi C., Yang Z., Du X., Zhou Y., Shi L., Sang L., Li X., Ma D. Three typical SAGD horizontal producer temperature modes and enhanced measures in heterogeneous super heavy oil reservoir — a case study in FC project of Xinjiang oilfield. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-196762-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 22–24, 2019*, 2019, pp. 1–14. https://doi.org/10.2118/196762-MS
34. Wu Y., Li X., Liu X., Li J., Zhao R., Yang L., He W., Gao L. Steam circulation strategies in the Fengcheng SAGD project to achieve enhanced conformance and production: a case study. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-174436-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015*, 2015, pp. 1–19. https://doi.org/10.2118/174436-MS
35. Jorshari K., O'Hara B. A new SAGD well pair placement; a field case review. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2013, vol. 52, no. 1, pp. 12–19. https://doi.org/10.2118/149239-PA
36. Guo E., Jiang Y., Gao Y., Wang H., Wei Y. Study on thermal-gas EOR method in in-depth extra-heavy oil reservoir in China. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-179799-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 21–23, 2016*, 2016, pp. 1–8. https://doi.org/10.2118/179799-MS
37. Chen S., Seib B., Ben-Zvi A., Robinson T. Christina Lake early rise rate solvent aided process pilot. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-189756-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, March 13–14, 2018*, 2018, pp. 1–11. https://doi.org/10.2118/189756-MS
38. Farouq Ali S.M. Life after SAGD — 20 years later. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-180394-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016*, 2016, pp. 1–7. https://doi.org/10.2118/180394-MS

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

К.М. Федоров — формулировка проблемы, разработка концепции статьи.
А.Я. Гильманов — анализ зарубежного промыслового опыта применения парогравитационного дренажа.
А.П. Шевелёв — анализ отечественного промыслового опыта применения технологии.
О.Н. Пичугин — описание теоретических подходов к описанию процесса.
М.И. Амерханов — анализ экспериментальных исследований процесса.

Konstantin M. Fedorov — the formulation of the problem, development of the paper concept.
Aleksandr Ya. Gilmanov — analysis of the foreign field experience of the steam-assisted gravity drainage application.
Aleksandr P. Shevelev — consideration of the Russian field experience of the technology.
Oleg N. Pichugin — consideration of the theoretical approaches to process investigation.
Marat I. Amerkhanov — analysis of the experimental investigations of the process.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Константин Михайлович Федоров* — доктор физико-математических наук, профессор, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем ФГАОУ «Тюменский государственный университет», главный научный сотрудник Передовой инженерной научной школы ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
625003, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.
e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru,

Александр Янович Гильманов — кандидат физико-математических наук, доцент кафедры моделирования физических процессов и систем ФГАОУ «Тюменский государственный университет»

Konstantin M. Fedorov* — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor, Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems of the University of Tyumen, Chief Research Fellow of the Advanced Engineering Scientific School of the Almetyevsk State Technological University "High Oil School"
6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Russia.
e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

Aleksandr Ya. Gilmanov — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Associate Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems of the University of Tyumen

Александр Павлович Шевелёв — кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем ФГАОУ «Тюменский государственный университет», научный сотрудник Передовой инженерной научной школы ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Aleksandr P. Shevelev — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Associate Professor, Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems of the University of Tyumen, Research Fellow of the Advanced Engineering Scientific School of the Almetyevsk State Technological University "High Oil School"

Олег Николаевич Пичугин — кандидат физико-математических наук, заместитель директора по нефтяному инжинирингу Передовой инженерной научной школы ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Oleg N. Pichugin — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Deputy Director for Petroleum Engineering of the Advanced Engineering Scientific School of the Almetyevsk State Technological University "High Oil School"

Марат Инкилапович Амерханов — кандидат технических наук, начальник отдела разработки месторождений сверхвязкой нефти Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Marat I. Amerkanov — Cand. Sci. (Engineering), Head of the Department for the Development of High-viscous Oil Fields of the Tatar Scientific Research and Design Institute of Oil of the Public Joint Stock Company "Tatneft" named after V.D. Shashin

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УДК 622.276.66(571.1)
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-47-59

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫСОТЫ ТРЕЩИНЫ ГРП В АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА БАЗЕ АНИЗОТРОПНОЙ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ (ХАРВУТИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ)

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

С.В. Жигульский[1,*], Р.Р. Гайнетдинов[1], Д.А. Сидуков[1], А.А. Корепанов[2], С.С. Девятьяров[2], А.А. Бастраков[2], В.А. Арефьев[2], А.С. Васильев[3], С.А. Верещагин[3]
[1]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург
[2]ООО «Газпромнефть-Заполярье», РФ, Тюмень
[3]Шлюмберже Лоджелко, Инк, РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Освоение трудноизвлекаемых запасов является технологическим вызовом, решение которого требует синергетического подхода. В данной работе проведено исследование анизотропных упругих свойств и напряженно-деформированного состояния ачимовских отложений на примере Харвутинской площади Ямбургского НГКМ (нефтегазоконденсатного месторождения).

Цель данной работы состояла в выборе оптимальной технологии стимуляции пласта на базе различных предпосылок по геомеханической модели, исследование влияния анизотропии, выраженной в упругих параметрах и напряжении на рост трещины ГРП по высоте.

Материалы и методы. Была сформирована комплексная программа исследований на скважину, которая включала: кросс-дипольный акустический широкополосный каротаж до и после выполнения гидроразрыва пласта, термометрию после мини-ГРП и основного ГРП, ИНГК-импульсный нейтрон-гамма каротаж до и после ГРП и NRT пропант (non-radioactive tracer proppant; пропант с нерадиоактивным маркирующим материалом), оценку VTI-анизотропии, лабораторные исследования по профилированию предела прочности.

Результаты. Построена геомеханическая модель с учетом анизотропии упругих свойств в ачимовских отложениях. Выполнено моделирование дизайна трещины ГРП и проведено сопоставление с результатами исследований высоты трещины по данным ГИС.

Заключение. Выполненный комплекс исследований позволил углубить понимание о напряженно-деформированном состоянии ачимовских отложений на Харвутинской площади и выбрать наиболее эффективную технологию гидроразрыва пласта, рассмотрев различные сценарии по геометрии трещины ГРП на базе изотропной и анизотропной геомеханической модели.

Ключевые слова: геомеханическая модель, напряженно-деформированное состояние, анизотропные упругие свойства, гидравлический разрыв пласта (ГРП), дизайн ГРП, VTI-анизотропия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Жигульский С.В., Гайнетдинов Р.Р., Сидуков Д.А., Корепанов А.А., Девятьяров С.С., Бастраков А.А., Арефьев В.А., Васильев А.С., Верещагин С.А. Исследование высоты трещины ГРП в ачимовских отложениях на базе анизотропной геомеханической модели (Харвутинская площадь). PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):47–59. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-47-59

Статья поступила в редакцию 16.01.2025
Принята к публикации 06.02.2025
Опубликована 31.03.2025

A STUDY OF HYDRAULIC FRACTURE HEIGHT FOR ACHIMOV FORMATION BASED ON ANISOTROPIC GEOMECHANICAL MODEL (HARVUTINSKAYA AREA)

Svetlana V. Zhigulskiy[1,*], Ruslan R. Gaynetdinov[1], Daniil A. Sidukov[1], Alexandr A. Korepanov[2], Sergey S. Devyatyarov[2], Alexandr A. Bastrakov[2], Viktor A. Arefev[2], Anton S. Vasiliev[3], Sergey A. Vereschagin[3]
[1]Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg
[2]LLC "Gazpromneft Zapolyarie", Russian Federation, Tymen
[3]Schlumberger Logelco Inc, Russian Federation, Tymen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The development of tight reservoirs is a technological challenge that needs synergetic work. This paper allows the results of the study of anisotropic elastic properties and stress state condition of the Achimov formation (AchS10, AchS12) related to the Harvutinskaya oil field.

Aim. The main goal of this research work was to choose the hydraulic fracture technology based on geomechanical modeling. That takes into account anisotropic elastic properties and stress state to determine the fracture height.

Materials and methods. A complex study program in the well was realized that includes sonic logging data in open hole and after hydraulic stimulation, thermometry after mini-hydraulic fracturing and after the main stage of hydraulic fracturing, pulsed neutron gamma ray imaging (NRT—non-radioactive propant), a study of VTI anisotropy, and the last one was a strength profile.

Results. A geomechanical model with anisotropic elastic properties and stresses was introduced. In the result, hydraulic fracture design was performed and validated on real study data from fracture high analysis.

Conclusion. A complex study allowed us to receive a full understanding of the Achimov formation stress state in the Xarvutinskaya area and choose effective stimulation technology based on isotropic and anisotropic geomechanical models.

Keywords: geomechanical model, stress state condition, anisotropic elastic properties, hydraulic fracture (HF), hydraulic fracture design, VTI anisotropy

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

For citation: Zhigulskiy S.V., Gaynetdinov R.R., Sidukov D.A., Korepanov A.A., Devyatyarov S.S., Bastrakov A.A., Arefev V.A., Vasiliev A.S., Vereschagin S.A. A study of hydraulic fracture height for Achimov formation based on anisotropic geomechanical model (Harvutinskaya area). PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):47–59. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-47-59

Manuscript received 16.01.2025
Accepted 06.02.2025
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Разработка трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) является вызовом для нефтегазодобывающей отрасли. Ответом на данный вызов может стать внедрение новых технологических решений, которые базируются на новаторских и комплексных подходах исследования геологических объектов. Несмотря на отсутствие утверждённого определения трудноизвлекаемых запасов, под этим термином понимается совокупность характеристик коллектора. К трудноизвлекаемым запасам относятся запасы ачимовских отложений. Одной из особенностей ачимовских отложений является сверхнизкая проницаемость. Широкое применение получила технология гидравлического разрыва породы, которая позволяет создать проводящую искусственную трещину и тем самым обеспечить приток флюида в скважину и нерентабельные запасы конвертировать в рентабельные.

В данной работе объектом исследования являются ачимовские отложения пласты АчС10 и АчС12, включая глинистую перемычку между ними, на Харвутинской площади Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Основные характеристики объекта исследования: эффективная мощность пласта 95 м, Кпр 0,2–0,3 мД, Кп 12–15 %, аномальное высокое поровое давление 575 атм., температура пласта более 100 °С. В рамках реализации опытно-промышленных работ (ОПР) была запланирована одна наклонно-направленная скважина (зенитный угол не более 7°) с расширенным комплексом исследований для последующего выполнения геомеханического моделирования. В комплекс исследований входили: запись кросс-дипольного акустического широкополосного каротажа с исследованием анизотропных упругих свойств, отбор керна и выполнение лабораторных геомеханических исследований, проведение тестов DFIT (diagnostic formation integrity test), нагнетательный тест, мини-ГРП (гидроразрыв породы) перед выполнением основного ГРП по технологии HiWay.

Первоочередным являлось сформировать комплексное представление о напряженно-деформированном состоянии объекта, учитывая особенности ачимовских отложений, а именно выраженную слоистость и, как следствие, анизотропию упругих свойств в глинистых перемычках. Принятие той или иной модели напряженного состояния (изотропной или анизотропной) значимо влияет на характеристики трещины ГРП именно, на выбор технологии ГРП.

АНИЗОТРОПНЫЕ УПРУГИЕ СВОЙСТВА

Анизотропия — это физическое явление, заключающееся в том, что физическое свойство отличается по разным направлениям. Изучение анизотропии упругих свойств осуществляется посредством исследования характеристик акустических волн по данным акустического широкополосного каротажа (АКШ) в различных направлениях. В скважине ОПР проведена запись АКШ в открытом стволе до выполнения гидроразрыва пласта для изучения анизотропии упругих свойств отложений ачимовской толщи (пластов АчС10, глинистой перемычки и АчС12), а также после выполнения ГРП с целью исследования высоты трещины гидроразрыва.

В силу особенностей внутреннего строения внутрипластовые ачимовские глинистые перемычки можно охарактеризовать как среду, состоящую из чередующихся тонких слоев. В случае глинистых перемычек ачимовских отложений это вертикально-трансверсально-изотропная среда (VTI, vertical transverse isotropy), поскольку слои расположены горизонтально (ось симметрии среды — вертикальная). Для описания анизотропной среды используются параметры Томсена ε, γ, δ, которые в случае изотропной среды равны 0. В случае анизотропной среды параметры ε и γ отражают различие между вертикальной и горизонтальной скоростями продольных волн и скоростями двух поперечных волн. Параметр δ показывает характер угловой зависимости скорости P-волны вблизи оси симметрии.

Для начала рассмотрим обобщенный закон Гука (матричное представление Фойгта):

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl}\,\varepsilon_{kl}, \qquad (1)$$

где C_{ijkl} — компоненты тензора четвертого ранга модулей упругости, σ_{ij} — компоненты тензора напряжений, ε_{kl} — компоненты тензора деформации.

Тензор модулей упругости VTI среды выражается следующим образом:

$$C_{ij} = \begin{pmatrix} C_{11} & C_{11}-2C_{66} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{11}-2C_{66} & C_{11} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{pmatrix}. \qquad (2)$$

Для описания VTI среды необходимо знать пять упругих модулей и плотность среды (породы). Компоненты матрицы упругости можно получить по результатам специальной интерпретации записи акустического широкополосного каротажа. Параметры Томсена для VTI среды ε, γ, δ выражаются через упругие модули следующим образом:

$$V_{p0} = \sqrt{C_{33}/\rho},\ V_{s0} = \sqrt{C_{44}/\rho}, \qquad (3)$$

$$\varepsilon = \frac{C_{11}-C_{33}}{2C_{33}} = \frac{V_p^2(90°)-V_p^2(0°)}{2V_p^2(0°)}, \qquad (4)$$

$$\gamma = \frac{C_{66}-C_{44}}{2C_{44}} = \frac{V_{SH}^2(90°)-V_{SH}^2(0°)}{V_{SH}^2(0°)}, \qquad (5)$$

$$\delta = \frac{(C_{13}+C_{44})^2-(C_{33}-C_{44})^2}{2C_{33}(C_{33}-C_{44})}, \qquad (6)$$

где V_{p0}, V_{s0} — скорости распространения продольной и поперечной волн вдоль оси симметрии. Необходимо отметить, что трудоемким является обработка данных акустического широкополосного каротажа и подготовка модели анизотропных упругих свойств [1].

С ЦЕЛЬЮ ПОНИМАНИЯ СОВРЕМЕННОГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ХАРВУТИНСКОЙ ПЛОЩАДИ И ФОРМИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ДИЗАЙНА ГИДРОРАЗРЫВА ПРОВЕДЕНО ИССЛЕДОВАНИЕ АНИЗОТРОПНЫХ УПРУГИХ СВОЙСТВ ЭТИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СКВАЖИНЕ ОПР (ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ).

По данным АКШ в скважине ОПР получены только C_{66}, C_{33} и C_{44}. Тогда как C_{11} и C_{13} получены с помощью модели MANNIE с использованием регионального опыта для оценки коэффициентов в этой модели. Применение модели MANNIE позволяет рассчитать остальные параметры анизотропии (эпсилон и дельта) через корреляции с глинистостью, параметром гамма, или через зависимость, установленную на керне [2].

Динамические анизотропные упругие модули можно выразить следующим образом [3]:

$$E_{vert_{dyn}} = C_{33} - \frac{2C_{13}^2}{C_{11}+C_{12}}, \qquad (7)$$

$$E_{hor_{dyn}} = \frac{(C_{11}-C_{12})(C_{11}C_{33}-2C_{13}^2+C_{12}C_{13})}{C_{11}C_{13}-C_{13}^2}, \qquad (8)$$

$$v_{hor_{dyn}} = \frac{C_{12}C_{33}-C_{13}^2}{C_{11}C_{33}-C_{13}^2}, \qquad (9)$$

$$v_{vert_{dyn}} = \frac{C_{13}}{C_{11}+C_{12}}, \qquad (10)$$

$E_{vert_{dyn}}$ — динамический модуль Юнга вертикальный, ГПа

$E_{hor_{dyn}}$ — динамический модуль Юнга горизонтальный, ГПа

$v_{hor_{dyn}}$ — динамический коэффициент Пуассона горизонтальный

$v_{vert_{dyn}}$ — динамический коэффициент Пуассона вертикальный

По результатам исследования отмечено, что VTI-анизотропия выявлена в значительной части глинистых перемычек, где параметр Томсена γ достигает значений 0,1–0,25. Ниже показаны результаты расчетов анизотропных и изотропных упругих свойств. Можно отметить, что в интервалах, представленных песчаниками и чередованием песчаника и алевролита анизотропия

пренебрежимо мала и вертикальный упругий модуль Юнга равен горизонтальному и изотропному модулю Юнга. Тогда как в интервалах глинистых перемычек наблюдается значимая разница: вертикальный модуль Юнга близок к изотропному, а горизонтальный модуль Юнга превышает вертикальный на 10–15 ГПа. Такая существенная разница в упругих свойствах в интервале глинистых перемычек отразится на профиле напряжения на базе которого выполняется дизайн трещины гидроразрыва.

Результаты оценки анизотропных динамических свойств представлены на гистограммах (**рис. 1**) и на планшете (**рис. 2**). После расчета динамических свойств происходит переход к расчету статических свойств, которые непосредственно участвуют в оценке напряженного состояния. Переход к статическим упругим свойствам базируется на результаты лабораторных исследований керна. Оценка упругих свойств выполняется в рамках проведения теста на трехосное сжатие согласно регламентирующим методическим документам.

Для изучения статических анизотропных упругих свойств, как правило, формируется коллекция из образцов, отобранных в различных направлениях: параллельные, перпендикулярные, под 45° образцы, обязательным условием является тождественность одному и тому же механотипу. Процесс отбора образцов, последующей экстракции, насыщения и проведения исследования на геомеханическом прессе может занимать продолжительное время, по крайней мере срок проведения ГРП зачастую опережает результаты лабораторных исследований. Тем не менее результаты исследований, несомненно, ценные и входят в дополнительный этап доизучения объекта в рамках которого выполняется актуализация геомеханической модели с целью формирования технических решений для последующих скважин.

В случае изучаемой скважины были предусмотрены некоторые допущения для перехода от динамических анизотропных свойств к статическим. Вертикальный статический модуль Юнга определялся путем пересчета изотропного статического модуля Юнга в значения вертикального динамического модуля Юнга согласно следующим соотношениям:

$$E_{h_{sta}} = E_{h_{dyn}} \cdot \frac{E_{sta_{iso}}}{E_{dyn}}, \quad (11)$$

$$E_{v_{sta}} = E_{v_{dyn}} \cdot \frac{E_{sta_{iso}}}{E_{dyn}}. \quad (12)$$

В случае коэффициента Пуассона приняты схожие соотношения:

$$V_{h_{sta}} = V_{h_{dyn}} \cdot \frac{V_{sta_{iso}}}{V_{dyn}}, \quad (13)$$

$$V_{v_{sta}} = V_{v_{dyn}} \cdot \frac{V_{sta_{iso}}}{V_{dyn}}. \quad (14)$$

На сегодняшний день существует ряд публикаций, освещающие результаты лабораторных исследований статических анизотропных упругих свойств [3–5].

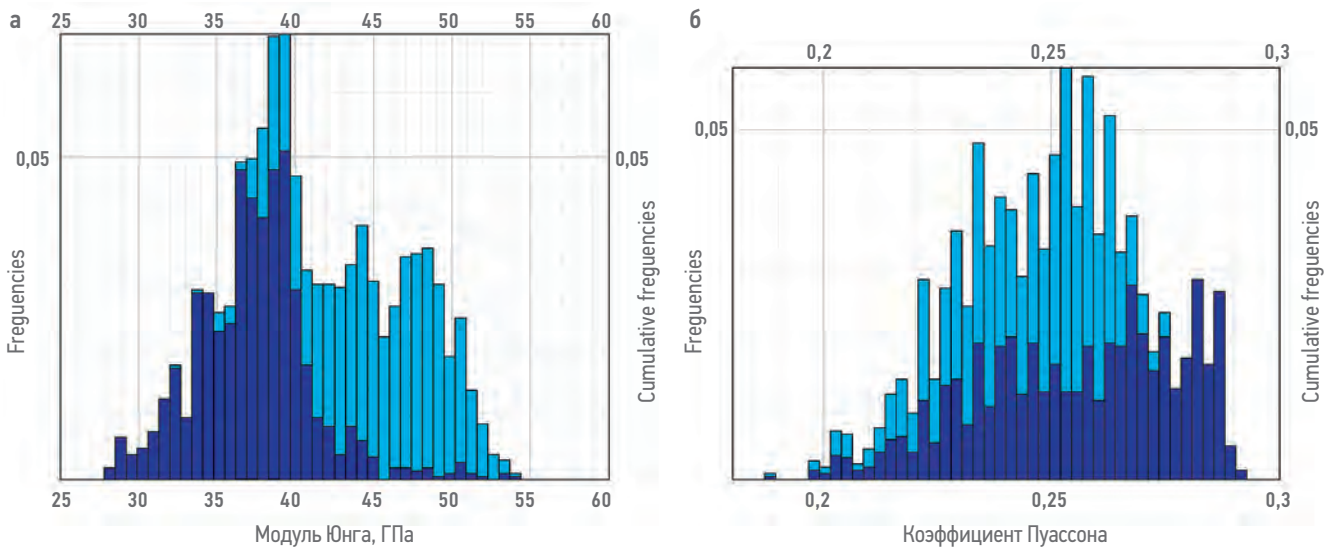


Рис. 1. Гистограммы распределения модуля Юнга (а) и коэффициента Пуассона (б) в глинистых перемычках, светло-синий цвет для горизонтальной компоненты и темно-синий цвет для вертикальной компоненты. Составлено авторами

Fig. 1. Young's Modulus histogram (a) and Poisson Ratio (б) in shales, light blue color represents elastic properties for horizontal component and dark blue color for vertical component. Compiled by the authors

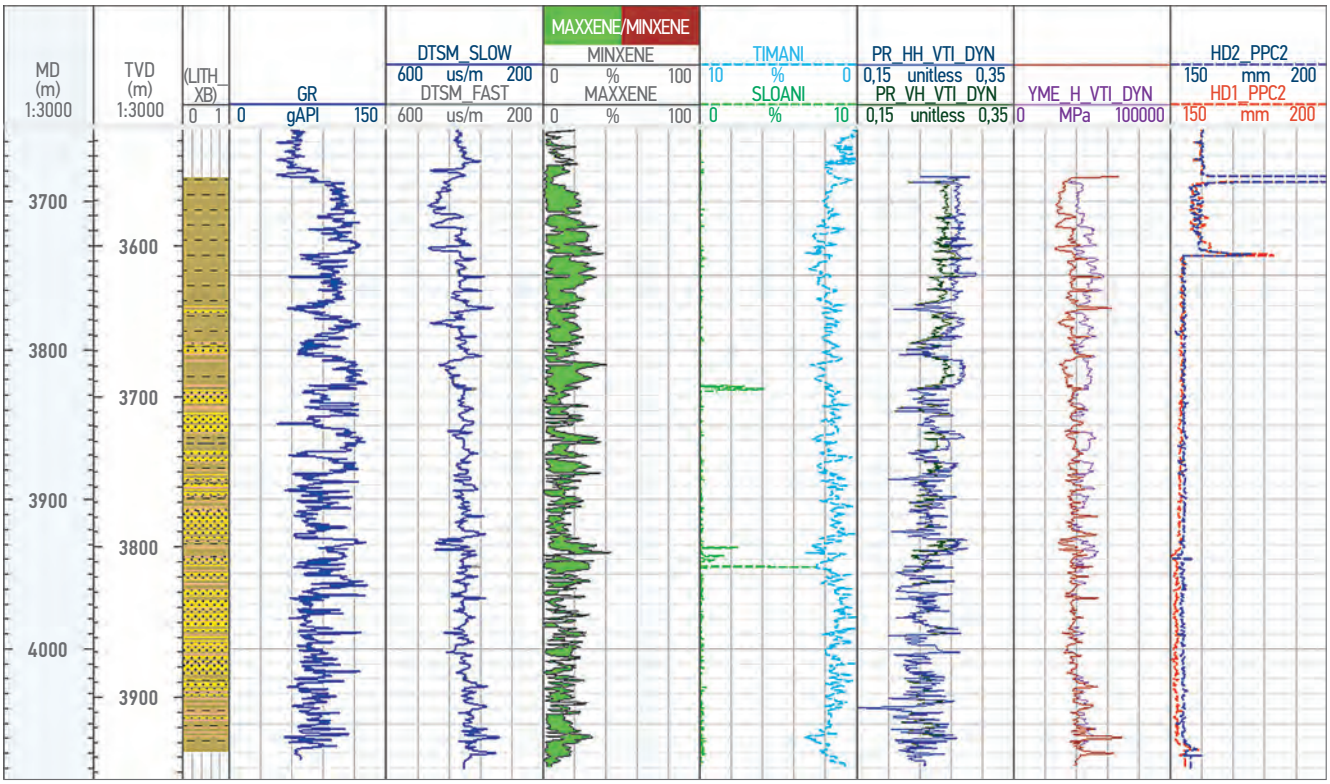


Рис. 2. Планшет с данными интерпретации АКШ (трек 1 — литологическая шкала, 2 — интервальное время пробега быстрой и медленной поперечной волны, 3 — минимальная и максимальная энергия, 4 — анизотропия TIMANI и SLOANI, 5 — вертикальный и горизонтальный коэффициент Пуассона, 6 — модуль Юнга вертикальный _V и горизонтальный _H, 7 — каверномер). Составлено авторами

Fig. 2. VTI anisotropy model: 1 — lithology, 2 — compressional and shear slowness, 3 — minimum and maximum energy, 4 — anisotropy TIMANI and SLOANI, 5 — vertical and horizontal Poisson Ratio, 6 — vertical and horizontal Young's Modulus, 7 — caliper. Compiled by the authors

Для трансверсально-изотропных пород минимальное горизонтальное напряжение можно оценить по формуле (15) [6, 7] через статические анизотропные упругие свойства в предположении изотропии коэффициента Био:

$$\sigma_{h_{VTI}} = \frac{E_{h_{sta}} v_{v_{sta}}}{E_{v_{sta}}(1 - v_{h_{sta}})}(\sigma_v - \alpha p) + \alpha p + \frac{E_{h_{sta}}}{1 - v^2_{h_{sta}}}(\varepsilon_h + v_{h_{sta}}\varepsilon_H), \quad (15)$$

где $\sigma_{h_{VTI}}$ — минимальное горизонтальное напряжение для VTI-анизотропии соответственно, p — пластовое давление, α — коэффициент Био, ε_h, ε_H — минимальная и максимальная горизонтальные деформации.

В случае изотропной модели:

$$\sigma_{h_{iso}} = \frac{v}{1 - v}(\sigma_v - \alpha p) + \alpha p + \frac{E}{1 - v^2}(\varepsilon_H + v\varepsilon_h), \quad (16)$$

$\sigma_{h_{iso}}$ — минимальное горизонтальное напряжение для изотропной среды соответственно.

Рассчитанное минимальное горизонтальное напряжение по анизотропной и изотропной модели было использовано в дизайне ГРП.

ПРОГРАММА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

С целью снижения диапазона неопределенностей по оценке высоты трещины гидроразрыва в ачимовских отложениях была составлена программа лабораторных исследований керна для последующего адресного выбора наиболее эффективной технологии ГРП.

В программу включено изучение анизотропных упругих свойств посредством исследования образцов, отобранных параллельно и перпендикулярно к слоистости. Измерение упругих свойств (динамических и статических) запланировано по псевдо-трехосным многостадийным испытаниям.

Подход к отбору образцов был основан на результатах скретч-тестирования (сплошное профилирование прочности породы). Данное исследование позволило оценить степень неоднородности глинистых перемычек и выполнить отбор образцов разной ориентации по отношению к слоистости, которые характеризуют один и тот же механотип (порода со схожими упруго-деформационными характеристиками). Необходимо отметить, что керн в интервале глинистых перемычек (между пластами АчС12 и АчС10) характеризовался

повышенной степенью дискования/сегментации, что ограничило по итогу программу в суммарном количестве отобранных образцов. Такое явление, как дискование, является характерным для глин, которые испытывают повышенное поровое давление и, как следствие, напряженность в пластовых условиях, а также более низкие прочностные свойства глин вдоль напластования. Также немаловажным являются технические причины, такие как диаметр керна (чем он меньше, тем больше порода подвержена дискованию), скорость подъема, тип кернодержателя. Из-за ограниченных возможностей по отбору полной группы образцов были исключены тесты по трехосному одностадийному сжатию и заменены многостадийными тестами.

В интервале песчаных пород и чередования песчаника и алевролита выполнялись только

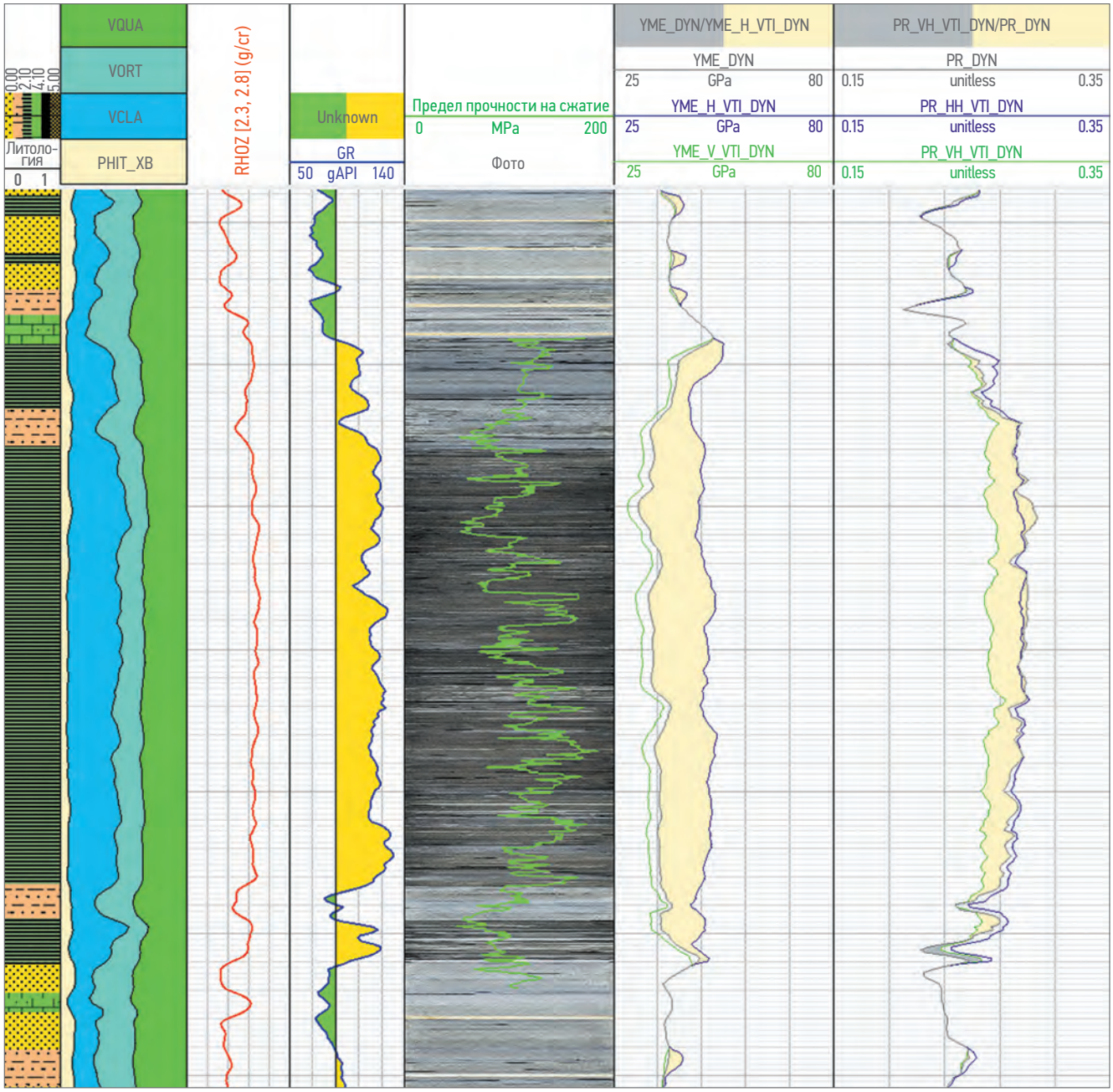


Рис. 3. Результаты скретч-тестирования в интервале глинистой перемычки (трек 1 — литология, 2 — объемная модель, 3 — плотность породы, 4 — гамма-каротаж 5 — фото керна и кривая предела прочности на одноосное сжатие в ходе скретчирования,6 — динамический модуль Юнга (YME_DYN — изотропный, YME_H_VTI_DYN — горизонтальный модуль, YME_V_VTI_DYN — вертикальный модуль, 7 — коэффициента Пуассона, PR_DYN — изотропный, PR_HH_VTI_DYN — горизонтальный коэффициент, PR_VH_VTI_DYN — вертикальный коэффициент). Составлено авторами

Fig. 3. Laboratory measurements of the unconfined compressional strength by scratch test method. (1 — lithology, 2 — mineralogical model, 3 — bulk density, 4 — gamma ray, 5 — core photos and the results of the scratch test method, 6 — dynamic Young's Modulus (YME_DYN — isotropic, YME_H_VTI_DYN — horizontal modulus, YME_V_VTI_DYN — vertical modulus) 7 — Poisson Ration, PR_DYN — isotropic, PR_HH_VTI_DYN — horizontal component, PR_VH_VTI_DYN — vertical component. Compiled by the authors

тесты на перпендикулярных образцах. Это было обусловлено тем, что по данным акустического широкополосного каротажа анизотропия VTI не выражена в таких породах. На **рис. 3** приведен планшет с фото документацией керна и результатами профилирования предела прочности на одноосное сжатие (UCS).

Необходимо отметить, что, несмотря на однородность перемычки по данным плотностного каротажа, предел прочности характеризуется большей изменчивостью, свидетельствуя о том, что в интервале перемычки встречаются как более прочные породы (более 150 МПа), так и менее прочные (менее 100 МПа) (**рис. 3**).

ДИЗАЙН ГРП

Слабопроницаемые пласты северного кластера ачимовской толщи предъявляют к дизайнам стимуляции коллекторов сложные требования. Высокая степень расчленённости, общая мощность объекта в 135 м при эффективной толщине коллекторов 95 м, смыкающее напряжение ~ 65 МПа, пластовая температура 109 °С приводят к программе крупнотоннажного ГРП с высокопрочным пропантом и достаточной вязкостью для протяжённого во времени процесса формирования трещины ГРП длиной и высотой в сотни метров. И в данной ситуации важно сохранить баланс между обоснованным временем термостабильности и риском нанесения пласту ущерба в виде кольматации продуктами разрушения жидкости ГРП гуароборатной системы.

Технологические вызовы, стоящие перед ОПР, были сформированы ещё на этапе первых полевых работ по ГРП на Ямбургском НГКМ. В поисках возможных причин получения невысокой продуктивности простимулированных скважин определены следующие предположения: разрушение пропанта в ходе агрессивного вывода на режим и высокого эффективного сжимающего напряжения, ускоренная деградация трещины ГРП в ходе эксплуатации, прорыв трещины в нецелевые пласты, что обуславливает меньшую эффективную полудлину трещины ГРП в целевом пласте.

Помимо технологии кластерного ГРП с применением растворимого волокна, перспективным направлением является формирование рецептуры жидкости ГРП и расписания закачки, предполагающих учёт эффекта выхолаживания пласта, что позволяет добиться радикального снижения загрузки гелеобразователя, сшивателя с одновременным повышением концентрации активного брейкера.

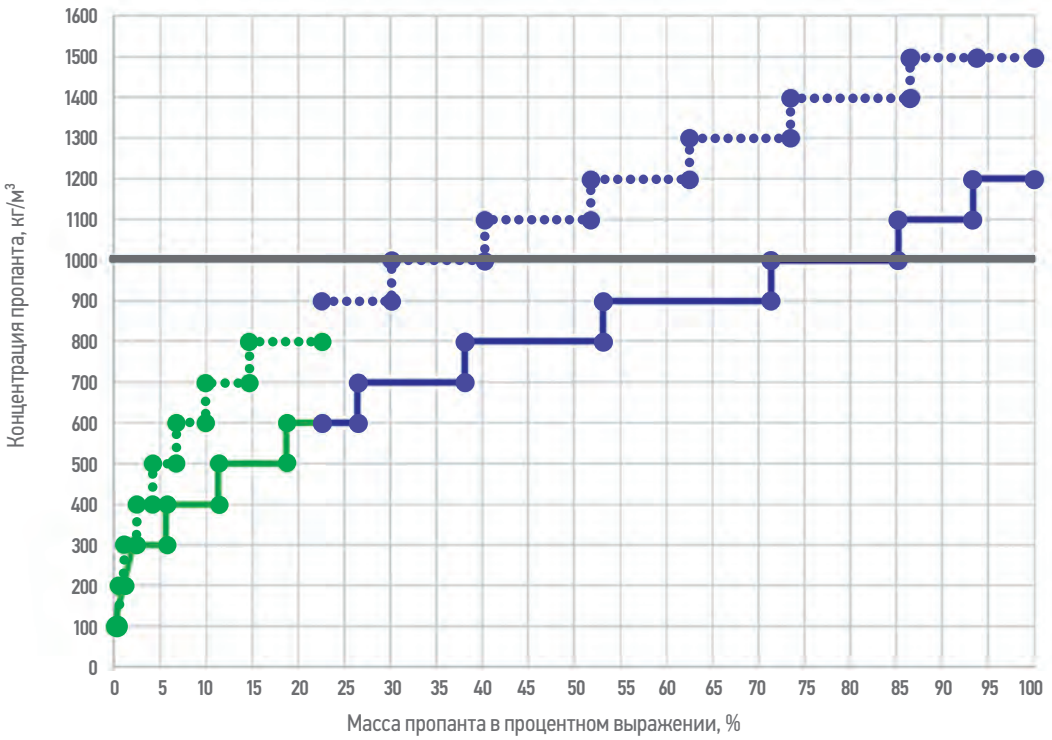


Рис. 4. Увеличение агрессивности дизайна — масса пропанта с концентрацией выше 1000 кг/м^3 изменена с 35 до 70% (пунктирная линия — было, сплошная — оптимизированный). Составлено авторами

Fig. 4. Optimization of hydraulic fracture design—proppant mass with a concentration above 1000 kg/m^3 was changed from 35% to 70% (dot line — before optimization, solid line — after optimization). Compiled by the authors

На этапе планирования ГРП для достижения высокого показателя проводимости трещины были приняты к реализации следующие мероприятия: изменение расписания закачки в сторону увеличения агрессивности — уменьшение коэффициента чистой жидкости на тонну пропанта (**рис. 4**), перевод в высокие концентрации большей части объёма расклинивающего агента, увеличение максимальной концентрации пропанта; применение технологии кластерных закачек; снижение загрязнения трещины гуаровой системой жидкости — уменьшение загрузки полимера-гелеобразователя и увеличение концентрации деструктора. При этом важно помнить, что стандартный подход к лабораторным испытаниям, на стабильность при пластовой температуре, не позволяет достичь положительного результата от оптимизации рецептуры рабочей жидкости.

Для эффективной оптимизации рецептуры жидкости ГРП принят подход тестирования рецептур с учётом профиля выхолаживания, встроенного во все современные симуляторы ГРП. Профиль выхолаживания позволяет подобрать температурный порог нагрева жидкости ГРП в трещине для каждой стадии. Планомерно в ходе тестирования и опробования удалось добиться снижения температуры для последних стадий ГРП до 70° (**рис. 5**).

Таким образом, при стандартном подходе программа ГРП включала в себя: тестирование на стабильность (**рис. 6**) при пластовой температуре 109–105 °C, средняя загрузка полимера 3,8 кг/м^3, средняя концентрация деструктора на 1 м^3 жидкости — 0,61 кг/м^3 и 1,3 л/м^3, применение стабилизатора геля на буферной стадии с высокими концентрациями. На сегодня оптимизированный подход к тестированию с учётом выхолаживания включает следующее: температурные пороги для тестов на стабильность 105 °C — 100 °C — 90 °C — 80 °C — 70 °C, средняя загрузка полимера 3,2 кг/м^3, средняя концентрация деструктора на 1 м^3 жидкости 2,7 л/м^3. Применение стабилизатора геля на буферной стадии с низкими концентрациями или полный отказ от его использования. Применение выхолаживающей стадии, линейный гель с загрузкой 1,8 кг/м^3. Существенного снижения практически в полтора-два раза удалось достигнуть по концентрациям сшивателя.

Термостатирование в масляной бане с точки зрения оценки полноты деструкции жидкости ГРП не является репрезентативным по причине того, что в масляном термостате жидкость не выдерживается под давлением в инертной атмосфере азота. При данной процедуре получается потеря органического пероксида в виду негерметичности используемого стеклянного сосуда. Более показательным является визуализация жидкости после проведения теста на стабильность и восстановление после охлаждения в испытательной ячейке реометра при высоком давлении в атмосфере азота, что исключает кипение испытуемой жидкости и испарение органических компонентов (**рис. 7**). Из-за того, что ионы железа обладают свойством сшивать гуаровый полимер,

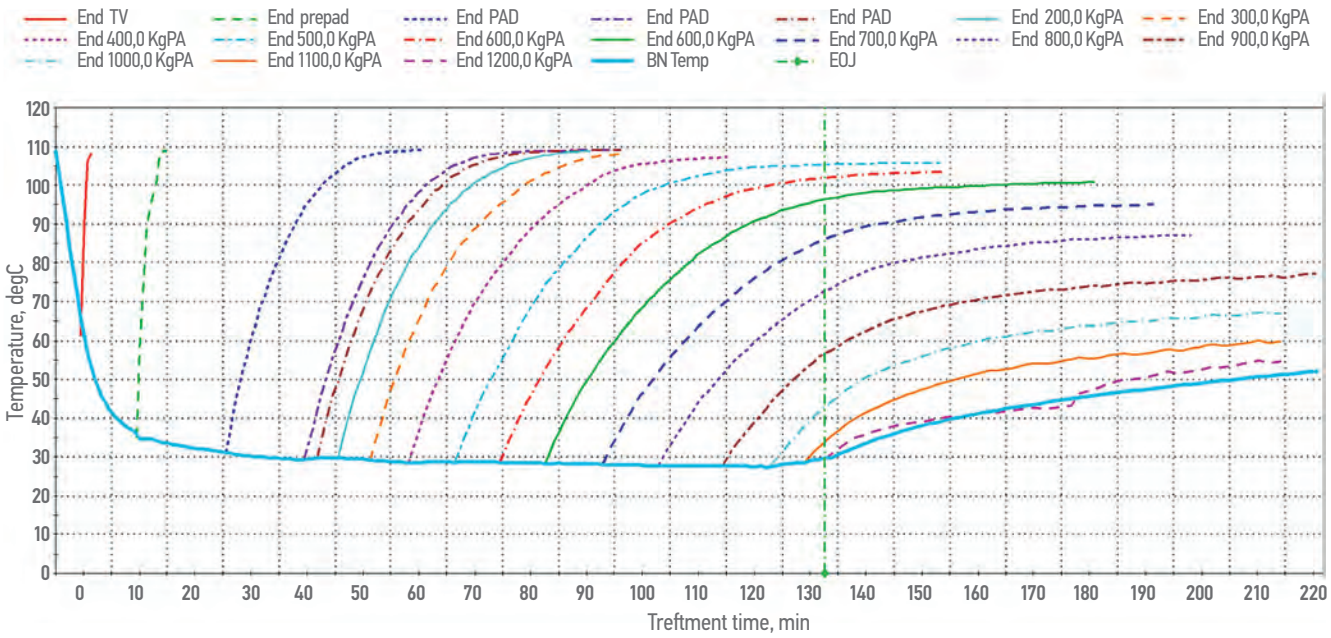


Рис. 5. Профиль выхолаживания. Составлено авторами
Fig. 5. Cooling profile over time. Compiled by the authors

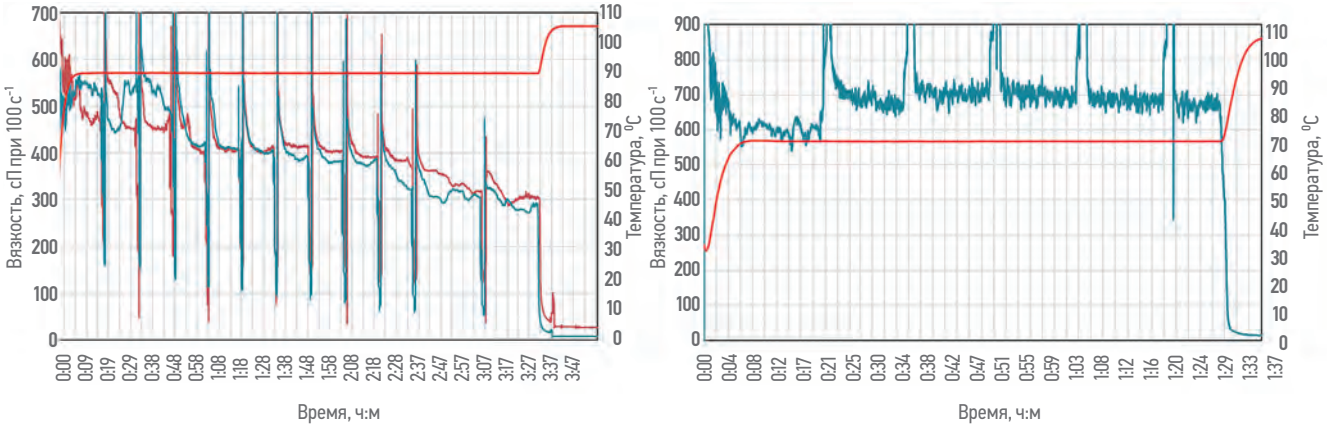


Рис. 6. Тесты на стабильность при 90 и 70°. Составлено авторами
Fig. 6. Viscosity vs time for temperature 90and 70°. Compiled by the authors

образуя при этом гели с низкой термостабильностью, наблюдается сгустки в виде коагулянтов после деструкции и охлаждения рабочей жидкости.

В результате моделирования подготовлен дизайн кластерного ГРП массой пропанта 250 т с вероятностной оценкой геометрических параметров на базе изотропной и анизотропной геомеханической модели (рис. 8).

Одним из основных вопросов, который решался в рамках данной работы был преобладание вертикального направления формирования трещины ГРП (верх или низ разреза) и возможности прорыва перемычки над зоной инициации трещины ГРП и способности полноценного приобщения закреплённой пропантом частью трещины вышележащего пласта.

АНАЛИЗ ВЫСОТЫ ТРЕЩИНЫ ГРП

Анализ высоты трещины ГРП осуществлялся несколькими методами: АКШ до и после ГРП, АКШ с обработкой по технологии BARS, термометрия после мини-ГРП и после основного ГРП, импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК) до и после основного ГРП (используется NRT-пропант) (рис. 9).

Необходимо отметить, что каждый из перечисленных методов обладает теми или иными ограничениями.

В основе способа контроля ГРП по данным АКШ лежит эффект появления или увеличения анизотропии акустических свойств среды при создании трещины гидроразрыва. Для выделения интервалов развития трещины и оценки ее высоты проводят сравнение результатов двух замеров кросс-дипольного

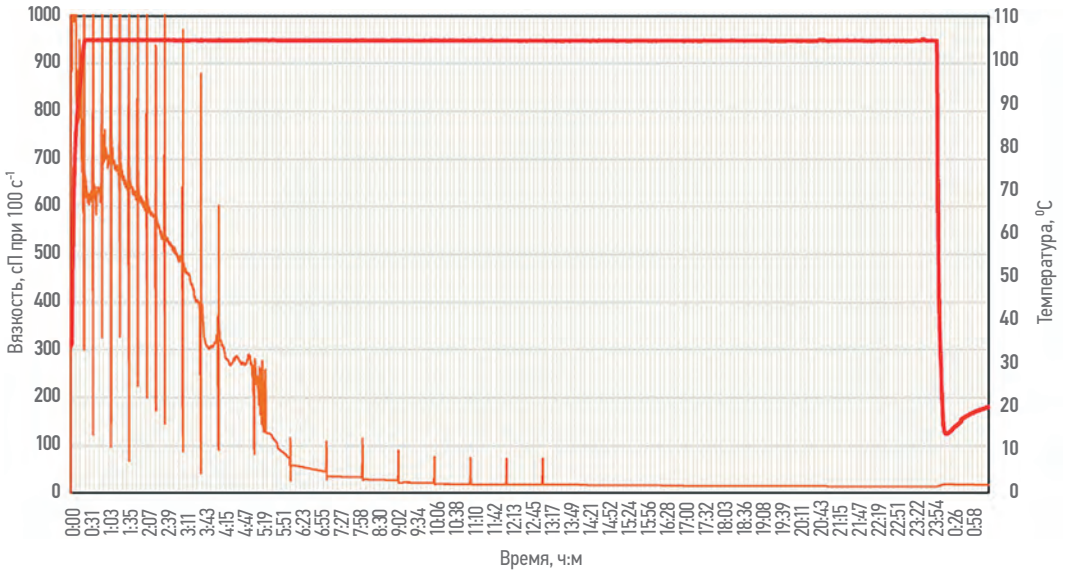


Рис. 7. Тест на восстановление вязкости разрушенной жидкости ГРП буферной стадии после охлаждения. Составлено авторами
Fig. 7. Viscosity stability of destroyed hydraulic fracturing fluid after cooling. Compiled by the authors

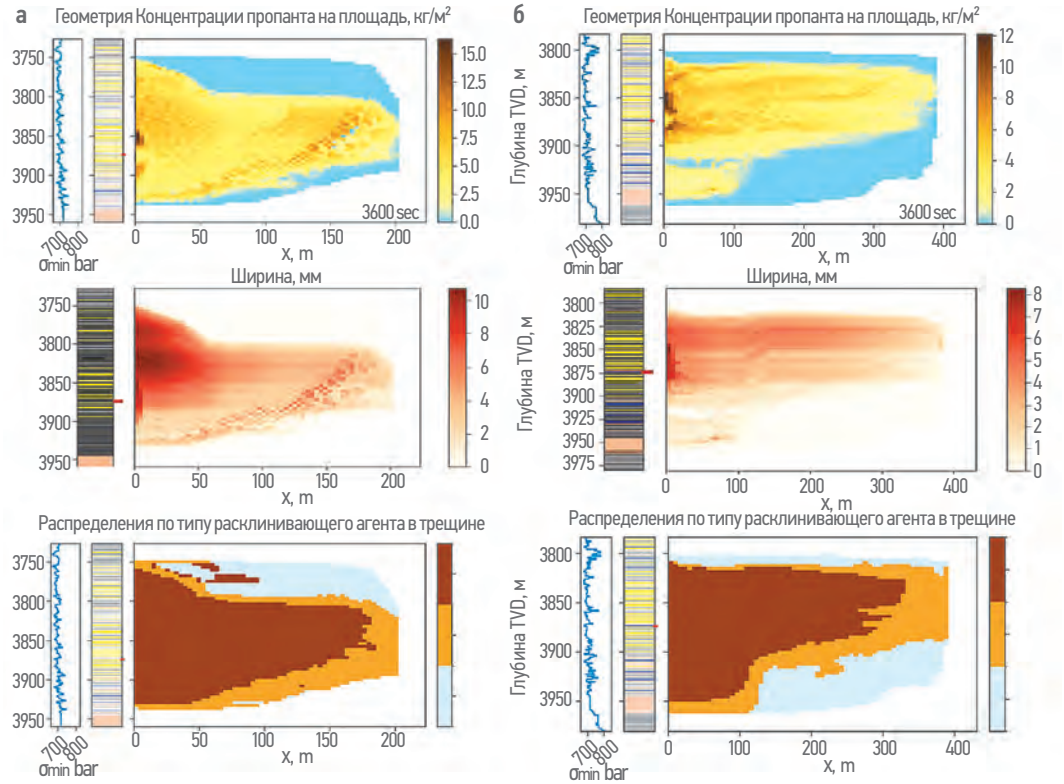


Рис. 8. Результат моделирования кластерного ГРП на базе изотропной (а) и анизотропной (б) геомеханической модели. Составлено авторами

Fig. 8. Hydraulic fracture design based on isotropic geomechanical model (a) and anisotropic model (б). Compiled by the authors

АКШ, выполненных до и после проведения ГРП. При этом замер до ГРП рекомендуется выполнять в открытым стволе. При сопоставлении результатов двух замеров используются критерии появления/увеличения анизотропии скоростей поперечных волн, а также увеличение интервальных времен продольной и поперечных (быстрой и медленной) волн и приращение энергии.

Максимальный угол наклона скважины является определяющим для исследования высоты трещины ГРП учитывая глубинность метода АКШ (примерно 1 м в данном случае). При значительном угле наклона скважины трещина ГРП, распространяющаяся вертикально (нормальный режим напряжений), удаляется от ствола скважины и находится вне зоны исследования, что приводит к заниженной оценке ее высоты. Так как в изучаемой скважине зенитный угол равен 7°, учитывая глубинность метода АКШ, область «видимости» трещины довольно ограничена и наблюдаемая высота трещины ГРП меньше фактической. Трещина наблюдается в целевом пласте АчС12 и не вскрывает глинистую перемычку.

По результатам термометрии отмечено, что трещина развивается в большей мере вниз и частично охватывает перемычку между пластами АчС10 и АчС12. Высота трещины составила 130 м. Следует отметить, что неоднозначные результаты были получены, потому что запись температуры была проведена после продолжительного простоя.

Зарегистрированные данные ИНГК также позволили провести оценку высоты развития трещины ГРП. Исследование выполняется с использованием NRT пропанта, данный тип пропанта обладает аномально высоким макросечением захвата тепловых нейтронов, что позволяет определить высоту закрепленной трещины [8]. Выделение интервала закрепленной трещины проводилось путем сопоставления данных, зарегистрированных до и после проведения ГРП: макросечений захвата тепловых нейтронов (сигмы) породы по ближнему и дальнему детекторам (SFNA/SFFA), а также исправленных за скважинные условия оценок сигмы (SIGM); эффективных скоростей счета гамма-квантов по ближнему и дальнему детекторам (RSCN/RSCF), кажущихся значений сигмы скважины по ближнему и дальнему детекторам (SBNA/SBFA). По данным ИНГК удалось исследовать только ограниченную зону, результаты данных исследований не могут быть использованы для калибровки геометрии трещины ГРП по дизайну. Установлено, что высота трещины не превышает 18 м.

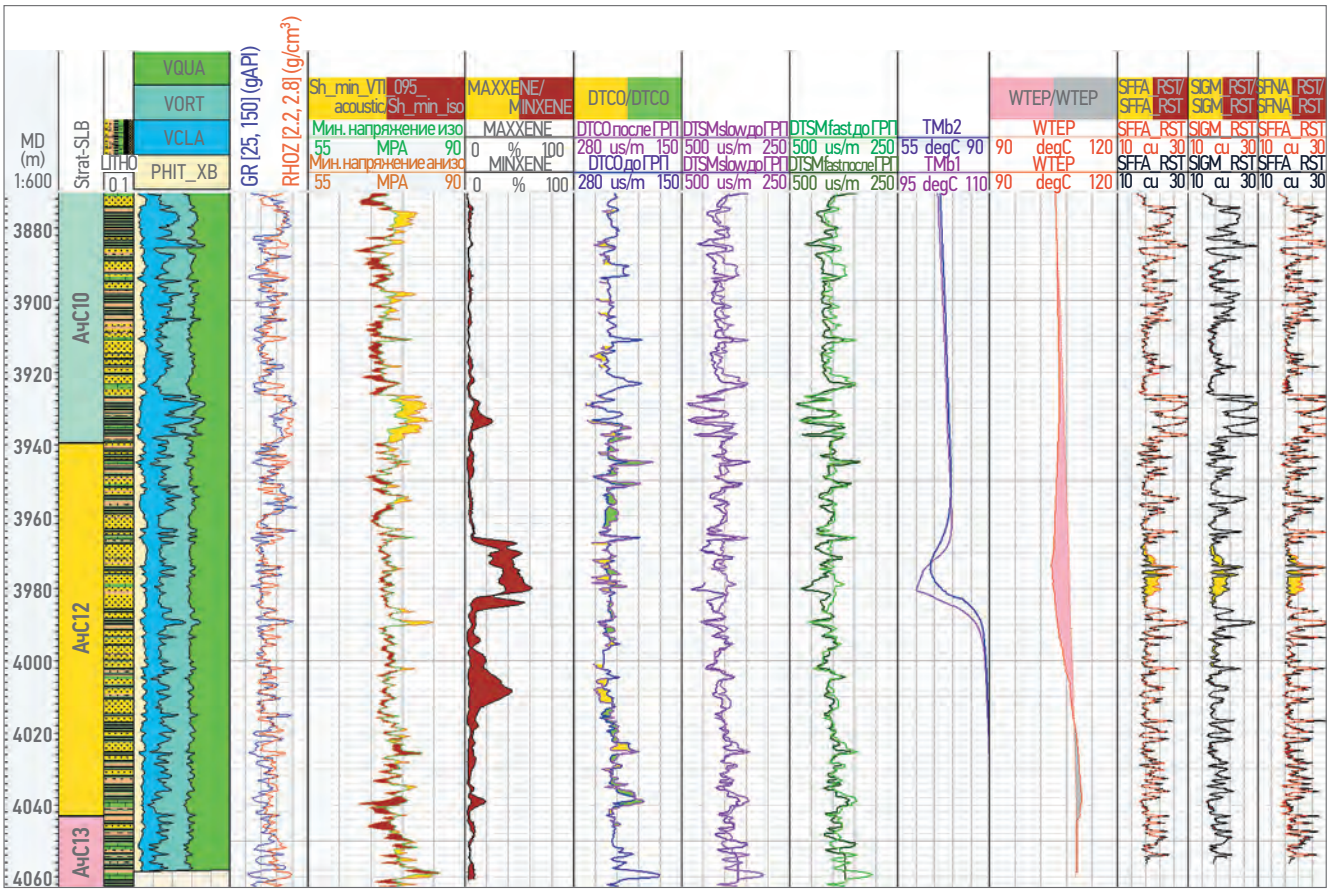


Рис. 9. Результаты исследования высоты трещины разными методами (1 — литология, 2 — объемная модель, 3 — гамма-каротаж и плотность породы, 4 — минимальное горизонтальное напряжение по изотропной и анизотропной модели, 5 — минимальная и максимальная энергия по АКШ после ГРП, 6 — интервальное время продольной волны до и после ГРП, 7 — интервальное время медленной поперечной волны до и после ГРП, 8 — интервальное время быстрой поперечной волны до и после ГРП, 9 — термометрия после мини-ГРП, 10 — термометрия после основного ГРП, 11–13 — ИНГК. Составлено авторами

Fig. 9. Hydraulic fracture height analysis (1 — lithology, 2 — mineralogical model, 3 — gamma ray and bulk density, 4 — minimum horizontal stress based on isotropic and anisotropic model, 5 — minimum and maximum energy after hydraulic fracturing, 6 — compressional slowness before and after hydraulic fracturing, 7 — shear slow slowness before and after hydraulic fracturing, 8 — shear fast slowness before and after hydraulic fracturing, 9 — thermometry after mini-hydraulic fracturing, 10 — termometry after hydraulic fracturing, 11–13 — Pulsed neutron gamma-ray logging. Compiled by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе отражен подход по построению анизотропной геомеханической модели для оптимизации дизайна ГРП. Показано, что по результатам акустических исследований глинистая перемычка между пластами АС10 и АС12 характеризуется как анизотропная (тип анизотропии VTI). В случае анизотропной модели напряженного состояния в глинистой перемычке минимальное напряжение выше на 18–25 атм., по сравнению с напряжением по изотропной модели.

Рассмотрены результаты исследований высоты трещины ГРП по разным методам: АКШ до и после ГРП, ИНГК, термометрия, также после выхода на режим запланировано выполнение ГДИС с замером КВД.

В случае низкопроницаемых коллекторов, которыми являются ачимовские отложения, сделан вывод о том, что перед выполнением мини-ГРП и основного ГРП рекомендуется выполнить DFIT тест объемом 5 м^3 с расчетным расходом, который позволяет с большей уверенностью измерить давление смыкания трещины (минимальное горизонтальное напряжение).

Требуется выполнение дальнейших лабораторных исследований анизотропии свойств с интеграцией результатов и последующей верификации модели на результаты проведенного ГРП.

Список литературы

1. *Алхименков Ю.А., Баюк И.О.* Границы применимости параметров томсена для трещиноватого карбонатного коллектора // Технологии сейсморазведки, № 4, 2013, с. 36–48.

2. *Higgings S., Goodwin S., Donald Q., Donald A., Bratton T., Tracy G.* Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale, In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 21–24 September, 2008, SPE 115736.
3. *Kefei Lu.* Gas Shale Anisotropy and Mechanical Property: Laboratory Measurements and Mathematical Modeling. 2016, PhD, University of Houston.
4. *King M.* Static and dynamic moduli of rocks under pressure, in Somerton, W., and H. Ed. Rock mechanics-theory and practices. In Proceedings of 11th symposium of rock mechanics. 1969, University of Calif., Berkeley, 329–351.
5. *Waters G., Lewis R., Bently D.* The effect of mechanical properties anisotropy in the generation of hydraulic fractures in organic shales. In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 2011. 30 Oct–2 Nov, SPE 146776.
6. *Higgings S., Goodwin S., Donald Q., Donald A., Bratton T., Tracy G.* Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale, In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 2008, 21–24 September, SPE 115736.
7. *Zoback M.D., Kohli A.H.* Composition, Fabric, Elastic Properties and Anisotropy from Part I — Physical Properties of Unconventional Reservoirs. 2019.
8. *Duenckel R.J., Smith H.D., Warren W.* et al. 2011. Field Application of a New Proppant Detection Technology. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 30 October–2 November. SPE-146744-MS.

References

1. Alkhimenkov Yu. A., Bayuk I.O. Applicability of the Thomsen Parameters to fractured carbonate reservoir rocks // Seismic Technologies, № 4, 2013, p. 36–48.
2. Higgings S., Goodwin S., Donald Q., Donald A., Bratton T., Tracy G. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale, In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 21–24 September, 2008, SPE 115736.
3. Kefei Lu. Gas Shale Anisotropy and Mechanical Property: Laboratory Measurements and Mathematical Modeling. 2016, PhD, University of Houston.
4. King M. Static and dynamic moduli of rocks under pressure, in Somerton, W., and H. Ed. Rock mechanics-theory and practices. In Proceedings of 11th symposium of rock mechanics. 1969, University of Calif., Berkeley, 329–351.
5. Waters G., Lewis R., Bently D. The effect of mechanical properties anisotropy in the generation of hydraulic fractures in organic shales. In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 2011. 30 Oct–2 Nov, SPE 146776.
6. Higgings S., Goodwin S., Donald Q., Donald A., Bratton T., Tracy G. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale, In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 2008, 21–24 September, SPE 115736.
7. Zoback M.D., Kohli A.H. Composition, Fabric, Elastic Properties and Anisotropy from Part I — Physical Properties of Unconventional Reservoirs. 2019.
8. Duenckel R.J., Smith H.D., Warren W. et al. 2011. Field Application of a New Proppant Detection Technology. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 30 October–2 November. SPE-146744-MS.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.В. Жигульский — разработала общую концепцию статьи, выполнила анализ анизотропных упругих свойств, подготовила геомеханическую основу для формирования дизайна ГРП, провела исследование высоты трещины ГРП по данным исследований, подготовила текстовую и графическую часть статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.
Р.Р. Гайнетдинов — принял участие в формировании дизайна ГРП и оптимизации дизайна ГРП, подготовил текстовую и графическую часть статьи по разделу: Дизайн ГРП.

Д.А. Сидуков — выполнил оценку напряженно-деформированного состояния для анизотропной геомеханической модели, подготовил графическую часть статьи.
А.А. Корепанов — принял участие в разработке концепции статьи, утвердил публикуемую версию статьи.
С.С. Девятьяров — контролировал сроки и качество работ, принял участие в разработке концепции статьи, утвердил публикуемую версию статьи.

В.А. Арефьев — принял участие в редактировании статьи, сформировал введение и аннотацию, утвердил публикуемую версию статьи.
А.А. Бастраков — контролировал сроки и качество работ, утвердил публикуемую версию статьи.

А.С. Васильев — разработал общую концепцию статьи, выполнил оценку напряженно-деформированного состояния для выполнения дизайнов ГРП.

Svetlana V. Zhigulskiy — developed the general concept of the article, conducted the analysis of anisotropic elastic properties, constructed geomechanical model based on anisotropic and isotropic scenario, participated in analysis of hydraulic fracture height, prepared the text of the article and the attached figures, agreed to take responsibility for all aspects of the work
Ruslan R. Gaynetdinov — developed a hydraulic fracture design and performed optimization of hydraulic fracturing treatment parameters, prepared the text of the article and the attached figures in the part: hydraulic fracture design.
Daniil A. Sidukov — calculated the stress strain state for anisotropic geomechanical model, prepared the text of the article.

Alexandr A. Korepanov — developed the general concept of the article, approved the published version of the article.
Sergey S. Devyatyarov — controlled the quality and deadlines of the work, developed the general concept of the article, approved the published version of the article.
Viktor A. Arefev — took part in editing the article, wrote the introduction and annotation, approved the published version of the article
Alexandr A. Bastrakov — controlled the quality and deadlines of the work, approved the published version of the article
Anton S. Vasiliev — developed the general concept of the article, calculated the stress strain state for hydraulic fracturing design.

С.А. Верещагин — принял участие в формировании дизайна ГРП и оптимизации дизайна ГРП, подготовил графическую часть статьи по разделу «Дизайн ГРП».

Sergey A. Vereschagin — took part in hydraulic fracturing design and performed optimization of hydraulic fracturing treatment parameters, prepared the attached figures in the part: hydraulic fracture design.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Светлана Владимировна Жигульский* — кандидат технических наук, руководитель по разработке продукта, Блок интегрированных решений, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Svetlana V. Zhigulskiy* — Cand. Sci. (Eng.), Product manager, Gazprom neft company group
3-5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Руслан Рамильевич Гайнетдинов — руководитель направления, Центр компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Ruslan R. Gaynetdinov — Head of discipline, Gazprom neft company group

Даниил Андреевич Сидуков — ведущий специалист, Блок интегрированных решений, Группа компаний «Газпром нефть»

Daniil A. Sidukov — Leading specialist, Gazprom neft company group

Сергей Сергеевич Девятьяров — исполнительный директор, Блок крупных проектов, ООО «ГПН-Заполярье»

Sergey S. Devyatyarov — Executive director, LLC "Gazpromneft Zapolyarie"

Александр Александрович Корепанов — руководитель программ ГРП, Блок крупных проектов, ООО «ГПН-Заполярье».

Alexandr A. Korepanov — Program manager (HF), LLC "Gazpromneft Zapolyarie"

Александр Александрович Бастраков — заместитель исполнительного директора по геологии и разработке, Блок крупных проектов, ООО «ГПН-Заполярье».

Alexandr A. Bastrakov — Deputy Executive Director for Geology and Development, LLC "Gazpromneft Zapolyarie"

Виктор Александрович Арефьев — руководитель по геологии и разработке, Блок крупных проектов, ООО «ГПН-Заполярье».

Viktor A. Arefev — Head of Geology and Development, LLC "Gazpromneft Zapolyarie"

Антон Сергеевич Васильев — инженер-геомеханик, Шлюмберже Лоджелко, Инк

Anton S. Vasiliev — Geomechanics engineer, Schlumberger Logelco Inc

Сергей Александрович Верещагин — руководитель отдела новых технологий интенсификации скважин, Шлюмберже Лоджелко, Инк

Sergey A. Vereschagin — Head of the Department of New Well Stimulation Technologies, Schlumberger Logelco Inc

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УДК 622.276.6(571.1)
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-60-69

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

МЕТОДИКА ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВЫВОДА СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

В.А. Арефьев[1], А.А. Бастраков[1], Д.И. Васичев[2,*], С.С. Девятьяров[1], Д.С. Дегтярев[1], Р.Ф. Исхаков[1], Е.В. Прохоренко[1], Н.Н. Плешанов[1]
[1]Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Тюмень, РФ
[2]ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», Тюмень, РФ

Электронный адрес: stud0000195653@utmn.ru

Введение. В связи с технологическими и геологическими факторами наблюдается высокий темп падения продуктивности скважин из ачимовских отложений. Опыт работ на одном из крупных газоконденсатных месторождений севера Западной Сибири с данными объектами часто сопровождается гидратообразованием, остановкой фонтанирования и сокращением продуктивности скважин при интенсивном снижении забойного давления.

Цель. Для проектных скважин разработать методику выбора оптимальной программы вывода их на режим, которая будет учитывать опыт разработки скважин, ранее пробуренных на месторождении.

Материалы и методы. Рассматриваемая методика включает себя оценку условий гидратообразования, оценку возможности фонтанирования и определение допустимых депрессий. Оценка условий гидратообразования проводилась по кривой гидратообразования. Оценка условий фонтанирования — по индикаторным кривым подъемного лифта (VLP-кривым), на которых по углу наклона можно выделить зоны стабильного фонтанирования, нестабильного фонтанирования и зону, при которой начинается скапливаться жидкость на забое скважины, что приводит к остановке фонтанирования. Допустимая минимальная величина забойного давления определялась по опыту работы уже пробуренных скважин. Дальнейшее снижение забойного давления приводит к уменьшению продуктивности за счет сжимаемости скелета породы и ухудшения свойств пропанта.

Результаты. Низкая продуктивность проектной скважины приводит к необходимости закачки в неё метанола высокой концентрации из-за гидратообразования, а также к непродолжительному фонтанированию. При этом снижение забойного давления ниже порогового значения в 300 бар не рекомендуется, так как это может привести к интенсивному сокращению продуктивности скважины.

Заключение. Разработка методики определения оптимального вывода на режим для скважин позволяет максимально повысить добычу и сохранить их продуктивность для дальнейших работ и исследований. Опробованная в приведенной работе методика особо актуальна для вертикальных скважин в низкопроницаемых коллекторах, которые из-за геологических и технологических факторов имеют невысокие дебиты, что приводит к их нестабильной работе.

Ключевые слова: вывод скважины на режим, гидратообразование, условия фонтанирования, гидравлический разрыв пласта, разрушение пропанта, ачимовские отложения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов

Благодарность: коллектив авторов благодарит Группу компаний «Газпром нефть» за возможность опубликовать результаты данной работы.

Для цитирования: Арефьев В.А., Бастраков А.А., Васичев Д.И., Девятьяров С.С., Дегтярев Д.С., Исхаков Р.Ф., Прохоренко Е.В., Плешанов Н.Н. Методика выбора оптимального вывода скважины на режим в низкопроницаемых ачимовских отложениях. PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):60–69. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-60-69

Статья поступила в редакцию 16.01.2025
Принята к публикации 06.02.2025
Опубликована 31.03.2025

THE METHOD OF SELECTION OPTIMAL PROGRAM OF BRINGING THE WELL ON TO PRODUCTION IN THE ACHIMOV TIGHT-OIL RESERVES

Viktor A. Arefev[1], Aleksandr A. Bastrakov[1], Dmitriy I. Vasichev[2,*], Sergey S. Devyatyarov[1], Dmitriy S. Degtyarev[1], Ruslan F. Iskhakov[1], Egor V. Prokhorenko[1], Nikolay N. Pleshanov[1]
[1]Gazprom neft company group, Saint Petersburg, Tyumen, RF
[2]Tyumen State University (UTMN), Tyumen, RF

E-mail: stud0000195653@utmn.ru

Introduction. Due to technological and geological factors, there is a high rate of decrease in well productivity at the Achimov tight-oil reserves. The development at a large gas-condensate field with these reserves was often accompanied by hydrate formation, a stop of blowing and a drop in productivity with an intensive decrease in bottom-hole pressure.

Aim. To develop a methodology for selecting the optimal stabilization program for the project well, taking into account the experience of existing wells.

Materials and methods. The methodology includes assessment of hydrate formation conditions, evaluation of the possibility of blowing, and determination of allowable drawdown pressures. Hydrate formation conditions are assessed using a hydrate curve. Blowing conditions are evaluated using vertical lift performance (VLP) curves, where zones of stable blow, unstable blow, and a zone where liquid begins to accumulate at the bottom-hole, leading to blow cessation, are identified based on the slope angle. The minimum allowable bottom-hole pressure is determined based on the operating experience of existing wells, which shows that further bottom-hole pressure reduction leads to decreased productivity due to rock matrix compressibility and impaired proppant properties.

Results. The low productivity of the project well leads to the need to inject high-concentration methanol due to hydrate formation, as well as to short-term blowing. At the same time, lowering the downhole pressure below the threshold value of 300 bar is not recommended, as this will lead to an intense drop in well productivity.

Conclusion. The development of a methodology for determining stabilization program for wells allows you to maximize production and maintain well productivity for further work and research. The methodology tested in the above work is particularly relevant for vertical wells in low-permeability reservoirs, which, due to geological and technological factors, have low flow rates, which leads to their unstable recovering.

Keywords: stabilization program for well, hydrate formation, blowing conditions, hydraulic fracturing treatment, distraction proppant, Achimov tight-oil reserves

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

Acknowledgment: the authors appreciates Gazprom neft company group for the opportunity to publish the results of this work.

For citation: Arefev V.A., Bastrakov A.A., Vasichev D.I., Devyatyarov S.S., Degtyarev D.S., Iskhakov R.F., Prokhorenko E.V., Pleshanov N.N. The method of selection optimal program of bringing the well on to production in the Achimov tight-oil reserves. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):60–69. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-60-69

Manuscript received 16.01.2025
Accepted 06.02.2025
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

На рассматриваемом крупном нефтегазоконденсатном месторождении имеется значительный объем трудноизвлекаемых запасов нефти в ачимовских отложениях. Данные отложения залегают на глубине до 4 км, характеризуются аномально высоким пластовым давлением (АВПД) до 650 бар с коэффициентом аномальности ($К_а$) до 1,9, значительным количеством зон несовместимости бурения и низкой абсолютной газопроницаемостью 0,15 мД. Учитывая высокое значение остаточной водонасыщенности на уровне 0,64 д.ед., фазовая проницаемость нефти в данных отложениях не превышает 0,01 мД [1,]. На месторождении имеются два технологических полигона, при этом на первом — уже находятся скважины опытно промышленных работ (ОПР). Для снятия существующих неопределенностей на втором полигоне запланировано проведение программы ОПР на вертикальной скважине с гидроразрывом пласта (ГРП). Работа уже пробуренных скважин на первом полигоне характеризуется нестабильностью и гидратообразованием. После непродолжительной отработки скважины вынужденно переводились на периодическую работу. При интенсивном снижении забойного давления до определенного уровня отмечалось сокращение в них продуктивности, которую не удалось восстановить с уменьшением депрессии. Таким образом, имеющийся опыт работы скважин на первом полигоне необходимо было учесть для определения оптимальной программы вывода на режим (ВНР) скважины ОПР.

ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ВОЗНИКАЮЩИХ ПРОЦЕССОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО ВЫВОДА СКВАЖИН НА РЕЖИМ И ПОВЫШЕНИЯ ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ.

Целью работы является выработка методики для увеличения добычи и сохранения продуктивности вертикальной скважины ОПР с помощью оптимальной программы ВНР. Для достижения поставленной цели учтены ограничения, связанные с условиями гидратообразования, возможностью фонтанирования и определением допустимых депрессий.

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Оценка условий образования гидратов производилась с помощью кривой гидратообразования, полученной по модели термофизических свойств (PVT-модели) в программном обеспечении (ПО) Petroleum Experts. Было установлено, что если режим работы скважины находится ниже кривой, то в этих условиях в стволе скважины может происходить гидратообразование. Для подтверждения этого вывода, полученная кривая гидратообразования сопоставлена с данными по фактической работе пробуренных скважин (**рис. 1**).

В скважинах №1 и 2 после отработки были зафиксированы гидраты. Нанесение режимов работы на график устьевой температуры и давления с кривой гидратообразования показал, что обе скважины работают в области гидратообразования. При аналогичном сравнении со скважинами №3 и 4, где не отмечалось образование гидратов, режимы работы находились выше области образования гидратов, что подтверждает прогнозную способность полученной кривой.

Моделирование распределения температуры и давления в стволе скважины осуществлялось в ПО Prosper. Коэффициент теплопередачи моделировался дифференцированно и зависил от участка скважины: 1) направление с термокейсом — U=0,24 Вт/м^2/°С; 2) кондуктор — U=4,57 Вт/м^2/°С; 3) техническая колонна — U=7,27 Вт/м^2/°С; 4) потайная колонна — U=21,25 Вт/м^2/°С; 5) хвостовик — U=58,00 Вт/м^2/°С.

Для верификации данных проведено сравнение результатов моделирования с имеющейся информацией по отработке пробуренных скважин (**рис. 2**). По фактическим скважинам отмечено уменьшение коэффициента теплопередачи в динамике. Использование коэффициента теплопередачи с постоянным значением приводило к завышению устьевой температуры в начальный период работы скважины. Так как используемое ПО не может моделировать динамическое изменение коэффициента теплопередачи, то для определения устьевой температуры использована ее зависимость от дебита жидкости. Данная зависимость получена по фактическим скважинам, что позволило увеличить прогнозную способность моделей.

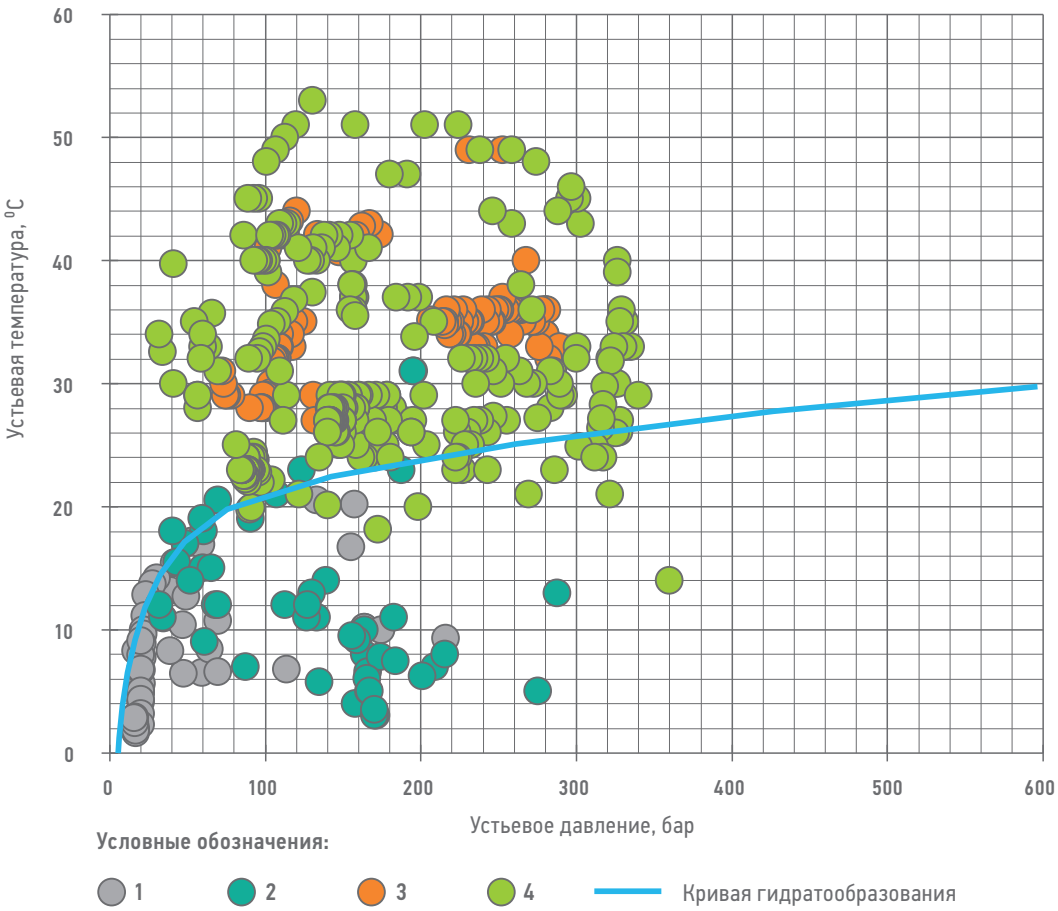


Рис. 1. Верификация кривой гидратообразования. Составлено авторами
Fig. 1. Hydrate curve verification. Prepared by the authors

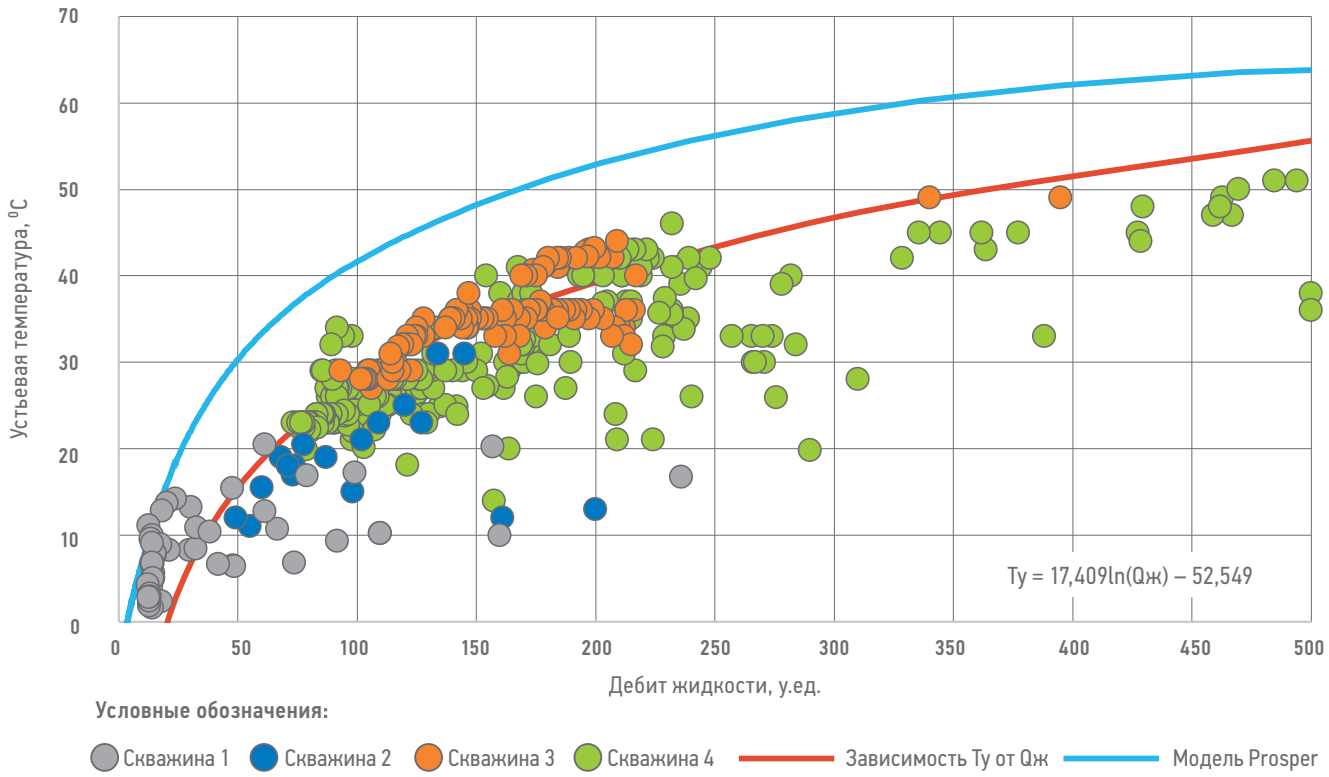


Рис. 2. Зависимость температуры от дебита жидкости. Составлено авторами
Fig. 2. Temperature-liquid rate relationship. Prepared by the authors

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОНТАНИРОВАНИЯ

Оценка возможности фонтанирования скважин проводилась по VLP-кривым, построенным по корреляции PE5 в ПО Prosper, которая описывает работу пробуренных скважин на первом полигоне. По углу наклона кривых выделены зоны стабильного фонтанирования (зеленая), нестабильного фонтанирования (желтая) и зона, в которой на забое скважины зафиксирована жидкость, что приводило к остановке фонтанирования (красная). Зона устойчивого фонтанирования находится справа от точки перегиба. Левее точки перегиба находится зона неустойчивого фонтанирования, которая характеризуется импульсивной нестабильной работой скважины вплоть до полного прекращения фонтанирования. За границу полного прекращения фонтанирования принята точка на VLP-кривой, в которой кривая имеет угол более 15°. Угол определен по фактической работе скважин.

На **рис. 3** (А — скважина 2; Б — скважина 4) приведено сопоставление режимов работы скважин №2 и 4 с VLP-кривыми, построенными по средним технологических показателям работы этих скважин, где можно видеть, что более 90 % замеров скважины №4 находятся в области стабильного и нестабильного фонтанирования. При этом 30 % замеров по скважине №2 находятся в области нефонтанирования. Данная скважина характеризовалась периодической работой и гидратообразованием. После непродолжительной отработки она закрывалась в накопление. С учетом этих данный часть замеров может находиться в «красной» зоне.

Результаты сопоставления подтвердили корректность методики определения зон фонтанирования скважин, что позволяет использовать ее для прогноза фонтанирования скважин ОПР.

ОЦЕНКА ДОПУСТИМЫХ ДЕПРЕССИЙ

Фактическая работа скважин на первом полигоне указывает на необратимое уменьшение продуктивности при падении забойного давления до определенного уровня.

В частности, это наблюдается на скважине №4, где при снижении забойного давления наблюдалось резкое сокращение ее продуктивности. Последующее увеличение давления не привело к восстановлению добычных характеристик.

Перед адаптацией истории отработки скважин ОПР первого полигона выполнена инициализация гидродинамической модели с исходными параметрами. Основными сложностями при инициализации являлись низкая степень обводненности продукции и низкий темп сокращения продуктивности

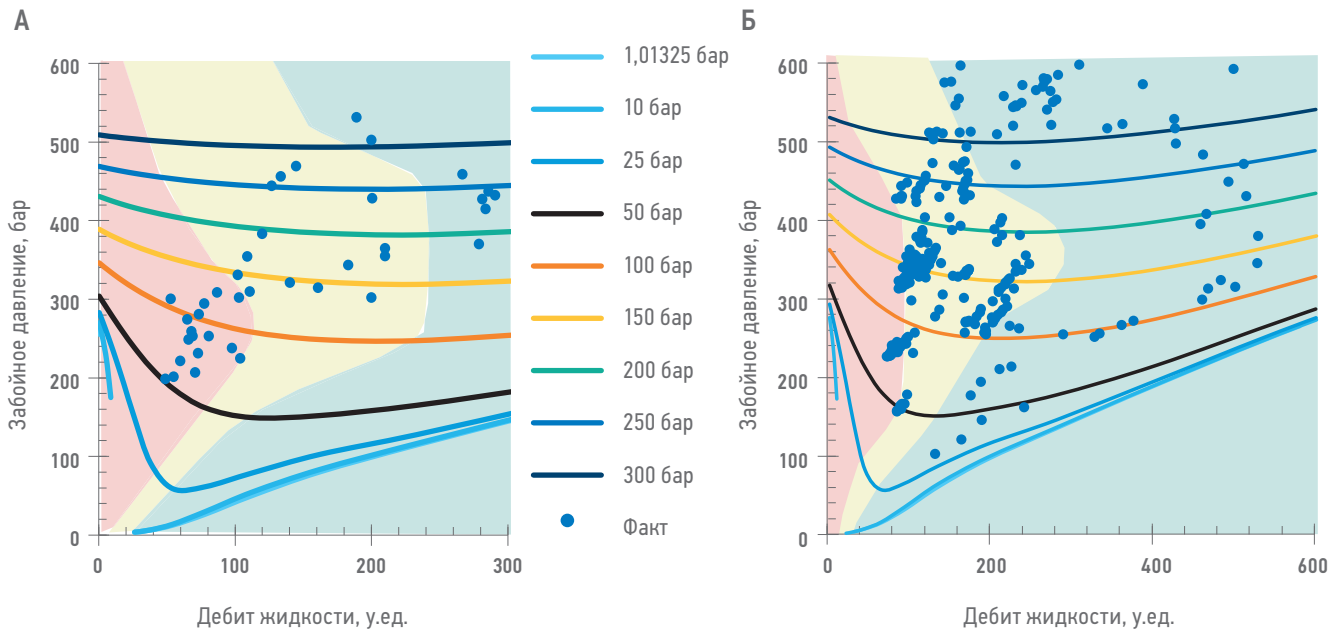


Рис. 3. Верификация VLP-кривых. Составлено авторами
Fig. 3. VLP-curves verification. Prepared by the authors

относительно факта. Причиной такой обводненности являлась заниженная подвижность воды. Увеличение относительной фазовой проницаемости с 0,004 до 0,010 мД позволило получить сходимость по обводненности в пределах допустимых значений, а настройка на продуктивность с помощью увеличения относительной фазовой проницаемости по нефти с 0,065 до 0,090 мД не позволила воспроизвести интенсивное снижение продуктивности. В ходе работы рассмотрено несколько гипотез, которые могут объяснить падение продуктивности, что позволило остановиться на следующих причинах.

- *Технологические.* В процессе отработки и увеличения эффективного давления на пропант может происходить механическое разрушение и переупаковка, а также вдавление частиц в горную породу со снижением гидродинамической толщины трещины, что приводит к изменению проводимости пропанта во времени и смыканию трещин,
- *Геологические.* Влияние эффективного давления на сжимаемость породы может приводить к сильному снижению проницаемости до значений ниже порога фильтрации по керновым экспериментам.

На скважинах первого полигона проведены эксперименты по определению влияния эффективного давления на абсолютную проницаемость и пористость пласта. На зависимости проницаемости от эффективного давления, при давлениях более 200 бар, выделен диапазон, где проницаемость в районе прискважинной зоны пласта была снижена до пороговых значений фильтрации. По лабораторным экспериментам фазовых проницаемостей на образцах керна с коэффициентом проницаемости ниже 0,1 мД, при достижении предельного перепада давления, фильтрация отсутствовала. При депрессиях 200–300 бар коэффициент проницаемости опустился ниже данного ограничения. В то время как в гидродинамических моделях фильтрация происходит при любых значениях коэффициента проницаемости. В результате для учета отсутствия фильтрации при снижении коэффициента проницаемости ниже установленного значения потребовалось введение искусственного изменения зависимости эффективного давления от коэффициента проницаемости.

Согласно практике в условиях разработки северных месторождений Западной Сибири, снижение продуктивности часто происходит за счет ухудшения свойств пропанта. При определенном забойном давлении происходит разрушение и вдавливание пропанта, которое приводит к ухудшению его фильтрационных характеристик. В нефтегазовой отрасли проводилось исследование влияния ширины пропантной пачки на разрушение пропанта [2]. При приближении ширины к 1 слою, разрушение алюмосиликатного пропанта может увеличиваться с 20 до 70%. Вдавливаемость пропанта в породу также увеличивается с ростом давления.

Таким образом, для учета рассмотренных эффектов потребовалась настройка зависимости изменения проводимости породы от эффективного давления (далее ROCKTAB)

на «агрессивный» режим работы скважины №4. Настройка проводилась на гидродинамической модели скважины №4 с помощью изменения множителя проницаемости при достижении определенного пластового давления (**рис. 4**). При достижении пластового давления до 500 бар наблюдается резкое уменьшение множителя проницаемости до значения 0,02 мД. Это позволило добиться уменьшения добычи жидкости при снижении забойного давления, что показывают исторические данные работы скважины №4. Падение добычи жидкости наблюдалось при достижении забойного давления до 300 бар. Поэтому это значение использовалось как ограничение по забойному давлению, а полученный ROCKTAB использовался в гидродинамических расчетах для повышения прогнозной возможности.

МОДЕЛИРОВАНИЕ

Расчеты проводились на секторной гидродинамической модели размером 600 x 600 м со средними параметрами объекта моделирования. Модель характеризовалась давлением 603 бар, коэффициентом проницаемости 0,23 мД, пористостью 0,13 д.ед., нефтенасыщенностью 0,36 д.ед., эффективной толщиной 76 м. В скважине проведена 1 стадия ГРП 250 т. полудлиной 100 м, высотой 140 м и шириной трещины 5 мм. Для учета эффекта сжимаемости скелета породы и ухудшения свойств пропанта использовался ROCKTAB, настроенный на агрессивный режим работы скважины №4. Для учета периода отбора жидкости ГРП проведена закачка воды объемом 1000 м^3. Продолжительность расчета модели — 90 дней.

Режимы работы скважины ОПР подобраны с учетом ограничений по условиям гидратообразования, фонтанирования и допустимого забойного давления. Всего рассмотрены 11 режимов работы скважины (**табл. 1**). Режимы разбиты на 3 группы. В режиме 1, где скважина имеет НКТ 114 мм, ограничением являлось только устьевое давление 25 бар. Из-за технологических и геологических факторов наблюдался высокий темп падения продуктивности, который приводил к низким дебитам жидкости и образованию гидратов. При достижении условий гидратообразования в скважину потребовалась закачка метанола с постепенным увеличением его концентрации. В режиме 2 добавлялось ограничение по забойному давлению 300 бар, выбранное с учетом фактической отработки скважин, при котором происходило снижение продуктивности. В режиме 3 скважина периодически работала после остановки фонтанирования. Для группы 2 были выполнены аналогичные расчеты, при этом к конструкции скважины

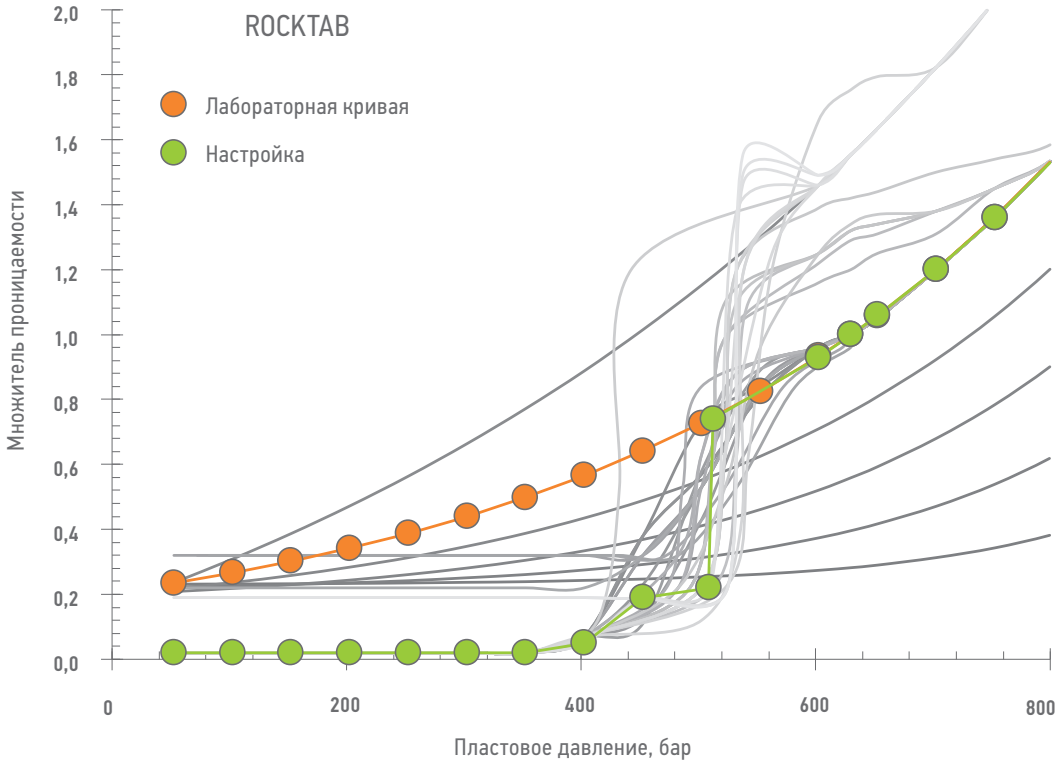


Рис. 4. Настройка на период с интенсивным снижением забойного давления. Составлено авторами
Fig. 4. Rocktab setting on the period with an intense decrease in bottom-hole pressure. Prepared by the authors

Таблица 1. Режимы работы скважины ОПР. Составлено авторами
Table 1. Well operations of the well of the field trial. Prepared by the authors

Группа	Режим	Конструкция	Работа	Ру, бар	Рз, бар	Qж (старт), у.ед.
1	1	НКТ 114 мм	постоянная	25	25	90
	2	НКТ 114 мм	постоянная	25	300	90
	3	НКТ 114 мм	период.	25	300	90
2	4	ГНКТ 50,8 мм	постоянная	25	25	60
	5	ГНКТ 50,8 мм	постоянная	25	300	60
	6	ГНКТ 50,8 мм	постоянная	25	1) 300 2) 25	60
	7	ГНКТ 50,8 мм	период.	25	300	60
3	8	ГНКТ 50,8 мм (25% длины НКТ)	постоянная	25	25	75
	9	ГНКТ 50,8 мм (25% длины НКТ)	постоянная	25	300	75
	10	ГНКТ 50,8 мм (25% длины НКТ)	постоянная	25	1) 300 2) 25	75
	11	ГНКТ 50,8 мм (25% длины НКТ)	период.	25	300	75

добавлена гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) 50,8 мм на всю длину ствола, а также добавлен режим со снятием ограничения по забойному давлению при прекращении фонтанирования (6-й режим). В группе 3 дополнительно рассмотрены режимы работы скважины с укороченной ГНКТ (25% длины ствола). Стартовые дебиты во всех режимах соответствовали минимальным дебитам, при которых скважина может работать без образования гидратов и в условиях фонтанирования.

Оценка объемов использования ингибиторов проведена по кривым гидратообразования, изменяющимся в зависимости от концентрации метанола в воде (рис. 5). Расчет измененных кривых гидратообразования выполнялся в ПО тНавигатор. Нахождение режима ниже начальной кривой гидратообразования означает, что необходима закачка метанола. Таким же образом была определена концентрация метанола. Пересечение режима с кривой гидратообразования определенной концентрации метанола означает,

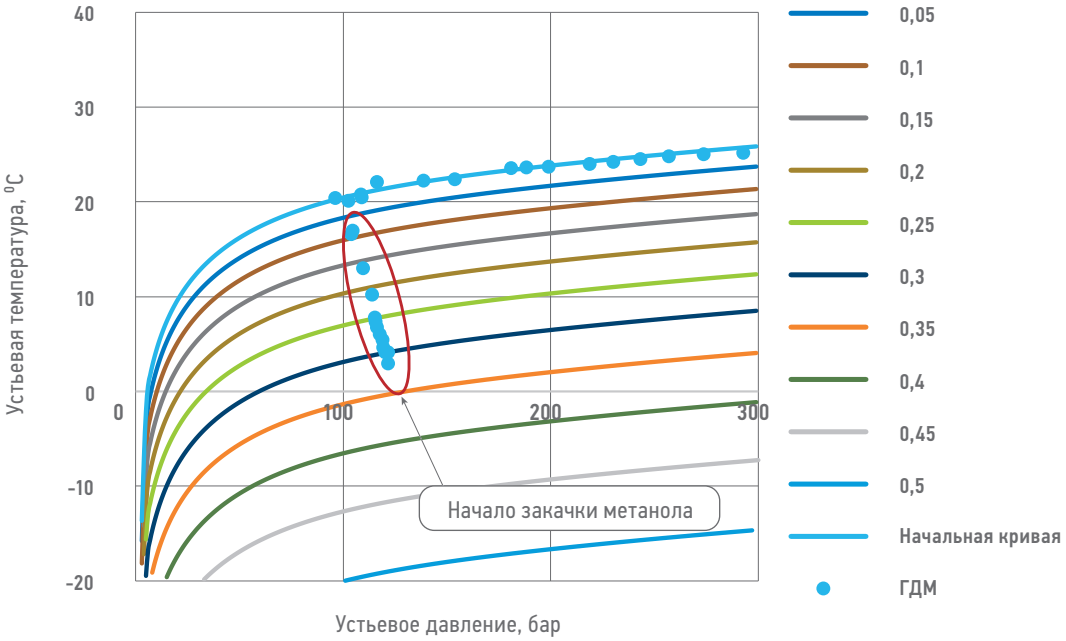


Рис. 5. Кривая гидратообразования при различной концентрации метанола в воде (кг-моль/кг-моль). Составлено авторами
Fig. 5. Hydrate curve at different concentration in the water (kgmole/kgmole). Prepared by the authors

что необходимо дальнейшее увеличение его концентрации в потоке.

РЕЗУЛЬТАТЫ

После гидродинамических расчетов проведено сравнение режимов (**табл. 2**). На режиме 1 скважина может фонтанировать 19 дней. Этот режим аналогичен «агрессивному» периоду работы скважины №4, в котором значительно снижается продуктивность скважины. В режиме 2 добавляется ограничение по забойному давлению 300 бар. В данных условиях скважина может фонтанировать 8 дней. В режиме 3 скважина останавливается на 7 дней после остановки фонтанирования для восстановления давления. После запуска она может работать еще 2 дня до повторной остановки фонтанирования.
Во всех 3-х режимах в скважину не закачивается метанол, так как она останавливается по условию фонтанирования и не работает в условиях гидратообразования. В итоге среди рассмотренных вариантов работы скважины конструкции с НКТ 114 мм оптимальным является режим 1 за счет наибольшей продолжительности работы. Режим 2 выполняет задачу сохранения продуктивности, но скважина не может фонтанировать в этих условиях, а периодическая отработка в режиме 3 не дает значительного прироста продолжительности работы скважины.
В группе расчетов 2 конструкция скважины изменена с НКТ 114 мм на ГНКТ 50,8 мм. На режиме 4 скважина может работать 36 дней без гидратов, но дальше необходима закачка метанола. На режимах 5–7 скважина работает 20 дней без формирования гидратов. При этом на режиме 7 скважина перестает фонтанировать после 45 дней работы и далее переходит на периодическую работу, которая позволяет продлить работу скважины до окончания расчетов.
В 3-й группе режимов производятся расчеты, аналогичные 2-й группе, но длина ГНКТ уменьшена, что позволяет удешевить стоимость скважины. Однако это влечет уменьшение продолжительности работы скважины. В итоге скважина при режиме 8 может работать 40 дней до прекращения фонтанирования, а при добавлении ограничения по забойному давлению — 19 дней. Отключение ограничения по забойному давлению увеличивает продолжительность фонтанирования скважины до 44 дней. Периодическая отработка так же, как и в режиме 7, позволяет увеличить продолжительность фонтанирования до окончания расчетов, но при уменьшены периоды работы скважины.
В итоге после анализа динамики коэффициента продуктивности (**рис. 6**) для конструкции скважины НКТ оптимальным режимом выбран режим 7 за счет сохранения продуктивности и продолжительной работы. В отличие от режима 1 при одной накопленной добыче продуктивность скважины значительно выше. При сравнении с режимами 7 и 11 продуктивность второго выше, но скважина может фонтанировать порядка 5 дней, что говорит о нестабильной работе скважины.
Для конструкции скважины ГНКТ оптимальным режимом является 7 за счет сохранения продуктивности и продолжительной отработки. Аналогично для конструкции скважины с укороченной ГНКТ оптимальным режимом является режим 11. Режимы 1 и 11 могут использоваться при отсутствии возможности установки ГНКТ на всю длину НКТ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка трудноизвлекаемых запасов на рассматриваемом нефтегазоконденсатном месторождении сопровождается технологическими осложнениями, связанными с геологическими особенностями ачимовских отложений. Опыт работы скважин показал, что невысокие фильтрационно-емкостные

Таблица 2. Сравнение всех режимов работы скважины. Составлено авторами
Table 2. Comparison of all well operations. Prepared by the authors

Конструкция	НКТ			ГНКТ				ГНКТ 900 м			
Режим	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Накоп. добыча нефти, у.ед.	611	169	261	1249	919	1196	2676	860	514	1000	1328
Закачано метанола, у.ед.	0,00	0,00	0,00	27,54	39,01	79,54	87,56	9,22	0,00	29,30	41,55
Ср. Кпрод, у.ед./бар	0,29	0,63	1,87	0,15	0,21	0,16	0,15	0,17	0,40	0,20	0,31
До ГО, дни	19	8	17	36	20	20	20	30	20	20	20
До остановки фонтанирования, дни	19	8	17	67	45	63	-	40	19	44	-

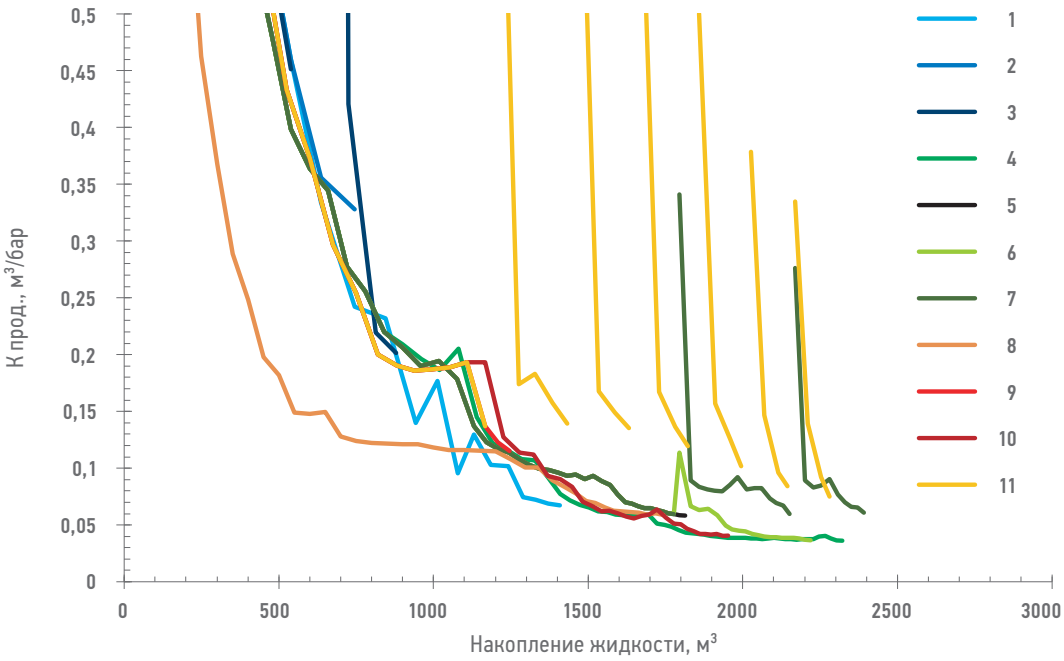


Рис. 6. Сравнение коэффициентов продуктивности и накопленной добычи жидкости. Составлено авторами
Fig. 6. Comparison of production index and cumulative production of liquid. Prepared by the authors

свойства коллекторов существенно влияют на объем продуктивности скважин, приводят к гидратообразованию и прекращению фонтанирования. Полученный опыт рекомендуется учитывать в дальнейших опытно промышленных работах.

Использование методики определения оптимального ВНР для скважин рассматриваемого месторождения позволяет максимально повысить добычу и сохранить продуктивность скважины для дальнейших работ и исследований. Предложенная в работе методика актуальна в первую очередь для вертикальных скважин в низкопроницаемых коллекторах ачимовских отложений, которые из-за геологических и технологических факторов имеют невысокие дебиты, что приводит к нестабильной работе добывающих скважин.

Приведенная методика позволяет решить возникающие сложности разработки в низкопроницаемых коллекторах ачимовских отложений и может быть использована на других объектах разработки.

Список литературы

1. *Девятьяров С.С.* Теоретическое обоснование необходимости повышения ширины трещины ГРП для ТРИЗ нефти ачимовских отложений/ С. С. Девятьяров, А.А. Бастраков, А.А. Корепанов, В.А. Арефьев, Н.Н. Плешанов, Д.С. Дегтярев, Н.Г. Квеско // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — Т. № 8(4). — С. 161.

2. *Palisch T., Duenckel R., Chapman M., Woolfolk S., Vincent M.C.* How to Use and Misuse Proppant Crush Tests — Exposing the Top 10 Myths // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 19–21 January 2009. The Woodlands, Texas, USA, 2009. Paper SPE-119242-MS. 10 p. https://doi.org/10.2118/119242-MS

References

1. Devyatyarov S.S., Bastrakov A.A., Korepanov A.A., Arefyev V.A., Pleshanov N.N., Degtyarev D.S., Kvesko N.G. Theoretical basis of frac width increasing for the Achimov tight-oil reserves. *PRONEFT. Professionally about oil.* 2023;8(4):160–16. (In Russ.)

2. Palisch T., Duenckel R., Chapman M., Woolfolk S.,Vincent M.C. How to Use and Misuse Proppant Crush Tests — Exposing the Top 10 Myths // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 19–21 January 2009. The Woodlands, Texas, USA, 2009. Paper SPE-119242-MS. 10 p. https://doi.org/10.2118/119242-MS

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.А. Арефьев — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

А.А. Бастраков — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

Viktor A. Arefev — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.

Aleksandr A. Bastrakov — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.

Д.И. Васичев — разработал концепцию статьи, выполнил обоснование методики выбора оптимальной программы вывода скважины на режим.
С.С. Девятьяров — принял участие в разработке концепции статьи, программы исследований и утвердил итоговую версию статьи.
Д.С. Дегтярев — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.
Р.Ф. Исхаков — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.
Е.В. Прохоренко — принял участие в разработке программы исследований и выполнил оценку допустимых депрессий на пласт.
Н.Н. Плешанов — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

Dmitriy I. Vasichev — conceived the article's concept and provided the method of choosing optimal program of bringing the well on to production.
Sergey S. Devyatyarov — contributed to the development of the article's concept and the research program and endorsed the final version of the article.
Dmitriy S. Degtyarev — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.
Ruslan F. Iskhakov — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.
Egor V. Prokhorenko — participated in the development of the research program and assessed the allowable pressure drawdown.
Nikolay N. Pleshanov — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Виктор Александрович Арефьев — руководитель направления по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Александрович Бастраков — заместитель исполнительного директора по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Иванович Васичев* — аспирант кафедры прикладной и технической физики, ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»
625003, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.
e-mail: stud0000195653@utmn.ru

Сергей Сергеевич Девятьяров — исполнительный директор, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Сергеевич Дегтярев — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Руслан Фаимович Исхаков — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Егор Владимирович Прохоренко — специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Николай Николаевич Плешанов — руководитель программы развития продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Viktor A. Arefev — Specialist for geology and development, Gazprom neft company group

Aleksandr A. Bastrakov — Deputy executive director for geology and development, Gazprom neft company group

Dmitriy I. Vasichev* — Postgraduate student of the Department of Applied and Technical Physics, Tyumen State University.
6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Russia.
e-mail: stud0000195653@utmn.ru

Sergey S. Devyatyarov — Executive director, Gazprom neft company group

Dmitriy S. Degtyarev — Specialist for geology and development, Gazprom neft company group

Ruslan F. Iskhakov — Product manager. Gazprom neft company group

Egor V. Prokhorenko — Specialist for geology and development, Gazprom neft company group

Nikolay N. Pleshanov — Account manager, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УДК 622.276.64
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-70-75

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕННЫХ СИСТЕМ С ЦЕЛЬЮ ВЫНОСА ВОДЫ С ЗАБОЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

В.С. Селезнев[1], Д.Д. Трофименко[1], Д.М. Гумеров[1], Е.В. Половинко[1], Н.П. Сарапулов[2,*]
[1]ООО «Газпромнефть-Оренбург», РФ, Оренбург
[2]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: nsarapulov@yandex.ru

Цель. Оценка возможности применения пенных шашек на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) с целью выноса воды с забоя скважины и интенсификации притока за счет снижения забойного давления.

Материалы и методы. Лабораторные исследования ПАВ по вспениванию на пластовой жидкости тестовой скважины показали высокую эффективность. Поиск скважин-кандидатов основывался на анализе кривых распределения давления и плотности по стволу скважины, анализе ранее проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ), а также на анализе результатов моделирования многовариантных решений узлового анализа.

Результаты. Результаты испытаний показали высокую эффективность применения пенных шашек на основе ПАВ на скважинах после высокообъемного глушения газлифтных скважин, при этом время вывода на режим сокращается в среднем в 2 раза. На фонде, работающем на режиме с притоком воды из пласта и с подтвержденным столбом воды на забое, наблюдался краткосрочный эффект от 5 до 10 дней. Далее требовались повторные обработки скважин шашками.

Заключение. Текущие характеристики пенных шашек на основе ПАВ позволяют использовать их для ускорения вывода на режим скважин после технологических обработок. На фонде, работающем на установившемся режиме, применение пенных шашек возможно при условии экономической целесообразности. Также одним из возможных улучшений может явиться применение пенных шашек совместно с конструктивными изменениями газлифтного подъемника с хвостовиком.

Ключевые слова: ПАВ, пенные шашки, освоение скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Селезнев В.С., Трофименко Д.Д., Гумеров Д.М., Половинко Е.В., Сарапулов Н.П. Применение пенных систем с целью выноса воды с забоя нефтяных скважин. PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):70–75. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-70-75

Статья поступила в редакцию 13.01.2025
Принята к публикации 06.02.2025
Опубликована 31.03.2025

APPLICATION OF FOAM SYSTEMS FOR REMOVING WATER FROM THE BOTTOM OF OIL WELLS

Vladimir S. Seleznev[1], Daniil D. Trofimenko[1], Damir M. Gumerov[1], Evgenii V. Polovinko[1], Nikolai P. Sarapulov[2,*]
[1]Gazprom neft–Orenburg LLC, RF, Orenburg
[2]Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: nsarapulov@yandex.ru

Objective. Evaluation of the possibility of using foam checkers based on surfactants (SAS) for the purpose of removing water from the well bottom and intensifying the inflow by reducing the bottomhole pressure.

Materials and methods. Laboratory studies of SAS on foaming on the formation fluid of a test well showed high efficiency. The search for candidate wells was based on the analysis of pressure and density distribution curves along the wellbore, analysis of previously performed activities and geological and engineering operations (GEO), as well as on the analysis of the results of modeling multi-variant solutions of nodal analysis.

Results. The test results showed high efficiency of using foam checkers based on SAS in wells after high-volume killing of gas-lift wells, while the time of bringing to the mode is reduced by an average of 2 times. In the fund operating in the mode with water inflow from the formation and with a confirmed column of water at the bottomhole, a short-term effect of 5 to 10 days was observed. Further, repeated treatment of wells with checkers was required.

Conclusion. Current characteristics of foam checkers based on surfactants allow their use to accelerate the well recovery after technological treatments. In a fund operating in a steady state, the use of foam checkers is possible provided that it is economically feasible. Also, one of the possible improvements may be the use of foam checkers together with design changes to the gas lift with a shank.

Keywords: surfactants, foam checkers, well development

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

For citation: Seleznev V.S., Trofimenko D.D., Gumerov D.M., Polovinko E.V., Sarapulov N.P. Application of foam systems for removing water from the bottom of oil wells. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):70–75. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-70-75

Manuscript received 13.01.2025
Accepted 06.02.2025
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений возникает ряд осложнений из-за снижения пластового давления, роста обводненности продукции и инфраструктурных ограничений, что, в свою очередь, может негативно влиять на эффективность подъема скважинного флюида.

Это происходит, когда скорости потока недостаточны, чтобы выводить всю воду к устью скважины. Когда скорость газожидкостной смеси в стволе скважины и лифтовом подъемнике становится ниже той, которая необходима для подъема жидкости, вода из-за большей плотности, накапливается на забое, а нефть и газ проходят через нее в виде капель и пузырьков, образуя «эффект барботажа». Накопленный столб воды увеличивает забойное давление, что уменьшает депрессию на пласт. Вследствие чего падает добыча нефти, что может привести к нерентабельной эксплуатации ряда скважин [1–3].

Для решения данной проблемы существует ряд методов по удалению накопленной воды с забоя добывающей скважины, таких как:

- снижение забойного давления с помощью компрессорной установки;
- изменение компоновки подъемника (увеличение глубины, изменение диаметра и т.д.);
- применение химических и физико-химических способов.

Химические и физико-химические методы повышения эффективности лифтового подъемника скважин — это одно из эффективных средств стабилизации добычи нефти, газа и газового конденсата на всех стадиях разработки залежи. Этими методами в большинстве случаев удается частично или полностью устранять осложнения, связанные с ограничениями компоновки погружного оборудования, некачественным глушением, ГТМ или вскрытием продуктивного пласта бурением и перфорацией и др.

Пена — это одна из разновидностей дисперсной системы, в которой дисперсной фазой является газ, а дисперсионный средой — жидкость. Для получения пены в системе «жидкость — газ» необходимо присутствие третьего компонента. Вещества, находящиеся в жидкости или прибавляемые к ней и образующие пену, называют поверхностно-активными или пенообразователями [4].

ПАВ доставляются на забой скважины, где, растворяясь в газожидкостной смеси (ГЖС), снижают поверхностное натяжение на границах раздела «нефть — вода» и «вода — газ», тем самым увеличивая способность нефти и воды образовывать эмульсии, и помогая воде выносится с забоя. В то время как на границе «вода — газ» могут образовывать пены, которые имеют низкую плотность и высокую вязкость, что позволяет выносить столб жидкости с забоя скважины [5].

Как правило, применяется два вида ПАВ: жидкие и твердые. Жидкие ПАВ доставляются на забой с помощью дополнительного оборудования (станция дозирования реагентов, трубка, которая будет спускаться до забоя, по которой будет происходить транспорт реагента), а твердые ПАВ представляют собой шашки (длинные цилиндрические предметы), которые можно через лубрикатор загрузить в скважину без использования дополнительной тяжелой техники, под действием силы тяжести они спускаются на забой скважины.

ПЕННЫЕ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ПАВ ШИРОКО ПРИМЕНЯЮТСЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИЙ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН. ЦЕЛЬЮ ДАННОЙ РАБОТЫ ЯВЛЯЕТСЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕННЫХ ШАШЕК НА НЕФТЯНОМ ФОНДЕ.

Анализируя различные способы эксплуатации, их преимущества и недостатки, на первом этапе для эксперимента выбран газлифтный способ эксплуатации с применением твердых ПАВ.

ПОДБОР СОСТАВА ПАВ И ИССЛЕДОВАНИЕ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

Исследования проводились в аккредитованной лаборатории с использованием двух реагентов, находящихся в различных агрегатных состояниях:

Таблица 1. Лабораторные исследования ПАВ. Составлено авторами
Table 1. Laboratory studies of surfactants. Compiled by the authors

Реагент	Дозировка, %	Объем жидкости для вспенивания, мл	Эффективность вспенивания, %	Высота подъема пены, мл	Стабильность пены, с
Жидкий преобразователь	2,5	25	80	75	20
Пенная шашка	2	15	100	> 100	> 300

- композиция для вспенивания жидкости (твердая пенная шашка);
- жидкий пенообразователь.

Для оценки оптимальной дозировки, пенообразующих способностей ПАВ, показателей эффективности процесса вспенивания, совместимости с пробами воды и нефти исследования проводились с помощью методики, основанной на получении пены путем барботажа жидкости, содержащей ПАВ для вспенивания газом (воздух, азот) через распылитель. Данный метод позволяет смоделировать прохождение газа через жидкость во время работы скважины. А также методики, заключающейся в смешивании пластовой воды, содержащей ПАВ для вспенивания, с нефтью в соотношении 50/50, перемешивании и наблюдении за разделением в течении 30 мин. при пластовой температуре 34 °С. Параметры приведены в таблице 1.

Результаты лабораторных исследований показали большую эффективность твердого ПАВ в сравнении с жидкой композицией за счет большей эффективности, с сохранением свойств по вспениванию при наличии слоя нефти и удобства применения.

Обязательным условием для вспенивания должно быть наличие барботажа на границе газожидкостного раздела в скважине (рис. 1).

ПОДБОР СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ (ОПР)

Пять скважин-кандидатов первой очереди были определены с учетом следующих критериев:

1. наличие воды на забое (подтверждено данными исследований скважин — Рзаб., эпюра плотности жидкости в стволе скважины);
2. пограничные условия фонтанирования по данным анализа чувствительности (расчет в специализированном симуляторе скважины);

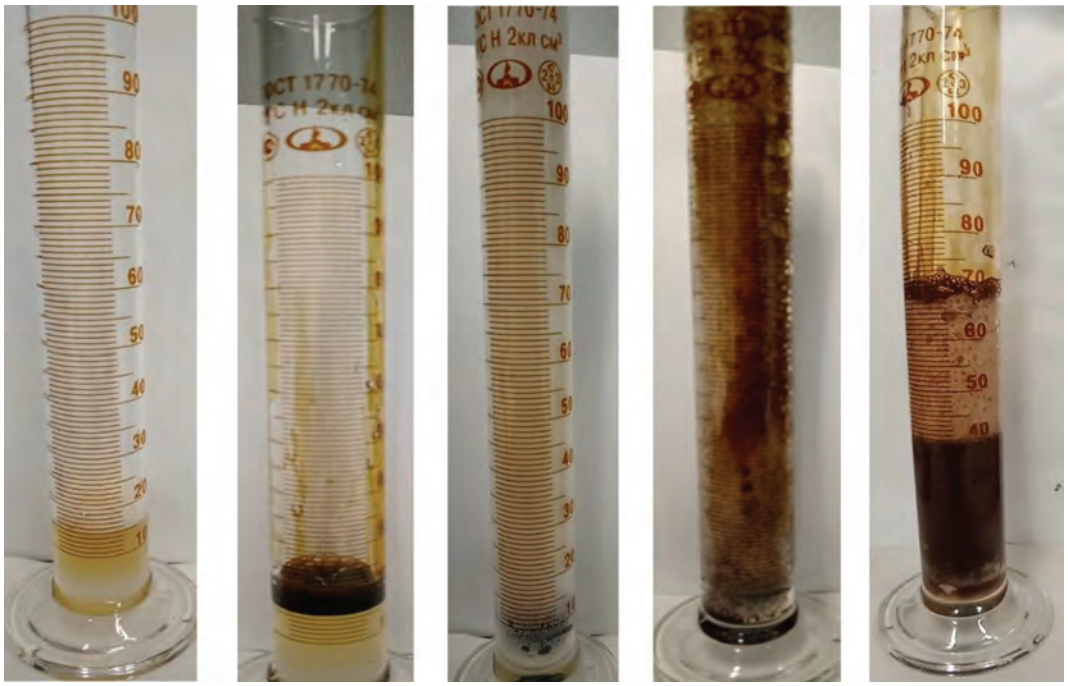


Рис. 1. Результаты лабораторных исследований различных ПАВ. Составлено авторами
Fig. 1. Results of laboratory studies of various surfactants. Compiled by the authors

3. подземное оборудование находится в исправном состоянии, компоновка газлифтного подъемника оптимальна;
4. имеется возможность проведения отбора проб, замера дебита скважины.

Определены критерии оценки эффективности:

1. рентабельный прирост дебита нефти при удалении воды с забоя PI (индекс рентабельности) > 1,15;
2. расчётный прирост добычи постоянный или не менее 10 дней в стабильной работе скважины;
3. в соответствии с исследованиями отсутствует вода на забое скважины через 3 для после обработки скважины ПАВ;
4. снижение Рзаб. до целевого.

Эффект применения пенных шашек заключается в выносе забойной воды, привнесенной при ремонте скважин или скопившейся на забое и препятствующей выводу скважины на стабильный режим. В качестве скважин-кандидатов выбраны 3 скважины с привнесенной водой после ГТМ и 2 скважины, работающие с низкой обводненностью, но с наличием воды на забое скважины, определенной по замеру распределения давления в стволе скважины.

ПРОВЕДЕНИЕ ОПР

Перед проведением ОПР выполнен ряд исследований: величина устьевого и забойного давления; эпюра параметров по стволу скважины (давление, температура, плотность); дебит нефти и газа; обводненность.

Для эффективной и безаварийной доставки пенных шашек на забой скважины проводят очистку (скребкование) и шаблонирование лифта насосно-компрессорных труб (НКТ).

Шашки помещают в скважину через лубрикатор, которые под собственным весом погружаются на забой. Далее через 1 ч. скважина запускается в работу и выводится на стабильный режим. Через 72 ч. после запуска скважины и далее каждые 3 дня для уточнения режима эксплуатации, наличия воды на забое и времени эффекта проводится повторный комплекс вышеописанных исследований.

РЕЗУЛЬТАТЫ И КЛЮЧЕВЫЕ ВЫВОДЫ ПРОЕКТА

На **скважине 1** забойная вода не позволяла запустить скважину после ГТМ кислотной обработки призабойной зоны пласта (ОПЗП). После сброса пенных шашек (18 шт.) скважину удалось освоить с приростом дебита нефти Qн — 4,3 т/сут и снижением забойного давления на 24 атм. По результатам проведенных исследований вода на забое отсутствует (**табл. 2**).

На **скважине 2** забойная вода не позволяла вывести скважину на режим после ГТМ кислотной ОПЗП. После сброса пенных шашек (8 шт.) скважину удалось освоить приростом дебита нефти Qн — 4,2 т/сут и снижением забойного давления на 20 атм. По анализу проведенных исследований вода на забое отсутствует. Вынос забойной воды косвенно подтвердился ростом обводненности до 100% в первые двое суток (табл. 2).

На **скважине 3,** как и в предыдущих двух скважинах, фиксировалось скопление воды на забое, что не позволяло вывести скважину на режим после обработки призабойной зоны пласта. После сброса пенных шашек (6 шт.) скважина так и не вышла на запланированный режим. Был получен незначительный прирост дебита нефти Qн — 1,7 т/сут и снижением забойного давления на 10 атм.

Таблица 2. Результаты режимов работы до и после проведенных мероприятий. Составлено авторами
Table 2. Results of operating modes before and after the events. Compiled by the authors

№	Режим до сброса пенной шашки (ПШ)				Режим после сброса ПШ				ПШ	Прирост		Примечание
	Qж, м³/сут	Qн, м³/сут	Обв., %	Рзаб, атм	Qж, м³/сут	Qн, м³/сут	Обв., %	Рзаб	ШТ	Qж, м³/сут	Qн, м³/сут	
1	0,6	0,1	75	85	10,4	4,4	50	61	18	9,8	4,3	Доосвоение после ГТМ ОПЗП
2	5,2	1,2	71	77	15,7	5,4	59	57	8	10,5	4,2	Доосвоение после ГТМ ОПЗП
3	7,6	1,8	70	60	8,3	3	56	53	6	0,7	1,2	Доосвоение после ГТМ ОПЗП
4	4,8	2,6	36	102	8,5	6,6	16	60	15	3,7	4	Скопление воды на забое
5	7,7	5,7	9,8	101	11,4	8,2	14,9	90	6	3,7	2,5	Скопление воды на забое
Суммарный прирост										25,6	13,7	

По результатам проведенных исследований на забое присутствовала вода (табл. 2).
На **скважине 4** после сброса 15 шашек удалось вынести забойную воду и получить прирост дебита нефти Qн — 4,1 т/сут и по результатам исследований значительно снизить забойное давление на 42 атм (табл. 2).
На **скважине 5** после сброса 6 шашек по результатам проведенных исследований удалось вынести только часть скопившейся воды, при этом получить прирост дебита нефти Qн — 2,5 т/сут со снижением забойного давления на 11 атм (**табл. 2**).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения полевых испытаний установлена возможность и эффективность применения твердых пенообразователей на нефтяном фонде с газлифтным способом эксплуатации.
Наблюдается четкая корреляция полученного прироста дебита жидкости и нефти от количества сброшенных пенных шашек.
По результатам проведенных испытаний можно сделать вывод о перспективности данной технологии для её использования на нефтяном фонде скважин. Текущие характеристики пенных шашек на основе ПАВ позволяют эффективно их использовать для ускорения вывода на режим скважин, после технологических обработок. В скважинах, работающих на установившемся режиме, целесообразно использовать пенные шашки, но при условии их экономической рентабельности.
Дальнейшее развитие исследований предусматривает:
1) наработку статистики с оценкой требуемой цикличности и объема применяемого ПАВ;
2) расширение ОПР на фонтанный фонд;
3) расширение ОПР на освоение газлифтного фонда после глушения.

Список литературы
1. *Назарычев С.А., Андрияшин В.В., Жанбосынова Ш., Малахов А.О., Варфоломеев М.А., Жуков В.В., Карпов А.А., Хусаинов Р.Р., Демин Е.В., Сандыга М.С.* Аналитические исследования применения технологий освоения нефтяных и газовых скважин с использованием пеногазогенерирующих веществ // PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. — 2024. — №9(3). — С. 97–111. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-97-111
2. *Гасумов Р.А. и др.* Исследование и разработка пенообразователей для удаления воды из скважин (на примере Кщукского месторождения) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2015. — № 1. — С. 13–17.
3. *Токунов В.И., Саушин А.З.* Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра-Бизнесцентр. — 2004. — 720 с.
4. *Гасумов Р.А.* Использование газообразователей для удаления пластовой жидкости // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2014. — № 3. — С. 20–23.
5. *Сырчин А.А. и др.* Методика определения необходимого количества твердых поверхностно-активных веществ для предотвращения самозадавливания газовых скважин на примере Медвежьего месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 3. — С. 77–80.
References
1. Nazarychev S.A., Andriyashin V.V., Zhanbosynova Sh., Malakhov A.O., Varfolomeev M.A., Zhukov V.V., Karpov A.A., Khusainov R.R., Demin E.V., Sandyga M.S. Analytical studies of the application of technologies for the development of oil and gas wells using foam-generating substances // *PROneft. Professionally about Oil.* — 2024. — №9(3). — P. 97–111. (In Russ.) https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-97-111
2. Gasumov R.A. et al. Research and development of foaming agents for removing water from wells (using the Kshchukskoye field as an example) // *Construction of oil and gas wells on land and at sea.* — 2015. — No. 1. — P. 13–17.
3. Tokunov V.I., Saushin A.Z. *Technological fluids and compositions to increase the productivity of oil and gas wells.* — Moscow: Nedra-Business Center. — 2004. — 720 p.
4. Gasumov R.A. Use of blowing agents to remove formation fluid // *Bulletin of the Association of Drilling Contractors.* — 2014. — No. 3. — P. 20–23.
5. Syrchin A.A. et al. Methodology for determining the required amount of solid surfactants to prevent self-destruction of gas wells using the example of the Medvezhye field // *News of higher educational institutions. Oil and gas.* — 2015. — No. 3. — P. 77–80.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.С. Селезнев — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.
Д.Д. Трофименко — принял активное участие в организации и координации работ, оказал экспертную поддержку. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vladimir S. Seleznev — developed the article concept, fi nal approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Daniil D. Trofimenko — took an active part in the organization and coordination of work, provided expert support. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Д.М. Гумеров — подготовил текст статьи, реализовал программную часть работ, выполнил обработку данных и тестирование разработанных алгоритмов. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.
Е.В. Половинко — принял активное участие в организации и координации работ, оказал методологическую поддержку. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.
Н.П. Сарапулов — разработал концепцию статьи, участвовал в подготовке текста статьи, участвовал в тестировании разработанных алгоритмов, оказал экспертную помощь. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Damir M. Gumerov — prepared the text of the article, implemented the software part of the work, performed data processing and testing of the developed algorithms. Accepted the responsibility for all aspects of the work.
Evgenii V. Polovinko — took an active part in the organization and coordination of work, provided methodological support. Accepted the responsibility for all aspects of the work.
Nikolai P. Sarapulov — 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. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Сергеевич Селезнёв — руководитель программы по концептуальному проектированию и инжинирингу, ООО «Газпромнефть–Оренбург»

Даниил Дмитриевич Трофименко — руководитель направления, ООО «Газпромнефть–Оренбург»

Дамир Маратович Гумеров — руководитель проекта по интегрированному моделированию, ООО «Газпромнефть–Оренбург»

Евгений Васильевич Половинко — Руководитель центра управления добычей, ООО «Газпромнефть–Оренбург»

Николай Павлович Сарапулов* — Руководитель по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: nsarapulov@yandex.ru

Vladimir S. Seleznev — Program Manager for Conceptual Design and Engineering, Gazprom neft–Orenburg LLC

Daniil D. Trofimenko — Function manager, Gazprom neft–Orenburg LLC

Damir M. Gumerov — Project Manager for Integrated Modeling, Gazprom neft–Orenburg

Evgenii V. Polovinko — Head of the Production Control Center, Gazprom neft–Orenburg

Nikolai P. Sarapulov* — Head of Product Development, Gazprom neft company group
3-5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: nsarapulov@yandex.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УДК 622.276.04:658.567.5(470+571)
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-76-82

© С.В. Пискунова, Ю.А. Нифонтов, 2025

CC BY 4.0

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В ЧАСТИ УТИЛИЗАЦИИ БУРОВЫХ ШЛАМОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА МОРСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

С.В. Пискунова[1,*], Ю.А. Нифонтов[2]
[1]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург
[2]Санкт-Петербургский государственный морской технический университет, РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: piskunova.sofiya@yandex.ru

Введение. Проблема обеспечения экологической безопасности, связанная с образованием буровых отходов при разработке месторождений, актуальна во всём мире. Накопление больших объемов буровых отходов приводит к необходимости поиска альтернативных способов утилизации данного вида отходов. Одним из таких способов может выступать их преобразование во вторичный сырьевой ресурс.

Цель. Улучшение экологической обстановки, обеспечение экологической безопасности районов разработки морских месторождений углеводородов и акваторий портов посредством переработки буровых шламов.

Материалы и методы. Методика исследования образцов буровых шламов и грунтовых смесей по изучению химических, токсикологических и физико-механических свойств включала в себя комплекс теоретических, экспериментальных и стендовых исследований, в числе которых: гранулометрия, петрография, электронная микроскопия, биотестирование. Для обработки результатов исследований были применены математические и статистические методы.

Результаты. В работе предложена концептуальная технологическая схема подготовки твердых отходов бурения для использования в производстве строительных материалов. Основные технологические решения переработки ориентированы на получение продукции, используемой в качестве строительного материала «на местах»: для укрепления откосов внутри промысловых дорог и кустовых площадок, а также при малоэтажном строительстве, в том числе для ограждающих конструкций, подсобных зданий и т.п.

Заключение. В результате проведенных исследований установлено, что при подготовке шламов к утилизации значительно снижается объем транспортирования буровых отходов с возможностью утилизации как на платформе, так и на береговой базе в составе сырья для производства строительных материалов.

Ключевые слова: нефтегазовая промышленность, нефтяные месторождения, бурение, буровые шламы, буровые отходы, утилизация шламов, формование, экологическая безопасность, строительные материалы из отходов

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Пискунова С.В., Нифонтов Ю.А. Предлагаемые концептуальные организационно-технические решения в части утилизации буровых шламов при строительстве скважин на морских территориях. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):76–82. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-76-82

Статья поступила в редакцию 15.08.2024
Принята к публикации 06.09.2024
Опубликована 31.03.2025

CONCEPTUAL, ORGANIZATIONAL AND TECHNICAL SOLUTIONS PROPOSED CONCERNING DRILLING CUTTINGS DISPOSAL DURING THE WELL CONSTRUCTION IN OFFSHORE TERRITORIES

Sofya V. Piskunova[1,*], Yuri A. Nifontov[2]
[1]Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg
[2]State Marine Technical University of Saint Petersburg, RF, Saint Petersburg

E-mail: piskunova.sofiya@yandex.ru

Introduction. The problem of ensuring environmental safety associated with the formation of drilling waste during field development is relevant all over the world. The accumulation of large volumes of drilling waste leads to the need to find alternative ways to dispose of this type of waste. The accumulation of high drilling waste volumes leads to the necessity of searching for alternative waste disposal methods used in practice. Its transformation into a secondary raw material resource can be the one.

Aim. Improving the environmental situation, ensuring the environmental safety of the areas of development of offshore hydrocarbon deposits and the waters of ports through the processing of drilling sludge.

Materials and methods. The methodology of studying samples of drilling mud and soil mixtures for the study of chemical, toxicological and physico-mechanical properties included a complex of theoretical, experimental and

bench studies, including: granulometry, petrography, electron microscopy, biotesting. Mathematical and statistical methods were used to process the research results.

Results. In this paper, a conceptual technological scheme for the preparation of solid drilling waste to be used as a basis for the production of building materials is proposed as an option. The main technological solutions for processing are focused on obtaining products using as building materials «in the field» — to strengthen the slopes inside oil field roads and cluster pads, in low-rise construction including enclosing structures, ancillary buildings, etc.

Conclusion. This research determined that during the preparation of cuttings for disposal, the volume of transportation of drilling waste is significantly reduced leading to the possibility of its disposal both on the platform and on the coastal base as part of raw materials for the production of building materials.

Keywords: oil and gas industry, oil fields, drilling, drill cuttings, drilling waste, drill cuttings disposal, molding, environmental safety, construction materials using waste

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

For citation: Piskunova S.V., Nifontov Yu.A. Conceptual, organizational and technical solutions proposed concerning drilling cuttings disposal during the well construction in offshore territories. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):76–82. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-76-82

Manuscript received 15.08.2024
Accepted 06.09.2024
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Значительная часть морских месторождений углеводородов характеризуются как сложные, прежде всего, расположенные в труднодоступных регионах с экстремальными природно-климатическими условиями. Разработка северных месторождений требует бережного отношения к местным природным экосистемам и использования эффективных методов утилизации отходов бурения. Этапы работ, связанные со строительством нефтяных и газовых скважин, сопровождаются извлечением значительного количества горных пород с образованием и накоплением отходов бурения — буровых шламов. Рациональное использование природных ресурсов, сведение к минимуму техногенного воздействия, оказываемого человеком, поиск путей воспроизводства природных ресурсов и недопущения необратимых последствий для природной среды выступают основополагающими факторами при разработке эффективных проектных решений.

СВОЙСТВА БУРОВЫХ ШЛАМОВ И ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Буровой шлам (далее — шлам) представляет собой обводненный продукт измельчения выбуренной горной породы в смеси с твердой фазой, обработанной химическими реагентами буровой промывочной жидкости, и флюидами, которые фильтруются из горизонтов с высоким пластовым давлением. Гранулометрический, минералогический и химический составы шлама могут меняться в зависимости от типа горных пород, режима бурения, состава буровой промывочной жидкости, а также технологии и оборудования для отделения шлама. Шлам обладает сложным минералогическим составом. Основную его массу составляют полиминеральные гетерозернистые частицы кварцсодержащих горных пород, в меньших количествах — карбонаты в виде кальцита, доломита, магнезита, в незначительных количествах — барит, гипс и глинистые компоненты в виде каолинита и монтмориллонита. Гранулометрический состав шлама изменяется в широких пределах, от +5 до -1 мм, при этом около 40 % общей массы представлено классом крупности -44 мкм.

В шламах может присутствовать некоторое количество нефти (при использовании буровых промывочных жидкостей на нефтяной основе). Шламы, выделенные из буровых промывочных жидкостей на водной основе, практически не содержат нефти. Влажность шламов варьируется в пределах 60–70 % [1].

При ведении буровых работ на суше данный вид отходов размещается преимущественно в резервуарах-отстойниках, шламбассейнах, открытых амбарах и т.п. Ошибки при эксплуатации, нарушения герметичности, несвоевременное обслуживание таких сооружений могут привести к существенным рискам, связанным с негативным воздействием на геосферу (атмосферный воздух, почву, подземные и поверхностные воды, живые организмы), вызванным загрязнением нефтепродуктами, химическими реагентами и минеральными солями.

Сопутствующими проблемами, помимо рисков возникновения негативного воздействия

на окружающую природную среду, являются отчуждение больших территорий под временное хранение и систематические большие затраты на хранение отходов, затруднения при транспортировке без предварительной подготовки (осушки).
При бурении на морских месторождениях со стационарных или плавучих буровых установок для размещения и накопления шламов используются контейнеры, которые после заполнения накапливаются на верхней палубе установки в течение всего автономного периода работы объекта. И в итоге после отправки шламов на берег они транспортируются на близлежащий полигон размещения промышленных отходов, где они продолжают накапливаться, а проблема утилизации остается нерешенной. Усложняет ситуацию тот фактор, что в большей части регионов морских месторождений, в частности в регионах с суровыми природно-климатическими условиями, отсутствуют подготовленные к приему и размещению промышленных отходов III–IV классов опасности полигоны. Это, в свою очередь, порождает еще и сложную и дорогостоящую логистическую схему перемещения буровых отходов на доступные полигоны. Отмечены случаи, когда расстояние транспортировки отходов бурения до полигона, имеющего лицензию на обращение с отходами, может достигать (в одну сторону) 500–1000 км (и более) и располагаться в другом субъекте РФ [2].
Временное размещение буровых шламов на полигонах промышленных отходов порождает еще и отсроченную проблему — необходимость ликвидации полигонов с извлечением содержимого для утилизации и рекультивации нарушенных земель [3].
В связи с запретом сброса любого вида отходов в водные объекты в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и сложностью организационно-технических решений при транспортировании шламов высокой степени обводнения для последующего размещения на полигонах промышленных отходов предлагается техническое решение, заключающееся в предварительном осветлении гравитационным методом содержащихся в шламах вод [4].
В качестве перспективного метода обращения с шламами предлагается их использование как вторичного материального ресурса — сырья для производства строительных материалов с возможным применением «на местах» — в районах ведения буровых работ.

НАКОПЛЕНИЕ БОЛЬШИХ ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ ОТХОДОВ ПРИВОДИТ К НЕОБХОДИМОСТИ ПОИСКА АЛЬТЕРНАТИВНОГО СПОСОБА ИХ УТИЛИЗАЦИИ. ДЛЯ ЭТОГО ПРЕДЛОЖЕНА КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДГОТОВКИ ТВЕРДЫХ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ.

ТВЕРДЫЕ БУРОВЫЕ ОТХОДЫ — ВТОРИЧНЫЕ МАТЕРИАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

В современных условиях строительная отрасль испытывает дефицит природных материалов, вследствие чего интерес ко вторичным сырьевым ресурсам возрастает.
Стратегия развития промышленности строительных материалов РФ включает программу поддержки участников рынка, занимающихся производством строительных материалов и утилизирующих промышленные отходы, что говорит о заинтересованности данной проблемой и на государственном уровне [5].
Таким образом, производство строительных материалов является отраслью, которая может вносить значительный вклад в переработку отходов во вторичные ресурсы.
Поэтому актуальной задачей, способствующей улучшению экологической обстановки при нефтедобыче, является обоснование и разработка технологии утилизации шламов посредством их вовлечения в производство вторичных материальных ресурсов.
Основные трудности, встречающиеся на пути организации производственного цикла по переработке рассматриваемого вида отходов, в первую очередь связаны с более сложной технологией переработки (чем простое складирование), обусловленной необходимостью учитывать различие состава и свойств отходов, а также частичную утрату первоначальных характеристик, разный химический состав. Перечисленные причины требуют применения дополнительных технологических схем переработки, связанных с разделением, сортировкой, обезвоживанием, измельчением, очисткой, формованием и т.д.
Вместе с тем указанные обстоятельства не являются преградой для разработки технологических процессов, позволяющих использовать в качестве сырья или добавок вторичные материальные ресурсы, полученные при переработке буровых шламов.
Предлагаемая технология позволяет утилизировать мелкодисперсные отходы не только путем смешения основной массы отходов с незначительным количеством связующего вещества, но и в качестве добавки к ранее апробированным строительным смесям.

Технологии формования, применяемые в рамках рассматриваемой технологии, находят широкое применение в практике утилизации твердых сыпучих отходов в качестве подготовительной или самостоятельной операции [6].

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Особенностью предлагаемого технологического процесса по утилизации бурового шлама является последовательность операций, технологическая схема переработки бурового шлама и подбор соответствующего оборудования для производства строительных материалов (**рис. 1**).
Весь процесс условно можно поделить на два блока операций: 1-й — по подготовке бурового шлама ко вторичному использованию и 2-й — по приготовлению шихты для последующего формования самого изделия.
Как один из вариантов, технология переработки твердых отходов бурения может быть реализована таким образом, что подготовительные операции проводятся на платформе, а завершающие — на суше. В этом случае блок операций на платформе заканчивается операцией сушки бурового шлама, после чего он транспортируется на сушу, где процесс переработки завершается. Снижение объемов буровых шламов за счет обезвоживания упрощает их транспортировку.
Согласно предлагаемой технологической схеме, твердые буровые отходы в виде пастообразной массы влажностью 60–70 % пульповыми насосами закачиваются в агитаторы с механическим перемешиванием емкостью 40–50 м^3, в которых шлам репульпируется (перемешивается), чтобы поддерживать

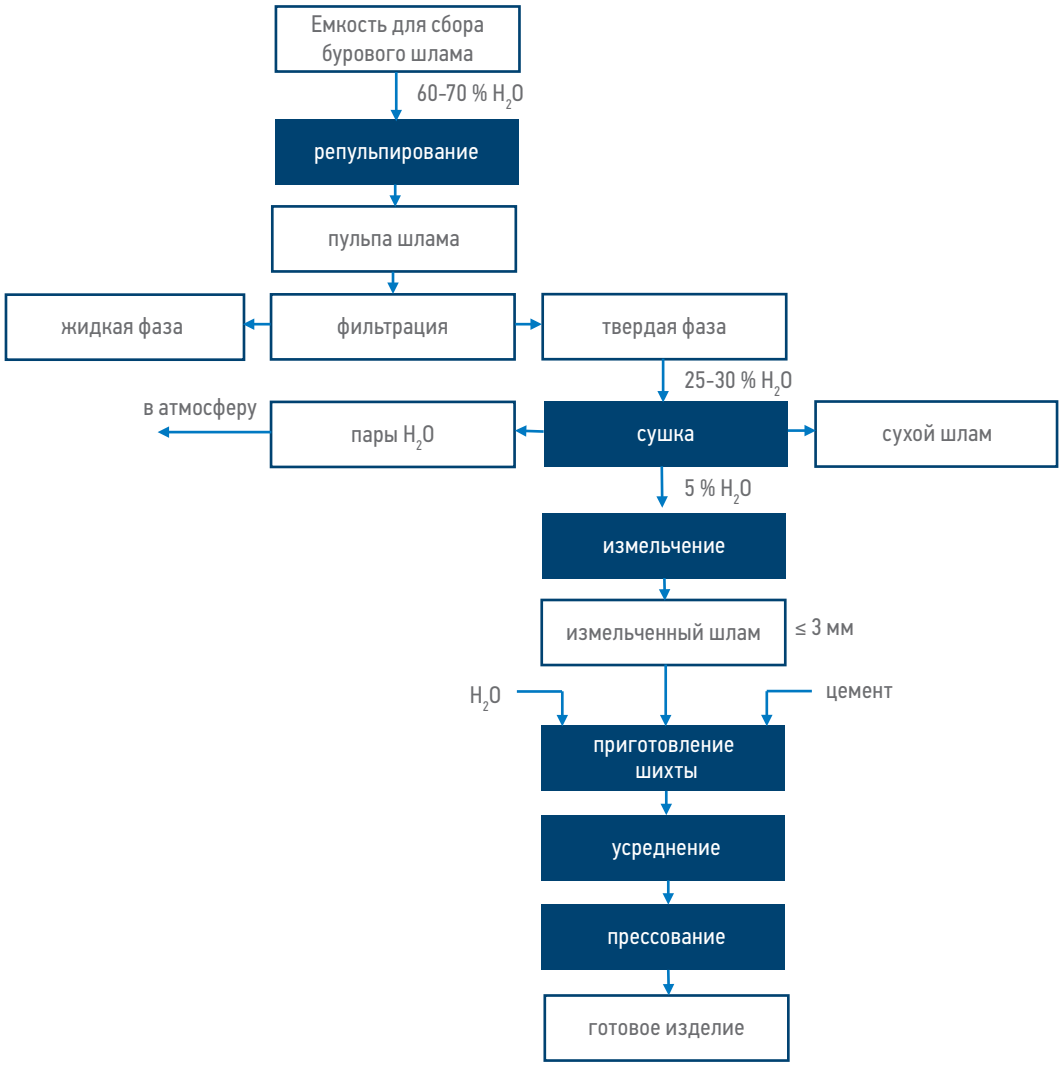


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема переработки твердых отходов бурения для использования в производстве строительных материалов. Составлено авторами
Fig. 1. A basic technological scheme for the processing of solid drilling waste for use in the production of building materials. Compiled by the authors

пульпу во взвешенном состоянии и исключить её расслоение.
Из-за повышенного содержания влаги шлам перед сушкой подвергается дополнительному обезвоживанию с применением процесса фильтрации.
В промышленных условиях для удаления избыточной влаги из твердой фазы при фильтрации различных пульп и суспензий применяют центрифуги или автоматизированные камерные фильтр-прессы с площадью фильтрации от 50–100 м^2. Основным преимуществом фильтр-пресса является возможность получения осадков с минимальным содержанием влаги — 15–25 %.
Важной характеристикой на данном этапе переработки выступает содержание глинистых включений в исходном материале, большое содержание которых может затруднить процесс фильтрации.
Жидкая фаза, образующаяся в результате фильтрования, может быть использована для технологических нужд при бурении скважин. Твердая фаза — отфильтрованный шлам влажностью 25–30 % далее подвергается сушке при температуре 100–120 °C.
Для сушки увлажненных материалов применяются ленточные сушилки различных марок. Хорошо зарекомендовали себя паровые четырехленточные сушилки периодического действия и пятиленточные сушилки непрерывного действия. Они имеют корпус из металла, в котором друг под другом располагаются 4–5 сетчатых конвейерных лент из коррозионностойкой стали. Влажность шлама на выходе из сушилки оставляет ≤ 5 %.
При выборе оборудования всей технологической линии следует разрабатывать индивидуальный проект ленточной сушилки с учетом всех специфических факторов, в особенности, допустимых габаритных размеров. При необходимости сушилки могут изготавливаться в двух, трех и более уровнях.
В процессе сушки происходит окомкование шлама, поэтому необходимо его измельчение — это первая стадия второго блока операций. Измельчение твердых материалов (горных пород, строительных и различных промышленных отходов) до требуемой крупности осуществляется с применением специального технологического оборудования — дробилок, мельниц. Для измельчения сухого шлама целесообразно применять стержневые мельницы, поскольку исходный шлам по гранулометрическому составу представляет собой мелкодисперсный материал (фракционный состав варьируется в зависимости от типа и диаметра породоразрушающего инструмента, механических свойств породы, режима бурения). Кроме того, указанные измельчители широко применяются для сухого измельчения отходов углеобогащения в технологических линиях заводов по производству строительного кирпича способом жесткого формования и полусухого прессования [7].
В случае наличия в буровых шламах органических примесей, превышающих допустимые значения, установленные для сухих строительных смесей соответствующими стандартами и иными нормативными документами [8], процесс сушки может быть заменен обжигом.
Экологическую опасность буровых шламов определяет прежде всего наличие токсичных компонентов, которые могут попадать в выбуренную породу с остатками бурового раствора.
Учитывая это, нефтяные компании практически исключают применение в буровых растворах токсичных компонентов, а используют для этих целей глинистые буровые растворы с биоразлагаемыми полимерами типа крахмала.
Таким образом, целесообразность включения обжига в технологическую линию определяется исходя из наличия и концентрации загрязняющих веществ в буровых шламах.

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ СЫРЬЕВОЙ СМЕСИ НА ОСНОВЕ БУРОВОГО ШЛАМА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНОГО КИРПИЧА

После сушки измельчённый шлам поступает на операцию шихтования с добавлением связующего и воды.
В процессе приготовления шихты практический интерес представляла возможность исследовать тампонажный цемент марки М-600 для приготовления смеси, пригодной для получения строительного кирпича, поскольку данный цемент используется на добычных платформах. В лабораторных условиях использовался близкий по качеству цемент марки М-500 [8].
Проведены исследования двух составов, различающихся по процентному соотношению измельченного бурового шлама и цемента марки М-500. Полученная сухая смесь увлажнялась за счет добавления воды.
В результате выполненных исследований разработана рецептура сырьевой смеси и технология ее приготовления на основе бурового шлама для получения строительного кирпича посредством применения метода проходного прессования

высококонцентрированных полидисперсных композиций, которая включает следующие ингредиенты (**табл. 1**).

Соотношения компонентов в заявляемом материале установлены экспериментально, пределы которых варьируются в зависимости от влажности бурового шлама, входящего в состав буровых отходов, от местонахождения объектов разработки и т.п.

Для перемешивания компонентов шихты целесообразно применять растворосмеситель, например, циклический передвижной принудительного действия с четырьмя резиновыми лопастями, которые находятся на горизонтальном валу, расположенном внутри барабана РН-150.2. Готовая шихта далее поступает на операцию прессования.

Завершающим элементом технологической линии производства является формование шихты с применением шнекового пресса.

В данном конкретном случае выбор пресса обусловлен его главными (определяющими в рамках данного исследования) преимуществами, такими как: компактные размеры; безопасность; надежность; оптимальная цена; простая конструкция; несложное управление.

На выходе из пресса в рамках предлагаемого решения можно получать готовые изделия заданного сечения, прочность которых может составлять 125–150 кг/см^2, что соответствует аналогичным характеристикам строительных кирпичей марок М100, М150 [9].

Таблица 1. Рецептура сырьевой смеси
Table 1. The formulation of the raw mixture

Ингредиент	Доля в составе композиции, % (масс.)
Шлам	85–90
Цемент М-500	10–15
Вода	0,1 кг/кг шлама

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, предложенная технология будет способствовать снижению остроты проблемы утилизации твердых отходов бурения и дальнейшему их применению в производстве строительных материалов: кирпича, блоков, тротуарной плитки. Это в свою очередь повлияет на снижение количества накопленных отходов бурения, что положительно скажется как на отдельных экосистемах, так и на природном балансе в целом, а также сократит потребление природных ресурсов, вовлекаемых в производство строительных материалов.

Кроме того, реализация буровых шламов в качестве вторичного ресурса «на местах» позволит отдельным компаниям существенно экономить на подобных материалах, услугах по их транспортировке, на оплате за размещение и хранение буровых шламов, а также создать условия для последующей рекультивации земель и шламовых амбаров.

Список литературы

1. *Рудаков Л.В.* Технологический регламент на проведение работ по приготовлению и применению техногенных грунтов «ЯХОНТ» на основе шлама бурового (выбуренной породы) / Л.В. Рудакова // ПНИПУ. — 2019. — С. 8.

2. *Безродный Ю.Г.* Современные проблемы обращения с отходами бурения скважин на суше // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений: научно-технический журнал. — 2020. — № 1. — С. 34–43.

3. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 № 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель» (вместе с «Правилами проведения рекультивации и консервации земель») [Электронный ресурс]. — Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

4. «Водный кодекс Российской Федерации» от 03.06.2006 № 74-ФЗ; Федеральный закон «О континентальном шельфе Российской Федерации» от 30.11.1995 № 187-ФЗ; Федеральный закон «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» от 31.07.1998 № 155-ФЗ; Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 N 2395-1. [Электронный ресурс]. — Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

5. О Стратегии развития промышленности строительных материалов на период до 2020 года и дальнейшую перспективу до 2030 года [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства Российской Федерации от 10.05.2016 № 868-р (ред. от 23.11.2016). — Доступ из справ.-правовой системы «Техэксперт».

6. *Пискунова С.В.* Зола тепловых электростанций — сырьевая база для производства строительных материалов / С.В. Пискунова, В.М. Пискунов // Международный журнал. Народное хозяйство Республики Коми. — 2015. — № 3–4. — С. 35–38.

7. ОАО «Волгоцеммаш» [Электронный ресурс] // Мельница стержневая 3,2 х 5,0 м СММ-216.1. — Режим доступа: URL: http://zavod-vcm.ru/product.php#othod (дата обращения: 20.08.2021).

8. ГОСТ 31357-2007 «Смеси сухие строительные на цементном вяжущем. Общие технические условия»: межгосударственный стандарт: введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 2 апреля 2008 г. N 74-ст в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2009 г. / разработан государственным образовательным учреждением высшего профессионального образования «СанктПетербургский государственный архитектурно-строительный университет» (СПбГАСУ) при участии фирмы «Максит», компании «Вакер Хеми Рус» (технический центр), АНО «Стандартинжинвест». — М.: Стандартинформ, 2008. — 9 с.

9. *Пискунова С.В.* Разработка технико-технологических решений по вторичному использованию буровых шламов на морских платформах арктического региона / С.В. Пискунова, Ю.А. Нифонтов // «Морские интеллектуальные технологии», научный журнал. — 2020. — Т. 2. — № 2. — С. 65–70.

References
1. Rudakov, L.V. *Technological regulations for the preparation and application of technogenic soils "Yakhont" based on drilling sludge (drilled rock)* / L.V. Rudakova. PNIPU. 2019, p. 8. (In Russ.)
2. Bezrodny Yu.G. Modern problems of waste management of drilling wells on land / Yu.G. Bezrodny. *Design and development of oil and gas fields: scientific and technical journal*. 2020, no. 1, pp. 34–43. (In Russ.)
3. Decree of the Government of the Russian Federation No. 800 dated 07/07/2018 (ed. dated 07/03/2019) "On land reclamation and conservation" (together with the "Rules for land reclamation and conservation") [Electronic resource]. Access from the ConsultantPlus legal reference system.
4. "Water Code of the Russian Federation" dated 06.03.2006 No. 74-FZ; Federal Law "On the Continental Shelf of the Russian Federation" dated 11/30/1995 No. 187-FZ; Federal Law "On Internal Sea Waters, Territorial Sea and Adjacent Zone of the Russian Federation" dated 07/31/1998 No. 155-FZ; Law of the Russian Federation "On Subsoil" dated 02/21/1992 No. 2395-1. [electronic resource]. Access from the ConsultantPlus legal reference system.
5. On the Strategy for the development of the building materials industry for the period up to 2020 and further prospects up to 2030 [Electronic resource]: Decree of the Government of the Russian Federation dated 05/10/2016 No. 868-r (ed. dated 11/23/2016). Access from the Techexpert legal reference system.
6. Piskunova S.V. Ash of thermal power plants — a raw material base for the production of building materials / S.V. Piskunova, V.M. Piskunov. *International Journal. The national economy of the Komi Republic.* 2015, no. 3–4, pp. 35–38. (In Russ.)
7. JSC Volgotsemmash [Electronic resource]. Rod mill 3.2*5.0 m SMM-216.1. Access mode: URL: http://zavod-vcm.ru/product.php#othod. (Date of application: 08/20/2021).
8. GOST 31357-2007 «Dry construction mixtures based on cement binder. General technical conditions»: interstate standard: put into effect by order of the Federal Agency for Technical Regulation and Metrology dated April 2, 2008 No. 74-st as the national standard of the Russian Federation from January 1, 2009 / developed by the state educational institution of higher professional education «St. Petersburg State University of Architecture and Civil Engineering» (SPbGASU) with the participation of the company «Maksit», the company Vaker Chemi Rus (technical center), ANO «Standartinginvest». Moscow: Standartinform, 2008. 9 p. (In Russ.)
9. Piskunova S.V. Development of technical and technological solutions for the secondary use of drilling sludge on offshore platforms in the Arctic region / S.V. Piskunova, Yu.A. Nifontov. *«Marine intelligent technologies», scientific journal.* 2020, vol. 2, no. 2, pp. 65–70. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.В. Пискунова — разработал концепцию исследования, провел эксперимент, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ю.А. Нифонтов — проводил экспертное сопровождение работы. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Sofya V. Piskunova — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Yuri A. Nifontov — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Софья Владимировна Пискунова* — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть», выпускник аспирантуры кафедры промышленной и экологической безопасности объектов судовой энергетики, Санкт-Петербургский государственный морской технический университет
190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Лоцманская, д. 3.
e-mail: piskunova.sofiya@yandex.ru.

Юрий Аркадьевич Нифонтов — доктор технических наук, профессор, горный инженер, заведующий кафедрой промышленной и экологической безопасности объектов судовой энергетики, Санкт-Петербургский государственный морской технический университет

Sofya V. Piskunova* — Head of the direction, Gazprom neft company group, graduate of the Postgraduate Department of Industrial and Environmental Safety of Marine Energy Facilities, Saint Petersburg State Maritime Technical University
3, Lotsmanskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: piskunova.sofiya@yandex.ru

Yuri A. Nifontov — Dr. Sci. (Tech.), Professor, Mining Engineer, Head of the Department of Industrial and Environmental Safety of Marine Energy Facilities, Saint Petersburg State Maritime Technical University.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УДК 622.276.6(470.111)
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-83-89

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕРМОГЕЛИРУЮЩИХСЯ СОСТАВОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОНУСООБРАЗОВАНИЕМ

А.Н. Степанов[1,*], О.Н. Зощенко[2], Д.М. Пономаренко[2], М.Г. Кубрак[3]
[1]ООО «ЗН НТЦ», РФ, Москва
[2]ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», РФ, Москва
[3]ООО «ЗН БВ», РФ, Москва

Электронный адрес: AStepanov@nestro.ru

Введение. Представлены результаты пятилетних опытно-промышленных работ по использованию термогелирующихся составов для борьбы с конусообразованием и опережающим ростом обводненности на скважинах Западно-Хоседаюского месторождения — массивной залежи карбонатного коллектора с высокой вертикальной проницаемостью и подстилающей водой.

Цели. Целью исследования являлось подведение итогов и оценка эффективности опытно-промышленных работ по применению данных составов для борьбы с конусообразованием.

Методы. В качестве механизма диагностирования конусообразования были использованы диагностические графики и результаты промыслово-геофизических исследований, для оценки дополнительной добычи строились тренды относительно остановочного дебита нефти.

Результаты. Опытно-промышленные работы проводились на Западно-Хоседаюском месторождении с 2019 по 2023 год. За этот период выполнено 34 мероприятия, по результатам которых определён дополнительный критерий успешности мероприятий, создана методологическая основа для подбора кандидатов, планирования мероприятий и оценки дополнительной добычи; опробованы различные составы и объёмы обработок; протестированы различные подходы непосредственно к проведению скважинных работ, а также выполнены повторные и опережающие (до ввода скважин в эксплуатацию) обработки. Накопленная дополнительная добыча нефти за период опытно-промышленных работ превышает 270 тыс. т.

Заключение. Авторами показаны результаты пяти лет проведения опытно-промышленных работ по борьбе с конусообразованием, приведены критерии успешности и оценена дополнительная добыча нефти за счёт выполненных мероприятий.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, подстилающая вода, конус подошвенной воды

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Для цитирования: Степанов А.Н., Зощенко О.Н., Пономаренко Д.М., Кубрак М.Г. Результаты опытно-промышленных работ по применению термогелирующихся составов для борьбы с конусообразованием. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):83–89. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-83-89

Статья поступила в редакцию 28.11.2024
Принята к публикации 12.12.2024
Опубликована 31.03.2025

RESULTS OF PILOT PROJECT OF WATER CONING PREVENTION TREATMENTS USING THERMOGELLING COMPOSITIONS

Andrey N. Stepanov[1,*], Oleg N. Zoshchenko[2], Denis M. Ponomarenko[2], Mikhail G. Kubrak[3]
[1]LLC "ZN NTC", RF, Moscow
[2]JSC "JC "RUSVIETPETRO", RF, Moscow
[3]"ZN BV" Ltd., RF, Moscow

E-mail: AStepanov@nestro.ru

Introduction. Results of five years pilot project of thermogel using for water coning and rapid watercut preventing treatments in Zapadno-Hosedauskoe field wells are presented. Zapadno-Hosedauskoe field is massive deposit of carbonate reservoir with high vertical permeability and underlying water.

Aim. The aim of investigation is summing up and efficiency estimation of water coning preventing treatment pilot implementations.

Methods. For coning evaluation Chan's diagnostic plots and well flow profile were used. For additional oil production estimation base production trends were used.

Results. The pilot project has been realized at Zapadno-Hosedauskoe field from 2019 to 2023. During this period, 34 treatments were executed, additional success criteria was determined, well candidates selection, treatment planning and efficiency estimation method was formulated, different compositions and various injection volumes were tested, different kinds of well intervention were applied, and also repeated and preventive (before putting of

well on production) treatments were completed. Additional oil production due to pilot project realization is more than 270 000 tons.

Conclusions. Authors showed results of five years water coning prevention treatments pilot project, determined success well candidate criteria and estimated additional oil production.

Keywords: carbonate reservoir, underlying water, water coning

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

For citation: Stepanov A.N., Zoshchenko O.N., Ponomarenko D.M., Kubrak M.G. Results of pilot project of water coning prevention treatments using thermogelling compositions. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):83–89. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-83-89

Manuscript received 28.11.2024
Accepted 12.12.2024
Published 31.03.2025

ЦЕЛЬ

Снижение обводнённости добываемой продукции за счёт мероприятий на действующим фонде — метод повышения экономической эффективности разработки месторождений. В случае массивной залежи карбонатного коллектора с высокой вертикальной связностью и проницаемостью прорыв подошвенной воды к перфорированному интервалу является лишь вопросом времени и приводит к стремительному росту обводнённости до 60–80 %. Для рассматриваемого месторождения было принято решение о поиске максимально эффективной и относительно недорогой технологии по борьбе с конусообразованием.

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ТЕРМОГЕЛИРУЮЩИХСЯ СОСТАВОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОНУСООБРАЗОВАНИЕМ И ОПЕРЕЖАЮЩИМ РОСТОМ ОБВОДНЕННОСТИ НА СКВАЖИНАХ ЗАПАДНО-ХОСЕДАЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В 2016 году специалистами АО «ВНИИнефть» была проведена масштабная работа по подбору химреагентов и технологий для закачки большеобъёмных полимер-щелочных оторочек на нагнетательных скважинах на месторождениях Центрально-Хорейверского поднятия (ЦХП) [1]. Было проанализировано большинство имеющихся на рынке технологий — всего 27 технологий на основе гели осадкообразующих составов, полимердисперсных и волокнисто-дисперсных систем, на основе микроэмульсионных систем. Основными критериями выбора являлись пластовая температура, свойства нефти, химический состав пластовой воды и проницаемость пласта. По показателям доступности и дешевизны химреагентов, а также простоты осуществления технологического процесса с использованием стандартного нефтепромыслового оборудования, наиболее предпочтительными для условий месторождений ЦХП для дальнейших исследований были выбраны следующие потокоотклоняющие системы:

- полиакриламид CSE-1614;
- полиакриламид DP9-8177;
- полиакриламид PDA-1004;
- полиакриламид «SoftPusher»;
- гелеобразующий состав РВ-3П-1;
- изолирующий состав ВИС-1, Марка С;
- состав Тампадус;
- инновационный многофункциональный реагент (ИМР);
- реагент AS-CSE-1313;
- композиция осадкогелеобразующая ОГС (осадкогелеобразующая система) на основе сульфата и силиката натрия и вспомогательного вещества — хлористого кальция.

По результатам лабораторных исследований, наиболее пригодным для использования в условиях Западно-Хоседаюского месторождения составом был признан состав на основе реагента РВ-3П-1. Следующим этапом исследований стало проведение фильтрационных экспериментов на насыпной модели. По результатам были определены начальные градиенты сдвига (предел устойчивости загелировавшейся композиции) и факторы остаточного сопротивления по воде (во сколько раз падает относительная фазовая проницаемость по воде при фильтрации через загелировавшийся состав). В последующем исследовались уже промышленные образцы реагента, закупленные для проведения опытно-промышленных работ — определялись время гелирования и вязкость состава — критически важные параметры для проведения мероприятий. «Полезным» свойством РВ-3П-1 также является простота приготовления — смешивание с подтоварной водой осуществляется непосредственно

у скважины; при этом изначальная вязкость композиции сопоставима с вязкостью воды — отсутствуют проблемы с давлением в процессе закачки.
В ноябре 2019 года было выполнено первое мероприятие, более подробно подход к выбору скважин-кандидатов и технология проведения описаны в предыдущей статье, посвящённой данным мероприятиям [2]. Весь период проведения опытно-промышленных работ можно разделить на несколько этапов, в процессе каждого опробовались различные гипотезы и были сделаны соответствующие выводы.

КАМПАНИЯ 2019–2020 гг.

За 2019–2020 гг. выполнено восемь операций большеобъёмных ремонтно-изоляционных работ (БРИР) с одинаковым объёмом 500 м^3 20 % раствора РВ-3П-1 (таблица 1).
По итогам мероприятий были определены основные предпосылки успешности мероприятий:

- значение коэффициента вариации по проницаемости по разрезу D3fmIII больше 1 (на основании анализа неудачного мероприятия на скважине 3307 и ряда неудачных «типовых» РИР);
- имеющийся зумпф или положение башмака эксплуатационной колонны в скважине должны обеспечивать порядка 12 м пространства ниже существующего интервала перфорации для обеспечения технологической возможности проведения БРИР;
- для каждой конкретной скважине необходимо оценивать максимально допустимую депрессию из условия устойчивости экрана с учётом запаса прочности в 10 атм.

КАМПАНИЯ 2021 г.

Выполнено девять операций с использованием 20 % раствора РВ-3П-1 (таблица 2).
На основании анализа устойчивости создаваемых «экранов» были проведены эксперименты по варьированию объёмов закачиваемого состава — выполнены два мероприятия со сниженными (350 м^3) и два мероприятия с увеличенными (650 м^3) объёмами закачки.
Дополнительно выполнено два натурных экспериментов по созданию депрессии, превышающей предел устойчивости «экрана»; однако возможностей спущенных в скважины установок оказалось недостаточно для разрушения созданного препятствия, в итоге были выполнены мероприятия по интенсификации добычи с увеличением дополнительной добычи нефти по данным скважинам.

КАМПАНИЯ 2022 г.

Выполнено девять операций (таблица 3):

- продолжены работы по варьированию объёмов составов (350–500–650 м^3);
- на трёх скважинах апробирован новый термогелирующийся состав — SiXell WSO производства АО «Химеко-Сервис»;
- проведено три операции по повторному БРИР на скважинах 3802, 3602 и 3401.

КАМПАНИЯ 2023 г.

Выполнено восемь операций (таблица 4).

- На скважине 3804_БС впервые была опробована технология опережающего БРИР при запуске бокового ствола — бурение бокового ствола, закачку композиционного раствора в объёме 500 м^3 в специальные технологические отверстия, изоляцию технологический отверстий и запуск скважины на вывод на режим.

Таблица 1. Результаты БРИР 2019–2020 гг. Составлено авторами
Table 1. Realized in 2019–2020 water coning prevention treatment results. Made by the authors

№ п/п	Скв.	Факт. дата ввода	Изолирующий агент		Параметры до ремонта				Запускные параметры			
			Марка	Закачка	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр
				м^3	м^3/сут	т/сут	%	м^3/сут/атм	м^3/сут	т/сут	%	м^3/сут/атм
1	3803	19.11.2019	РВ-3П-1	500	126	15,2	87	1,55	96	29,5	67	0,63
2	3207	27.06.2020	РВ-3П-1	500	106	15,8	84	3,76	117	29,4	73	4,08
3	3301	29.08.2020	РВ-3П-1	500	106	14,8	85	1,96	75	64,9	7	0,69
4	3602	23.09.2020	РВ-3П-1	500	89	22,4	73	2,19	110	33,8	67	1,02
5	3401	22.10.2020	РВ-3П-1	500	129	13,2	89	4,61	90	37,7	55	1,54
6	3307	28.10.2020	РВ-3П-1	500	155	17,3	88	6,95	193	21,5	88	7,42
7	3804	05.11.2020	РВ-3П-1	500	104	12,5	87	1,2	150	27,7	80	1,5
8	3510	20.12.2020	РВ-3П-1	500	70	10,4	84	2,1	121	33,8	70	1,32

Таблица 2. Результаты БРИР 2021 г. Составлено авторами
Table 2. Realized in 2021 water coning prevention treatment results. Made by the authors

№ п/п	Скв.	Факт. дата ввода	Изолирующий агент		Параметры до ремонта (ТР)				Запускные параметры			
			Марка	Закачка	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр
				$м^3$	$м^3$/сут	т/сут	%	$м^3$/сут/атм	$м^3$/сут	т/сут	%	$м^3$/сут/атм
1	31203	05.06.2021	РВ-3П-1	650	72	15,4	77	1,72	96	28,6	68	1,15
2	3702	02.07.2021	РВ-3П-1	500	158	13,2	91	2,90	70	52,2	20	0,61
3	3810	06.09.2021	РВ-3П-1	350	87	18,6	77	1,96	110	73,6	28	5,53
4	3	30.10.2021	РВ-3П-1	500	166	9,3	94	2,43	98	34,7	62	0,83
5	31102	22.12.2021	РВ-3П-1	650	100	18,6	80	2,70	83	49,5	36	0,53
6	3105	27.12.2021	РВ-3П-1	500	70	3,9	94	0,98	92	19,7	77	0,85
7	3506	30.12.2021	РВ-3П-1	500	129	8,4	93	0,95	100	27,0	71	0,56
8	3305	31.12.2021	РВ-3П-1	500	258	26,4	89	4,72	107	41,8	58	1,40
9	3802	31.12.2021	РВ-3П-1	350	80	18,6	75	3,65	72	34,2	49	2,67

Таблица 3. Результаты БРИР 2022 г. Составлено авторами
Table 3. Realized in 2022 water coning prevention treatment results. Made by the authors

№ п/п	Скв.	Факт. дата ввода	Изолирующий агент		Параметры до ремонта (ТР)				Запускные параметры			
			Марка	Закачка	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр
				$м^3$	$м^3$/сут	т/сут	%	$м^3$/сут/атм	$м^3$/сут	т/сут	%	$м^3$/сут/атм
1	3303	14.08.2022	РВ-3П-1	500	145	8,1	94	12,18	90	40,2	52	1,80
2	3610	23.08.2022	РВ-3П-1	350	162	15,1	90	7,53	90	55,2	34	1,04
3	3802	01.09.2022	SiXell WSO	500	114	14,8	86	1,57	96	71,4	20	1,57
4	13	05.09.2022	РВ-3П-1	500	135	25,1	80	3,11	107	31,9	68	0,76
5	3304	11.10.2022	РВ-3П-1	500	120	16,7	85	2,90	69	43,6	32	0,41
6	3602	20.10.2022	РВ-3П-1	650	120	23,5	79	1,28	77	51,6	21	0,65
7	3401	07.11.2022	SiXell WSO	500	140	11,7	91	2,82	91	28,8	66	0,91
8	3104	08.12.2022	SiXell WSO	500	185	22,4	87	11,12	160	38,4	73	5,67
9	31010	21.12.2022	РВ-3П-1	500	65	9,1	85	0,99	45	10,5	75	0,21

Таблица 4. Результаты БРИР 2023 г. Составлено авторами
Table 4. Realized in 2023 water coning prevention treatment results. Made by the authors

№ п/п	Скв.	Факт. дата ввода	Изолирующий агент		Параметры до ремонта (ТР)				Запускные параметры			
			Марка	Закачка	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр
				$м^3$	$м^3$/сут	т/сут	%	$м^3$/сут/атм	$м^3$/сут	т/сут	%	$м^3$/сут/атм
1	3804_БС	08.06.2023	РВ-3П-1	500	195	7	96	2,25	130	90,6	25	2,91
2	3103	30.07.2023	РВ-3П-1	350	241	38,1	83	4,14	166	66,3	57	2,58
3	3107	03.08.2023	РВ-3П-1МС + 0,1% ПАВ	650	246	34,3	85	5,89	153	69,6	51	2,43
4	3405	03.08.2023	РВ-3П-1	650	260	9,7	96	9,06	171	57,2	64	7,96
5	3612	29.08.2023	SiXell WSO	350	168	31,2	80	5,59	100	65	30	1,67
6	3801	11.09.2023	SiXell WSO	650	195	30,8	83	6,00	150	83,6	40	3,15
7	31008	25.10.2023	РВ-3П-1	500	124	18,4	84	2,26	148	30,3	68	1,26
8	3501	31.10.2023	SiXell WSO	500	156	36,2	75	5,37	148	49,5	64	4,70

- На скважине 3107 впервые был использован состав РВ-3П-1МС с уменьшенной концентрацией 15 % и с добавлением ПАВ Л-1033 в концентрации 0,1 %. За счёт добавки ПАВ снижение концентрации РВ-3П-1МС не повлияло на структурную прочность композиции, по результатам лабораторных тестирований прочностных свойств геля получено увеличение предельного напряжения сдвига по сравнению с базовым составом (РВ-3П-1МС) на 40 % [3].

РЕЗУЛЬТАТЫ

По состоянию на 01.01.2024 г. всего выполнено 34 операции БРИР, текущая накопленная дополнительная добыча нефти составляет 271 922 т (таблица 5).

Дополнительная добыча основывалась на основе разницы между трендом снижения базовой добычи до мероприятия и фактической добычи после мероприятия. По скважине с опережающим БРИР в качестве базового принимался тренд роста обводнённости по окружению. Наложенный на фактический стартовый дебит по нефти. Дополнительно проводилась оценка дополнительной добычи на основе изменения характеристик вытеснения после мероприятия, расхождение с базовой оценкой в этом случае в среднем не превышает 10 %.

С точки зрения дополнительной добычи и экономического анализа эффективными принято считать мероприятия с накопленной добычей более 3 тыс. т. Эффективность мероприятий за период опытно-промышленных работ при таком подходе составляет 64,7 % (22 мероприятия из 34 успешные).

Таблица 5. Оценка эффективности реализованной программы БРИР. Составлено авторами
Table 5. Effectiveness estimation of realized water coning prevention treatment. Made by the authors

№ п/п	Скважина	Фактическая дата ввода	Дата окончания эффекта	Накоп. доп. добыча от геолого-технического мероприятия, т	Факт накоп. доп. добыча от ГТМ за 2024 год, т	Отработанное время после ГТМ, сут	Уплотнённый прирост, т/сут
1	3803	19.11.2019		22010	1604	1665	13,2
2	3207	27.06.2020	16.08.2021	4480	0	391	11,5
3	3301	29.08.2020	24.06.2022	15069	0	568	26,5
4	3602 (1 ст)	23.09.2020	21.08.2022	4314	0	627	6,9
5	3401 (1 ст)	22.10.2020	04.09.2022	7458	0	667	11,2
6	3307	28.10.2020	12.11.2020	36	0	10	3,6
7	3804	05.11.2020	26.12.2022	9097	0	669	13,6
8	3510	20.12.2020		9775	2266	986	9,9
9	31203	05.06.2021	13.04.2023	1189	0	173	6,9
10	3702	02.07.2021		36489	4389	1099	33,2
11	3810	06.09.2021		20833	2878	1047	19,9
12	3	30.10.2021		18739	3695	998	18,8
13	3105	22.12.2021		25975	6293	827	31,4
14	3305	27.12.2021		5588	1564	658	8,5
15	3506	30.12.2021	23.06.2022	884	0	123	7,2
16	3802 (1 ст)	31.12.2021	04.02.2022	484	0	35	13,8
17	31102	31.12.2021	14.07.2022	2536	0	131	19,4
18	3303	14.08.2022		5490	1847	596	9,2
19	3610	23.08.2022		14975	2731	681	22,0
20	3802 (2 ст)	01.09.2022		5899	906	683	8,6
21	13	05.09.2022	24.07.2023	2840	0	302	9,4
22	3304	11.10.2022		9163	2154	641	14,3
23	3602 (2 ст)	20.10.2022		3246	27	384	8,5

Продолжение таблицы 2

№ п/п	Скважина	Фактическая дата ввода	Дата окончания эффекта	Накоп. доп. добыча от геолого-технического мероприятия, т	Факт накоп. доп. добыча от ГТМ за 2024 год, т	Отработанное время после ГТМ, сут	Уплотнённый прирост, т/сут
24	3401 (2 ст)	07.11.2022	23.01.2023	119	0	43	2,8
25	3104	08.12.2022		1528	100	396	3,9
26	31010	21.12.2022	06.10.2023	383	0	251	1,5
27	3804 (ЗБС)	08.06.2023		16379	8958	406	40,3
28	3103	30.07.2023		3066	208	201	15,3
29	3107	03.08.2023		4174	600	293	14,2
30	3405	03.08.2023		5065	2336	355	14,3
31	3612	29.08.2023		679	14	82	8,3
32	3801	11.09.2023		13707	8602	320	42,8
33	31008	25.10.2023	04.01.2024	127	4	39	3,3
34	3501	31.10.2023	11.12.2023	128	0	22	5,8
ИТОГ				**271922**	**51176**	16376	16,6

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы:

- сформирован и применяется метод борьбы с конусообразованием;
- подобрано несколько альтернативных составов;
- определены основные требования к скважинам-кандидатам;
- протестированы закачки различных объёмов состава;
- проведены повторные мероприятия;
- выполнено мероприятие по опережающему БРИР — до ввода скважины в эксплуатацию;
- дополнительная добыча нефти от 34 мероприятий составляет 272 тыс. т, эффективность мероприятий составляет 64,7 %.

Список литературы

1. *Петраков А.М., Макаршин С.В., Рогова Т.С. и др.* Подбор композиций химреагентов и технологий на керновом материале для закачки большеобъемных полимер-щелочных оторочек на нагнетательных скважинах на месторождениях ЦХП. Отчёт по договору №203/16/24//171/01-012/16 от 11.03.2016 г., 2016.

2. *Степанов А.Н., Фурсов Г.А., Пономаренко Д.М.* Большеобъёмные ремонтно-изоляционные работы — эффективный способ борьбы с конусообразованием. PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):105-111. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-105-111

3. Пат. 2820437 C1 РФ, МПК E21B33/138, C09K 8/504, E21B 43/32. Состав для изоляции водопритока к добывающим нефтяным скважинам / Корнилов А.В., Рогова Т.С., Лобова Ю.В., Антоненко Д.А., Сансиев Г.В.; заявитель и патентообладатель АО «Зарубежнефть»; №2022133340; заявл. 19.12.2022; опубл. 03.06.2024.

References

1. Petrakov A.M., Makarshin S.V., Rogova T.S. et al. Chemical agent composition and technology selection on the base of core samples for high volume polymeric-alkaline slug for injection wells at CHP fields, report for №203/16/24//171/01-012/16 от 11.03.2016 y. contract, 2016

2. Stepanov A.N., Fursov G.A., Ponomarenko D.M. High volume repair and insulation treatments as effective water coning prevention method. *PRONEFT. Professionally about oil.* 2023;8(2):105-111. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-105-111

3. Patent RU 2820437 C1. Oil production wells water influx isolation composition. Inventors: Kornilov A.V., Rogova T.S., Lobova Y.V., Antonenko D.A., Sansiev G.V.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Н. Степанов — сформировал итоговую версию статьи, разработал методологический подход к планированию БРИР, выполнил подбор скважин-кандидатов, оценил эффективность проведённых мероприятий.

О.Н. Зощенко — осуществлял общий контроль за выполнением работ.

Andrey N. Stepanov — developed the final version of article, developed the water coning prevention treatment methodology, estimate the effectiveness.

Oleg N. Zoshchenko — overall management.

Д.М. Пономаренко — сформировал планы работ, осуществлял общий контроль за выполнением работ, оценил эффективность проведённых мероприятий.

Denis M. Ponomarenko — overall management, planning epy treatments, estimate the effectiveness.

М.Г. Кубрак — выполнил подбор скважин-кандидатов, оценил эффективность проведённых мероприятий.

Mikhail G. Kubrak — well-candidates screening, estimate the effectiveness.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андрей Николаевич Степанов* — руководитель направления Управления разработки месторождений ООО «ЗН НТЦ»
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10.
e-mail: astepanov@nestro.ru

Andrey N. Stepanov* — Head of direction of reservoir engineering department LLC "ZN NTC"
10, Dmitrovskiy proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: astepanov@nestro.ru

Олег Николаевич Зощенко — главный геолог ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Oleg N. Zoshchenko — Chief geologist of JSC "JC "RUSVIETPETRO"

Денис Михайлович Пономаренко — начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов и новых технологий ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Denis M. Ponomarenko — Head of EOR and new technology division JSC "JC "RUSVIETPETRO"

Михаил Геннадьевич Кубрак — главный геолог ООО «ЗН БВ»

Mikhail G. Kubrak — Chief geologist "ZN BV" Ltd.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УДК 622.276.6.013
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-90-97

ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ: СНЯТИЕ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

Д.Д. Сидоренко*, А.А. Афанасьев, А.А. Мальцев, А.А. Посохов, А.А. Балантаев, М.В. Симонов
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Задача повышения эффективности разработки месторождения на поздней стадии — актуальный вызов, требующий соблюдения баланса между затратами и текущим уровнем добычи. Предлагается использовать генетический алгоритм оптимизации для выявления скважин, отключение которых позволит получить прирост добычи нефти и (или) снижение операционных затрат.

Цель. Снижение операционных затрат нефтяных месторождений за счёт решений по перераспределению добычи с помощью оптимизационных алгоритмов.

Материалы и методы. Реализован подход упрощенного моделирования системы «пласт — скважина — система сбора» с использованием оптимизационного алгоритма, целевой функцией которого является суточная добыча нефти. В данной работе применялся алгоритм предобработки и анализа исходных данных, а также алгоритм торнадо для анализа чувствительности. Исследование, моделирование и оптимизация выполнялись на основе прокси-интегрированной модели актива, адаптированной на фактические данные.

Результаты. Результатом апробации подхода является программа мероприятий по остановке и реализации ГТМ на добывающем фонде, соответствующая максимальному значению выбранной целевой функции.

Заключение. В ходе работы определено, что основными сложностями при использовании генетического алгоритма для оптимизации является большая размерность задачи и топология сети сбора. Для устранения этих сложностей создан фильтр по скважинам, а также использовалась секторная модель сети сбора. В результате генетический алгоритм в качестве лучшего варианта отключил самые обводненные скважины фонда, что является критерием корректности работы оптимизатора.

Ключевые слова: операционные затраты, lifting cost, прокси-моделирование оптимизация, генетический алгоритм, интегрированная модель актива

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Для цитирования: Сидоренко Д.Д., Афанасьев А.А., Мальцев А.А., Посохов А.А., Балантаев А.А., Симонов М.В. Применение оптимизационных алгоритмов для управления добычей: снятие инфраструктурных ограничений. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):90–97. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-90-97

Статья поступила в редакцию 27.11.2024
Принята к публикации 12.12.2024
Опубликована 31.03.2025

APPLICATION OF OPTIMIZATION ALGORITHMS TO PRODUCTION MANAGEMENT: REMOVING INFRASTRUCTURE CONSTRAINTS

Daniil D. Sidorenko*, Alexander A. Afanasyev, Andrey A. Maltcev, Alexander A. Posokhov, Artur A. Balantaev, Maksim V. Simonov
Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The task of improving the efficiency of late-stage field development is an urgent challenge, requiring a balance between costs and current production levels. It is proposed to use a genetic optimization algorithm to identify wells whose shutdown will allow to obtain an increase in oil production and (or) reduce operating costs

Aim. Reducing optimization costs of oil fields through production reallocation decisions using optimization algorithms

Materials and methods. The approach of simplified modelling of the system 'reservoir — well — gathering system' with the use of an optimization algorithm, the target function of which is daily oil production was implemented. In this work, an algorithm for preprocessing and analyzing the input data was used, as well as the tornado algorithm for sensitivity analysis. The study, modelling and optimization were performed based on a proxy integrated asset model adapted to the actual data.

Results. The result of approbation of the approach is a program of measures for stopping and implementation of hydraulic fracturing at the producing stock, corresponding to the maximum value of the selected target function.

Conclusion. It was determined that the main difficulties in using the genetic algorithm for optimization are the high dimensionality of the problem and the topology of the acquisition network. To eliminate these difficulties, a

well filter was created and a sector model of the collection network was used. As a result, the genetic algorithm switched off the most watered wells of the fund as the best option, which is a criterion of the optimizer's correctness.

Keywords: operating costs, lifting costs, proxy modelling optimization, genetic algorithm, integrated asset model

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

For citation: Sidorenko D.D., Afanasyev A.A., Maltcev A.A., Posokhov A.A., Balantaev A.A., Simonov M.V. Application of optimization algorithms to production management: Removing infrastructure constraints. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):90–97. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-90-97

Manuscript received 27.11.2024
Accepted 12.12.2024
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Повышением эффективности разработки месторождения на поздней стадии является определение баланса между сохранением уровня добычи и снижением эксплуатационных затрат. В условиях наличия обводненного высококубатурного фонда добывающих скважин эффективным рычагом может стать сокращение добычи с высокой долей попутно-добываемой воды, что приводит к снижению нагрузки на инфраструктуру, и, как следствие, высвобождает потенциал низкообводненного фонда. Таким образом, при сохранении уровня добычи нефти значительно сокращается количество попутно-добываемой воды, что положительно сказывается на уровне операционных затрат. Реализация данного подхода на крупных зрелых месторождениях с развитой и оптимизированной инфраструктурой сопряжена с несколькими вызовами:

1. инженеру сложно выделить визуально участки для сокращения добычи, которые положительно повлияли бы на систему в целом (в рамках описанного выше подхода), даже с наличием моделей-компонент или интегрированной модели;
2. необходимо ориентироваться на экономическую целесообразность;
3. расчеты крупных интегрированных моделей требуют временных и вычислительных ресурсов как для расчета, так и для анализа полученных результатов и принятия решений. При этом обстановка может зачастую меняться быстрее, чем время на обоснованно принятое решение;
4. совокупная погрешность определения дебитов, обводненности и давлений на забое, устье и в точках врезки сильно выше, чем точность вычислений, даже при условии хорошей адаптации модели на исторические параметры. Это зачастую приводит к несоответствию планируемых и фактических показателей при реализации мероприятий, основанных на результатах проведенного моделирования.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

С помощью интегрированной модели актива и использования оптимизационного алгоритма необходимо определить, какие скважины следует отключить для получения прироста по добыче нефти за счёт эффекта снижения линейного и, как следствие, забойного давления на реагирующем фонде скважин. В качестве тестовой модели использовалась модель месторождения с действующий фондом 383 скважины, средней обводненностью по фонду 70 %.

ПРОКСИ-МОДЕЛИРОВАНИЕ

Зрелые месторождения характеризуются высокой погрешностью исходных данных, используемых при моделировании, кроме описанных ранее критичных параметров также играют роль: недостаточная изученность продуктивности скважин, дебиты газа, альтитуды нефтесборного коллектора на всем его протяжении. Это вносит ощутимую неопределенность (в совокупности с уровнем невязки)

ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕАЛИЗОВАН ПОДХОД УПРОЩЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ — СКВАЖИНА — СИСТЕМА СБОРА» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПТИМИЗАЦИОННОГО АЛГОРИТМА, ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИЕЙ КОТОРОГО ЯВЛЯЕТСЯ СУТОЧНАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ.

в результат прогноза на основе моделирования. Учитывая уровень неопределенности исходных данных, всё, что возможно получить в результате вычислений оптимума целевой функции, — выявление перспективного

направления с оказывающими влияние скважинами и реагирующим фондом, которое в любом случае необходимо анализировать инженеру и подтверждать опытным путем, параллельно адаптируя модель. Поэтому за основу при решении оптимизационной задачи берется упрощенная (прокси) интегрированная модель месторождения. В данном случае можно пренебречь построением VLP (Vertical Lift Performance), определяя зависимость изменения забойного давления от линейного прямо пропорционально. Схожая ситуация справедлива и для IPR (Inflow Performance), которая представлена в виде линейной функции от коэффициента продуктивности и забойного давления.
Такой подход позволяет значительно сократить время на подготовку модели и её расчёт, более того, он был подтвержден на практике на менее сложных с точки зрения разветвленности инфраструктуры месторождениях, где не требовалось привлечение оптимизационного алгоритма для автоматизации вычислений и сокращения их количества (в целях более быстрого принятия решений).

АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ

При решении данной задачи принималось, что скважина может находиться в двух состояниях: включенном или выключенном. Тогда для каждой итерации расчета возможно представить состояние фонда в виде упорядоченного списка дискретных значений, в котором 1 соответствует включенному состоянию конкретной скважины, а 0 — выключенному (формула (1)).

$$fond = [1, 0, 1, ..., 0]. \quad (1)$$

Так как генетический алгоритм в результате работы может возвращать массив дискретных значений, то удобно представить базовое состояние фонда в виде единичного массива, а каждое следующее состояние фонда будет формироваться в ходе работы алгоритма.
В связи с постановкой задачи и удобством конвертации состояния фонда в массив дискретных значений в качестве метода оптимизации выбран генетический алгоритм.

Генетический алгоритм (ГА) — это эвристический метод оптимизации, использующий в своей основе принципы естественного отбора, в процессе которого решение «эволюционирует», наследуя лучшие решения предыдущих поколений [1]. В процессе работы генетический алгоритм будет совершать две основные операции: скрещивание и мутация. Скрещивание — операция, в ходе которой хромосомы обмениваются своими частями и формируются новые варианты для решения, данный процесс выражен математически в формуле (2). В контексте задачи под хромосомой подразумевается состояние всего фонда для одной итерации [2].

$$\begin{bmatrix} x_1 = [x_{11}, x_{12}, | x_{13}, x_{14}] \\ x_2 = [x_{21}, x_{22}, | x_{23}, x_{24}] \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} x_1 = [\boldsymbol{x_{21}}, \boldsymbol{x_{22}}, | x_{13}, x_{14}] \\ x_2 = [\boldsymbol{x_{11}}, \boldsymbol{x_{12}}, | x_{23}, x_{24}] \end{bmatrix}. \quad (2)$$

В общем случае x_{ij}, где i — номер хромосомы (итерации оптимизационного расчета), j — индекс скважины.
Мутация — это некоторые гены, которые могут с заданной вероятностью могут меняться внутри хромосом [2, 3] (формула (3)). Данная операция позволяет выйти из локального оптимума целевой функции. В рамках задачи геном называется состояние конкретной скважины.

$$\begin{bmatrix} x_1 = [x_{11}, x_{12}, | x_{13}, x_{14}] \\ x_2 = [x_{21}, x_{22}, | x_{23}, x_{24}] \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} x_1 = [x_{11}, x_{12}, | x_{13}, \boldsymbol{x_{24}}] \\ x_2 = [x_{21}, x_{22}, | x_{23}, \boldsymbol{x_{14}}] \end{bmatrix}. \quad (3)$$

НЕДОСТАТКИ АЛГОРИТМА

Основным недостатком работы алгоритма является проклятие размерности [4] (**рис. 1**). Количество возможных комбинаций для состояния всего фонда можно определить как 2^N, где N — количество скважин (формула (4)). Тогда время перебора всех возможных комбинаций экспоненциально зависит от количества скважин и линейно от времени расчета одной итерации.

$$t_{общ} = \alpha \cdot 2^N, \quad (4)$$

где α — время расчета одной итерации, которое зависит от сложности модели.

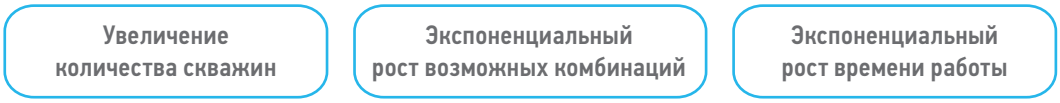


Рис. 1. Взаимосвязь времени работы алгоритма с количеством скважин. Составлено авторами
Fig. 1. Relationship between the algorithm running time and the number of wells. Compiled by the authors

В связи с тем что время работы оптимизатора чувствительно к количеству комбинаций, необходимо уменьшить количество возможных состояний фонда и снизить время расчета, что позволит генетическому алгоритму уменьшить количество возможных комбинаций для поиска оптимума. Для этого на стадии препроцессинга формируется список скважин для потенциального отключения по алгоритму, приведенному на **рисунке 2**.

Данный алгоритм анализа и подготовки данных позволяет заранее определить, какие скважины потенциально могут быть отключены в процессе оптимизации исходя из фильтров по обводненности, дебиту

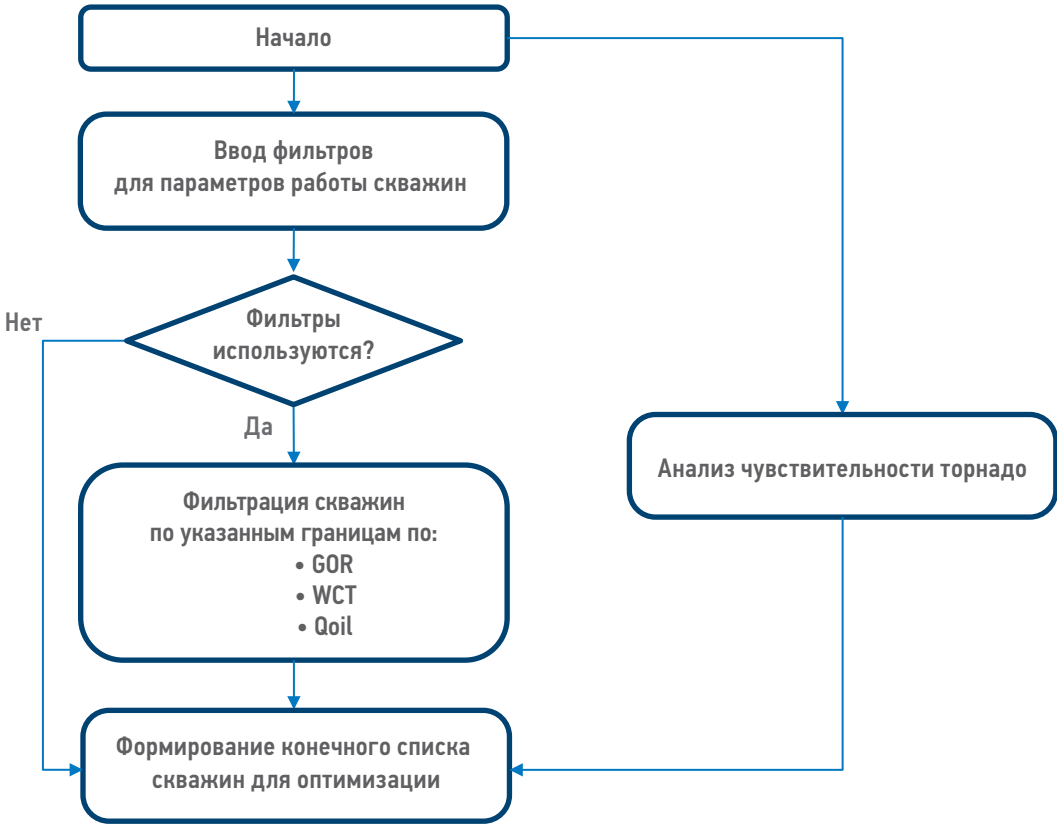


Рис. 2. Алгоритм фильтрации данных для оптимизации. Составлено авторами
Fig. 2. Data filtering algorithm for optimisation. Compiled by the authors

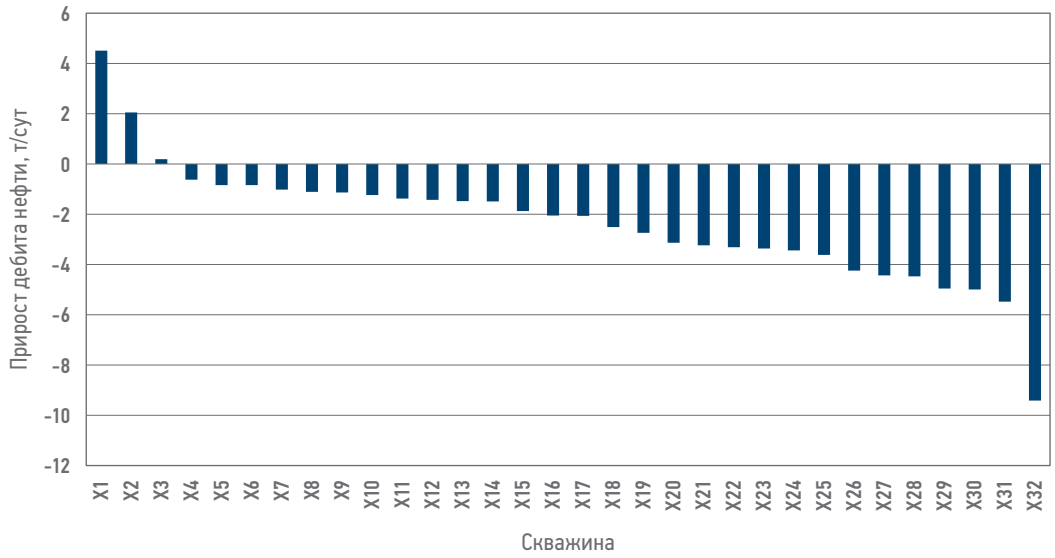


Рис. 3. Результаты анализа чувствительности для скважин с обводненностью > 97%. Составлено авторами
Fig. 3. Results of sensitivity analysis for wells with water cut > 97%. Compiled by the authors

жидкости или газовому фактору. На первом шаге вводятся фильтры по параметрам работы скважин, затем, исходя из переданных данных, формируется список скважин, который будет передаваться в оптимизационный алгоритм. Альтернативным вариантом выбора скважин является проведение анализа чувствительности. Если фильтры не используются и анализ чувствительности не проводится, то в оптимизации участвуют все скважины в модели.

АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ

Альтернативным методом снижения размерности для оптимизации является проведение торнадо-эксперимента [5]. Данный анализ чувствительности создает 2*N*+1-мерное пространство из базового варианта и вариантов, в которых варьируется состояние одной скважины, а состояния остальных скважин остаются неизменными. С помощью такого анализа можно выявить локальное влияние каждой скважины на наземную инфраструктуру, а затем проводить оптимизацию по скважинам с положительными эффектами относительно целевой функции. Результаты торнадо-эксперимента, представленные на **рис. 3**, можно использовать для точечного отключения скважин.

Важно отметить, что торнадо-эксперимент показывает влияние отключения только

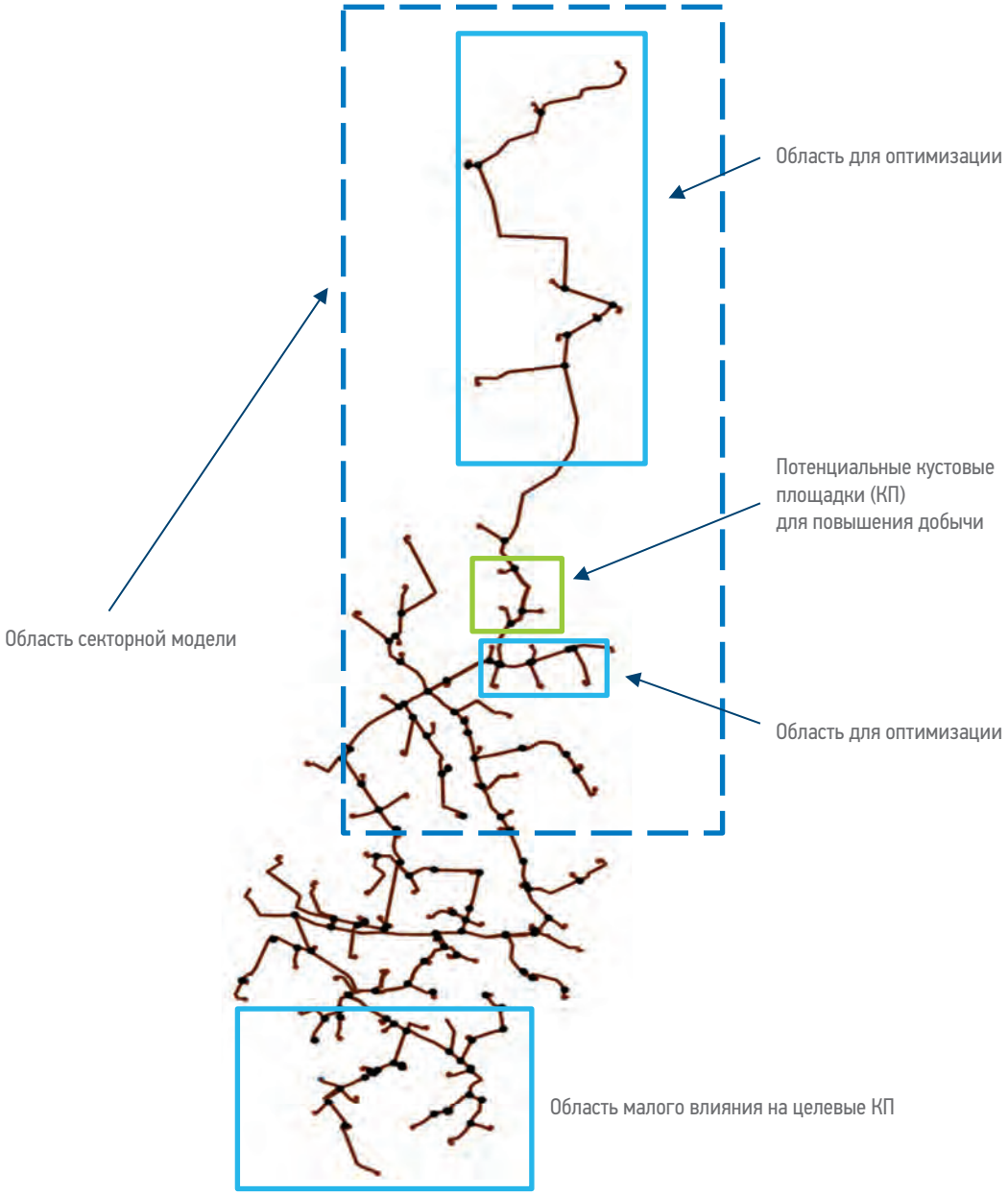


Рис. 4. Анализ топологии системы сбора. Составлено авторами
Fig. 4. Analyzing the topology of the gathering system. Compiled by the authors

одной скважины, без учета изменения остальной системы, поэтому при отключении нескольких скважин результат может отличаться. В результате проведения анализа чувствительности на тестовой модели актива были получены дополнительные приросты добычи нефти в результате отключения трех скважин по отдельности.

ОПТИМИЗАЦИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ

В процессе оптимизационных расчетов выявлено что, при работе с большим количеством скважин необходимо корректно определить границы для фильтров: если в оптимизатор передать большое количество скважин, не влияющих на целевую функцию, то возможен случай попадания в локальный минимум, но для выхода из него потребуется большое количество итераций. Такое поведение связано с тем, что при попадании в локальный минимум с большим количеством степеней свободы (возможных включений/отключений скважин), шанс изменения действительно нужной скважины для выхода из локального минимума невелик. В таком случае алгоритм будет работать неэффективно, и, как следствие, может не дать положительного результата.

Также в процессе работы и анализа алгоритма выявлено, что необходимо учитывать не только фильтры по скважинам, но и топологию системы сбора, которая приведена на **рисунке 4**.

Оптимизационный алгоритм может отключать скважины, которые находятся в разных частях системы. В таком случае эффект от отключения может не наблюдаться, так как влияние на интересующие кустовые площадки оказывается небольшим или же не оказывается вовсе. На **рис. 4** представлена общая система сбора рассматриваемого месторождения. Потенциальный участок оптимизации находится в северо-восточной части, поэтому южная часть системы в рамках секторной оптимизации не рассматривалась. Всего в секторной модели по данным параметрам для оптимизационного расчета участвовало 54 скважины (фильтр по обводненности > 95%), процесс работы алгоритма по итерациям приведен на **рисунке 5**.

В результате оптимизационного расчета секторной модели получена комбинация из 23 скважин, при отключении которых добыча нефти увеличивается на 5,6 т/сут. Всего было проведено 2000 оптимизационных расчетов, которые позволили найти оптимальное решение с увеличением добычи. Полный перечень отключенных скважин приведен в **таблице 1**.

Анализ отключенных скважин показал, что алгоритм предлагает сценарии лучше базового, опираясь на расчеты интегрированной модели. По результатам работы можно сделать вывод, что при отключении 23 скважин с общим дебитом по нефти 20,3 т/сут система сбора и транспорта отреагирует на изменение приростом на 5,6 т/сут по нефти. Также следует обратить внимание на то, что алгоритм предлагает выключить наиболее высокообводненные скважины фонда.

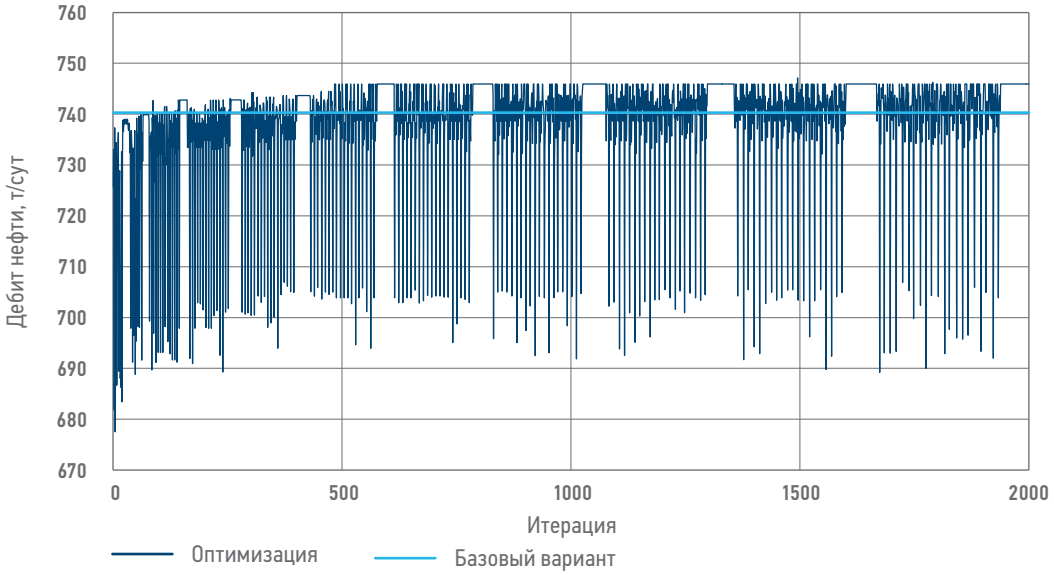


Рис. 5. Результаты процесса оптимизации секторного участка. Составлено авторами
Fig. 5. Results of the sector model optimization process. Compiled by the authors

Таблица 1. Данные по отключенным скважинам. Составлено авторами
Table 1. Data on shut-in wells. Compiled by authors

Скважина	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м^3/сут	Обводненность, %
A1	0,06	63,45	99,90
A2	0,16	77,93	99,80
A3	0,55	24,23	97,74
A4	0,73	17,36	95,79
A5	0,72	37,75	98,08
A6	0,53	11,99	95,55
A7	0,59	22,47	97,40
A8	1,75	91,06	98,08
A9	0,99	20,22	95,10
A10	2,03	99,90	97,97
A11	2,46	74,18	96,68
A12	0,53	20,53	97,42
A13	0,29	10,39	97,24
A14	0,07	3,47	97,90
A15	0,13	8,54	98,47
A16	0,91	43,55	97,92
A17	0,64	28,01	97,72
A18	0,22	14,43	98,47
A19	1,28	61,47	97,92
A20	1,96	86,08	97,72
A21	1,65	74,82	97,79
A22	1,09	29,47	96,31
A23	1,01	32,27	96,89
Итог	20,3 (сумма)	953,6 (сумма)	97,56 (ср.значение)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования выявлено, что генетический алгоритм способен оперативно решать поставленную задачу в связке с прокси-интегрированной моделью актива. Тестирование и использование генетического алгоритма позволило определить две основные сложности, которые рекомендуется учитывать в оптимизационных расчетах: размерность оптимизации и топология системы сбора. Размерность оптимизации возможно снизить с помощью препроцессинга данных, который описан в данной статье, а топологию системы необходимо анализировать на основе проведенных расчётов и выбирать участки оптимизации индивидуально в зависимости от конфигурации модели.

Список литературы

1. *Газизов Т.Т.* Методы глобальной оптимизации: учебное пособие, Томск: Издательство «В-Спектр», 2017. — 22 с.
2. *Емельянов В.В., Курейчик В.В., Курейчик В.М.* Теория и практика эволюционного моделирования. — М.: Физматлит, 2003.
3. *Гладков Л.А., Курейчик В.В., Курейчик В.М., Курейчик В.В.* Биоинспирированные методы в оптимизации: монография. — М.: Физматлит, 2009
4. *Ахтямов О.В.* Оценка эффективности генетического алгоритма при изменении размерности задачи. Решетневские чтения. — Красноярск: Сибирский государственный аэрокосмический университет им. академика М.Ф. Решетнева, 2010.
5. Руководство пользователя тНавигатор. Адаптация и оптимизация. Рок Флоу Динамикс, 2024.

References
1. Gazizov T.T. Global Optimization Methods: Textbook, Tomsk: V-Spektr Publishing House, 2017. — 22 p.
2. Emelyanov V.V., Kureichik V.V., Kureichik V.M. Theory and Practice of Evolutionary Modeling. — Moscow: Fizmatlit, 2003
3. Gladkov L.A., Kureichik V.V., Kureichik V.M., Kureichik V.V. Bio-inspired methods in optimization: monograph. — Moscow: Fizmatlit, 2009
4. Akhtyamov O. V. Evaluation of the genetic algorithm efficiency when changing the problem dimensionality Reshetnev Readings. — Krasnoyarsk: Siberian State Aerospace University named after academician M.F. Reshetnev, 2010.
5. User Manual for tNavigator. Adaptation and Optimization. Rock Flow Dynamics, 2024

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.Д. Сидоренко — создал прокси-модель месторождения, разработал и протестировал оптимизационный алгоритм, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи.
А.А. Афанасьев — оказал экспертную поддержку в создании модели, разработке алгоритма и написании статьи.
А.А. Мальцев — разработал методологию, сформулировал постановку задачи, утвердил конечную версию статьи.
А.А. Посохов — оказал экспертную поддержку в разработке методологии, создании модели и анализе результатов.
А.А. Балантаев — оказал экспертную поддержку в разработке методологии, создании модели и анализе результатов.
М.В. Симонов — оказал экспертную поддержку в разработке и использовании алгоритма.

Daniil D. Sidorenko — created a proxy model of the field, developed and tested an optimization algorithm composed the text of the article.
Alexander A. Afanasyev — provided expert support in model creation, algorithm development, and writing the article.
Andrey A. Maltcev — developed the methodology, formulated the problem statement, approved the final version of the article.
Alexander A. Posokhov — provided expert support in developing the methodology, creating the model, and analyzing the results.
Artur A. Balantaev — provided expert support in developing the methodology, creating the model, and analyzing the results.
Maksim V. Simonov — provided expert support in developing and using the algorithm.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Даниил Денисович Сидоренко* — специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
E-mail: Sidorenko.DD@contractor.gazprom-neft.ru

Александр Андриянович Афанасьев — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Андреевич Мальцев — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Александрович Посохов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Артур Анатольевич Балантаев — главный инженер проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Daniil D. Sidorenko* — Specialist, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
E-mail: Sidorenko.DD@contractor.gazprom-neft.ru

Alexander A. Afanasyev — Head of direction, Gazprom neft company group

Andrey A. Maltcev — Product development program manager, Gazprom neft company group

Alexander A. Posokhov — Head of direction, Gazprom neft company group

Artur A. Balantaev — Head of direction, Gazprom neft company group

Maksim V. Simonov — Head of the center, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО

УДК 004.65:622
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-98-107

ПРАКТИКА ПОСТРОЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ХРАНИЛИЩА ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

© И.Р. Шеховцова, 2025

CC BY 4.0

И.Р. Шеховцова
Международная компания ООО «Газпром Интернэшнл Лимитед», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: I.Shekhovtsova@gazprom-international.com

Введение. Эффективное принятие управленческих решений во многом зависит от наличия оперативного доступа к актуальной информации о состоянии активов. Данные о таких бизнес-структурах, как правило, фрагментированы и взаимозависимы, что требует системного подхода к их консолидации и интерпретации.

Цель. В статье рассматривается опыт построения корпоративного хранилища данных на основе разрозненных данных операционных систем-источников для возможности комплексного анализа состояния активов.

Материалы и методы. Для достижения цели определен перечень ключевых показателей компании на разных уровнях управления, проанализированы достоинства и недостатки архитектурных подходов Уильяма Инмона и Ральфа Кимбола к построению корпоративного хранилища данных, исследованы трудности по устранению несоответствий в моделях систем-источников и обеспечению заданного уровня информационной безопасности в компонентах архитектуры.

Результаты. Приведен реальный пример построения гибридной архитектуры корпоративного хранилища данных на основе подходов Уильяма Инмона и Ральфа Кимбола, настроены ETL-процессы по загрузке в хранилище и насыщению витрин данных, разработан модуль загрузки отсутствующих в системах данных, проведены мониторинг и анализ рисков архитектуры хранилища.

Заключение. Построение корпоративного хранилища данных действительно сопряжено со множеством вызовов в области проработки архитектуры и настройки ETL-процессов. Реальные примеры интеграции, в том числе приведенный в настоящей статье, служат ценным ориентиром для понимания реализованных стратегий, показывают практическое применение интеграционных фреймворков, технологий и методологий, а также предлагают информацию о приобретенных уроках и ключевых факторах, способствовавших успешным проектам интеграции.

Ключевые слова: корпоративное хранилище данных, интеграция данных, витрины данных, ETL, дашборд, риск.

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Шеховцова И.Р. Практика построения корпоративного хранилища данных в нефтегазовом секторе. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):98–107. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-98-107

Статья поступила в редакцию 02.12.2024
Принята к публикации 24.01.2025
Опубликована 31.03.2025

PRACTICE OF BUILDING A CORPORATE DATA WAREHOUSE IN THE OIL AND GAS SECTOR

Irina R. Shekhovtsova
Gazprom International Limited ILLC, Saint Petersburg, RF

E-mail: I.Shekhovtsova@gazprom-international.com

Introduction. Effective managerial decision-making largely depends on having timely access to current information about asset status. Data on such business structures are typically fragmented and interdependent, necessitating a systematic approach to their consolidation and interpretation.

Aim. The article examines the experience of building a corporate data warehouse based on disparate data from operational source systems to enable comprehensive analysis of asset status.

Materials and methods. To achieve the goal, a list of key company performance indicators at different management levels was determined, the advantages and disadvantages of the architectural approaches of William Inmon and Ralph Kimball to building a corporate data warehouse were analyzed, and the difficulties in eliminating inconsistencies in source system models and ensuring the required level of information security in architecture components were investigated..

Results. A real example of constructing a hybrid architecture for a corporate data warehouse based on the approaches of William Inmon and Ralph Kimball is provided. ETL processes for loading data into the warehouse and populating data marts have been configured. A module for loading data absent in the systems has been developed. Monitoring and risk analysis of the constructed architecture have been conducted.

Conclusion. Building a corporate data warehouse indeed presents numerous challenges in architecture development and ETL process configuration. Real-world integration examples, including the one provided in this article, serve as valuable benchmarks for understanding implemented strategies. They demonstrate the practical application of integration frameworks, technologies, and methodologies, and offer insights into lessons learned and key factors that contributed to successful integration projects.

Keywords: corporate data warehouse, data integration, data marts, ETL, dashboard, risk

Conflict of Interest: the author declares no conflict of interest.

For citation: Shekhovtsova I.R. Practice of building a corporate data warehouse in the oil and gas sector. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):98–107. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-98-107

Manuscript received 02.12.2024
Accepted 24.01.2025
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

В современной деятельности нефтегазовой компании эффективное принятие управленческих решений во многом зависит от наличия оперативного доступа к актуальной информации о состоянии активов. Данные о таких бизнес-структурах, как правило, фрагментированы ввиду своей многоаспектности (ресурсно-сырьевой, производственно-технологический, экономический и прочие аспекты) и взаимозависимы, что требует системного подхода к их консолидации и интерпретации.

С развитием концепции Business Intelligence (BI) требования к представляемой информации и ее источникам непрерывно возрастают. Во-первых, традиционные способы предоставления данных (например, отчеты в Excel) становятся менее эффективными по сравнению с интерактивными панелями (дашбордами). Во-вторых, информация, на основе которой строится аналитика, должна представлять собой «единую версию истины» (single version of the truth), исключающую внутренние разногласия между подразделениями компании [1]. Использование несовместимых данных может привести к неоптимальным управленческим решениям и, как следствие, к финансовым и операционным потерям.

В ответ на эти вызовы всё большее значение приобретает внедрение корпоративного хранилища данных (КХД), который стал одним из центральных компонентов современной BI-инфраструктуры.

ВЫЗОВЫ НА ПУТИ К УСПЕШНОМУ ВНЕДРЕНИЮ КОРПОРАТИВНОГО ХРАНИЛИЩА ДАННЫХ

Внедрение КХД является нетривиальной задачей, сопряженной со множеством вызовов и требующей комплексного подхода к глубокой проработке архитектуры и настройке процессов извлечения, преобразования и загрузки данных (ETL, от англ. «extract, transform, load» — дословно «извлечение, преобразование, загрузка») из операционных систем, выступающих в качестве источников данных.

В этом контексте операционные системы понимаются как системы обработки транзакций (OLTP, от англ. «online transaction processing systems» — дословно «обработка транзакций в реальном времени»), поддерживающих повседневные бизнес-процессы компании. Вследствие разнообразия структур данных, форматов и протоколов коммуникации каждой такой системы возникает необходимость устранения несоответствий при записи в хранилище. Проблема интеграции данных усугубляется отсутствием универсальных решений для разрешения конфликтов данных [2]. Как показывают исследования [3, 4, 5], подходы, успешные в одном проекте, могут оказаться неэффективными в другом (речь идет о «собственных» реализациях ETL-процессов без использования специализированного программного обеспечения). Это делает задачу интеграции уникальной для каждого конкретного случая, требуя разработки адаптивных механизмов для устранения несоответствий.

ДЛЯ СОЗДАНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ХРАНИЛИЩА ДАННЫХ НА ОСНОВЕ РАЗРОЗНЕННЫХ ДАННЫХ ОПЕРАЦИОННЫХ СИСТЕМ-ИСТОЧНИКОВ ПРИВЕДЕН ПРИМЕР ПОСТРОЕНИЯ ГИБРИДНОЙ АРХИТЕКТУРЫ ДАННЫХ НА ОСНОВЕ ПОДХОДОВ УИЛЬЯМА ИНМОНА И РАЛЬФА КИМБОЛА.

Исследования [6, 7, 8] выражают значительный интерес к проблемам обеспечения информационной безопасности (ИБ) КХД. Концептуально необходима проработка следующих аспектов:

- безопасность на уровне инфраструктуры и сетевых взаимодействий (обеспечение функционирования всех компонентов КХД в контуре доверенной среды компании);
- безопасность данных на уровне хранения (шифрование данных, резервное копирование);

- безопасность данных на уровне обработки и интеграции (контроль целостности, валидация входящих данных, согласованность форматов, управление метаданными);
- управление доступом и аутентификация на всех уровнях архитектуры КХД (модель управления доступом в соответствии с принципом минимальных прав, логирование и аудит действий пользователей);
- защита от внешних атак (защита от SQL-инъекций, исправление уязвимостей);
- анализ и управление рисками.

Предпринятые меры и стратегии позволят минимизировать риски, связанные с реализацией угроз нарушения ИБ КХД, в том числе зарегистрированных в Банке угроз Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК)[1].

АРХИТЕКТУРНЫЕ ПОДХОДЫ К ПОСТРОЕНИЮ КОРПОРАТИВНОГО ХРАНИЛИЩА ДАННЫХ

Глобально, существуют два фундаментальных подхода к проектированию корпоративных хранилищ данных, каждый из которых воплощает свою философию в отношении структуры и использования данных: архитектуры Уильяма Инмона (William H. Inmon) и Ральфа Кимбола (Ralph Kimball). Архитектура, предложенная Уильямом Инмоном (**рис. 1**), предполагает построение централизованного хранилища данных (enterprise data warehouse) с нормализованной структурой, являющегося единой точкой сбора верифицированных данных из операционных систем, и последующее их распределение в витрины (data marts), ориентированные на запросы руководства и конкретных подразделений [9]. Очевидно, что по крайней мере часть КХД, и зачастую довольно значительная, должна быть создана до того, как можно будет предоставить витрины данных.

Иной подход предлагает Ральф Кимбол (**рис. 2**), идея которого заключается в создании множества локализованных витрин данных (data marts), отвечающих аналитическим запросам отдельных подразделений [9]. В основе этой архитектуры лежит размерная модель (dimensional model), состоящая из таблиц фактов и измерений: таблицы фактов содержат релевантные метрики (чаще всего агрегированные), а таблицы измерений обеспечивают к ним контекст, предоставляя согласованные срезы. Подобные архитектуры могут привести к противоречию данных в таблицах фактов для разных витрин, хотя отличаются гибкостью и оперативностью в реализации. В рамках современных требований к обработке и анализу данных, выделенного бюджета и имеющихся ресурсов оба подхода могут рассматриваться как взаимодополняющие.

ОПЫТ ИНТЕГРАЦИИ, РЕАЛИЗОВАННЫЙ В КОМПАНИИ

Этап 1 — Анализ потребностей бизнеса и разработка концептуальной модели хранилища данных

Для определения объема данных, необходимого для поддержки принятия решений,

[1] Перечень угроз. Банк данных угроз безопасности информации Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК); 2024 [обновлено 23 сентября 2024; процитировано 24 сентября 2024]. Доступно: https://bdu.fstec.ru/threat

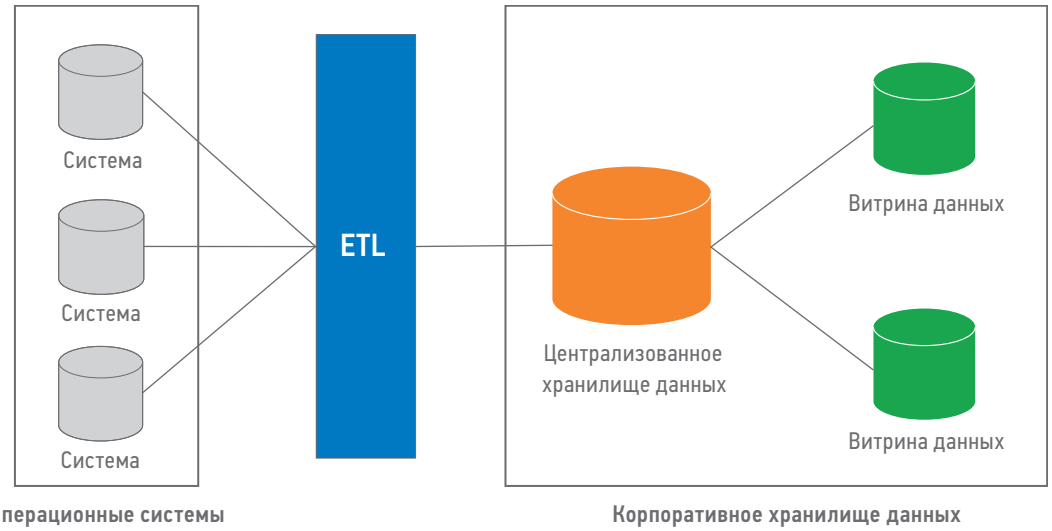


Рис. 1. Архитектура хранилища, предложенная Инмоном. Составлен автором
Fig. 1. Inmon's proposed data warehouse architecture. Prepared by the author

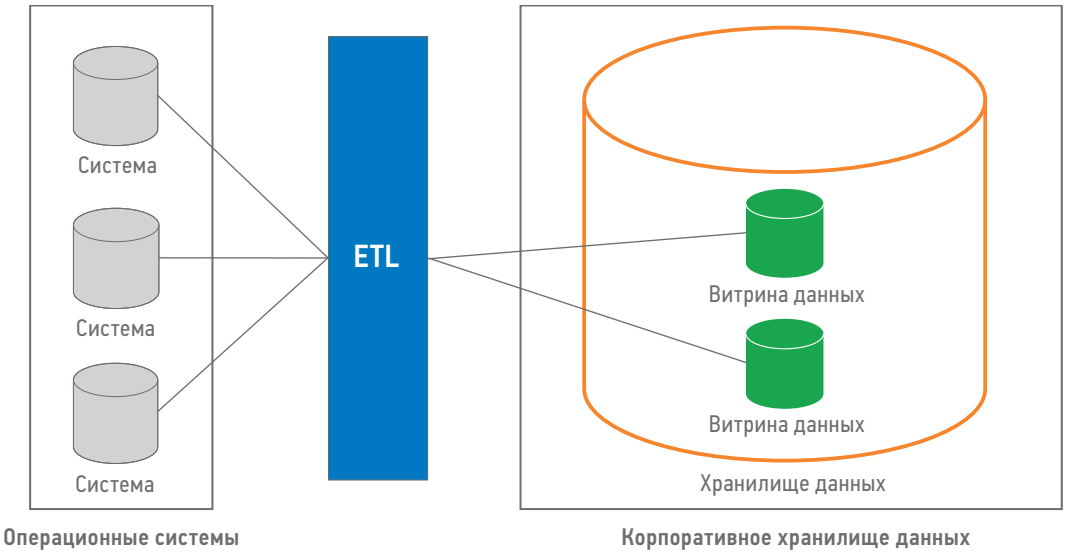


Рис. 2. Архитектура хранилища, предложенная Кимболом. Составлен автором
Fig. 2. Kimball's proposed data warehouse architecture. Prepared by the author

проведено интервью с менеджментом компании и сформирован перечень ключевых показателей на различных уровнях управления. Собранная информация позволила построить концептуальную модель архитектуры хранилища в виде таблицы и документально зафиксировать наименования показателей, частоту их обновления, уровни детализации, ответственные подразделения, источники, форму представления и описание.
При анализе модели были идентифицированы данные, отсутствующие в операционных системах, и запланированы процессы по доработке систем и дополнительному сбору данных.
Тщательная проработка концептуальной модели и вовлеченность в процесс руководства значительно снизили риски, связанные с несоответствием хранилища данных реальным потребностям, и во многом определили успешность будущего внедрения КХД.

Этап 2 — Выбор и реализация архитектуры корпоративного хранилища данных
При построении архитектуры КХД учитывались архитектурные подходы Уильяма Инмона и Ральфа Кимбола.
Отказ от исключительного следования Инмону связан с тем, что создание единого хранилища данных требует внушающих финансовых и временных ресурсов на всем этапе жизненного цикла КХД. Продолжительный период разработки и отсутствие ощутимых бизнесом результатов может привести к снижению доверия к проекту, сопротивлению со стороны пользователей и руководства и отрицательно сказаться на его поддержке и финансировании.
Решение не ограничиваться подходом Кимбола связано со сложностью управления множеством независимых локализованных витрин данных. При такой модели хранилища возрастает риск возникновения несоответствий между витринами из-за использования разнородных источников данных.
Осознание ограничений, налагаемых строгим следованием одной методологии, привело к реализации в компании гибридного подхода, позволившего извлечь преимущества из каждой архитектурной парадигмы.
В результате в компании была разработана архитектура КХД, представленная двумя уровнями — уровнем аналитического хранилища данных (АХД) и уровнем витрин данных (**рис. 3**).
С точки зрения представленной концепции, АХД является единым источником верифицированных данных и представляет собой несколько баз данных (БД) с нормализованной структурой, сгруппированных по целям аналитики. Ключевым архитектурным требованием к каждой БД является хранение атомарных данных в виде таблиц фактов, где уровень детализации определяется утвержденными таблицами измерений.
На **рис. 4** приведен пример структуры одной из БД хранилища.
В свою очередь, витрины создаются на основе данных, поставленных АХД, и оптимизируются для работы с конкретными BI-инструментами. На этом уровне применяется размерное моделирование, однако в отличие от уровня АХД данные в витринах денормализованы в целях ускорения аналитических запросов.
Реализованная в компании гибридная архитектура КХД сочетает в себе

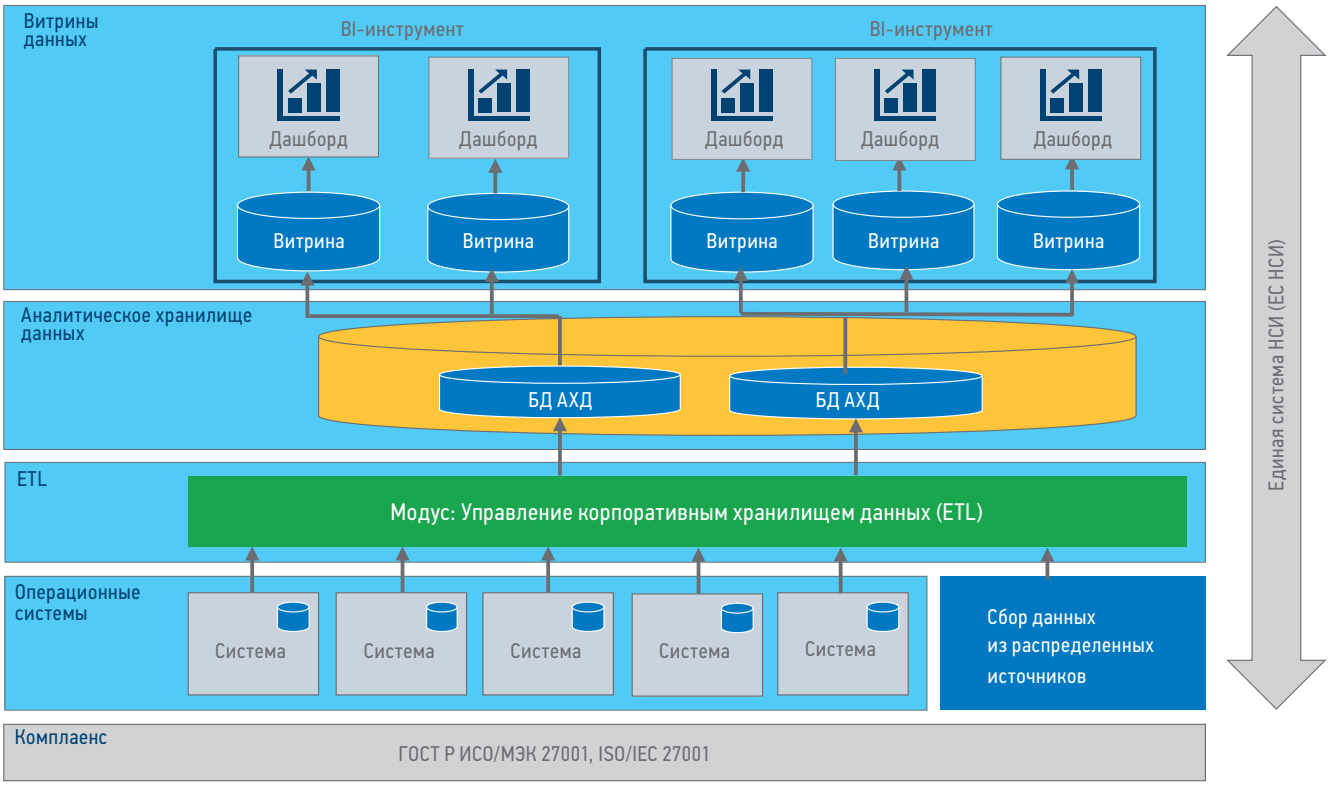


Рис. 3. Место корпоративного хранилища данных в ИТ-архитектуре компании. Составлен автором
Fig. 3. The place of a corporate data warehouse in a company's IT architecture. Prepared by the author

многоуровневость архитектуры от подхода Уильяма Инмона и принцип размерного моделирования от подхода Ральфа Кимбола, извлекая следующие преимущества:

- достижение баланса между целостностью и производительностью;
- возможность быстрого отклика на изменения в бизнес-требованиях без масштабных перестроек всей системы;
- адаптация под специфические требования различных BI-инструментов;
- единый способ хранения данных;
- возможность постепенного внедрения;
- высокая масштабируемость архитектуры.

Этап 3 — Стандартизация и нормализация данных

На этапе стандартизации и нормализации данных создана единая система нормативно-справочной информации (ЕС НСИ), которая служит основой для управления данными и обеспечивает распространение единственно верной и актуальной справочной информации из мастер-систем в системы-потребители.

В рамках реализации в компании ЕС НСИ на основе решения «1С:MDM Управление нормативно-справочной информации» выполнены следующие задачи:

1. составлен список необходимых справочников, использующихся в бизнес-процессах;
2. назначены основные источники данных (мастер-системы) для каждого справочника;
3. внедрены глобальные уникальные идентификаторы (GUID) в операционных системах в качестве ссылок на записи в НСИ, обеспечивающих однозначную идентификацию элементов справочников;
4. настроены механизмы распространения данных НСИ из мастер-систем в системы-потребители через ETL-процессы;
5. обеспечено управление изменениями и версиями для своевременных обновлений в системах-потребителях.

Этап 4 — Реализация процессов по сбору отсутствующих данных

Для сбора отсутствующих в операционных системах данных разработан модуль, который поддерживает загрузку файлов в формате CSV (**рис. 5**).

CSV выбран ввиду простоты его структуры и скорости обработки скриптами. Значения вносимых данных проверяются на соответствие бизнес-логике и справочникам ЕС НСИ, что помогает выявлять и устранять несоответствия в данных до их загрузки в БД.

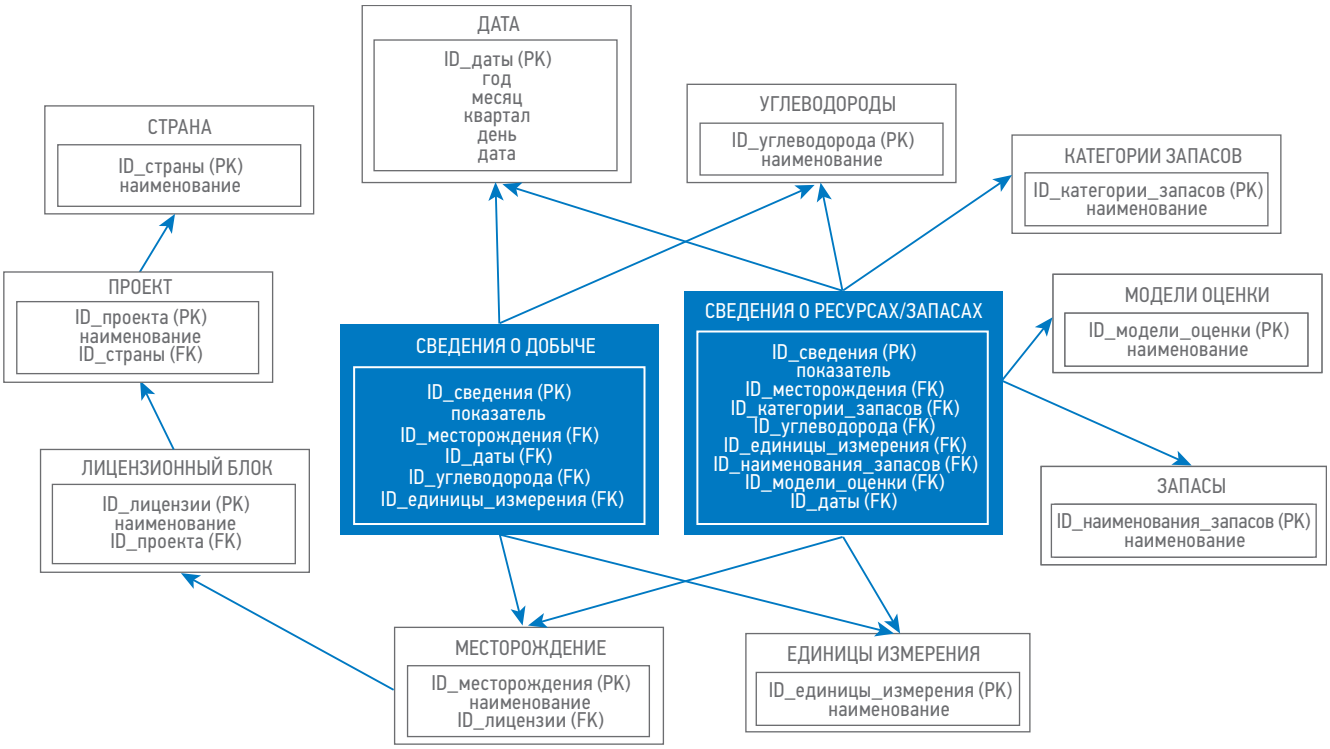


Рис. 4. Структура базы данных на PostgreSQL. Составлен автором
Fig. 4. Database structure in PostgreSQL. Prepared by the author

Разграничение прав доступа к модулю между загрузчиками и администраторами данных усиливает контроль над вводимой информацией. Запись данных в БД производится только в случае согласования администратором данных.

Этап 5 — Выбор стека ETL-инструментов

В настройке ETL-процессов часто используется специализированное программное обеспечение в роли посредника между операционными системами и хранилищем [6]. В компании отдано предпочтение существующим решениям по сравнению с разработкой собственного, при выборе учтены следующие факторы:

- поддержка реализации сложных бизнес-правил и преобразований данных;
- поддержка различных форматов данных, реализуемых в компании;
- возможность интеграции механизма управления мастер-данными;
- поддержка планирования, логирования и мониторинга ETL-процессов;
- безопасность и управление доступом;
- интеграция с существующей ИТ-инфраструктурой компании;
- наличие понятной документации;
- доступность лицензий, стоимость владения, поддержка и развитие продукта.

С учетом всех аспектов выбран программный продукт «Модус: Управление корпоративным хранилищем данных (ETL)» (Modus ETL) на базе 1С, который позволяет выгружать данные из разных источников (учетных систем, баз данных, web-сервисов, файлов),

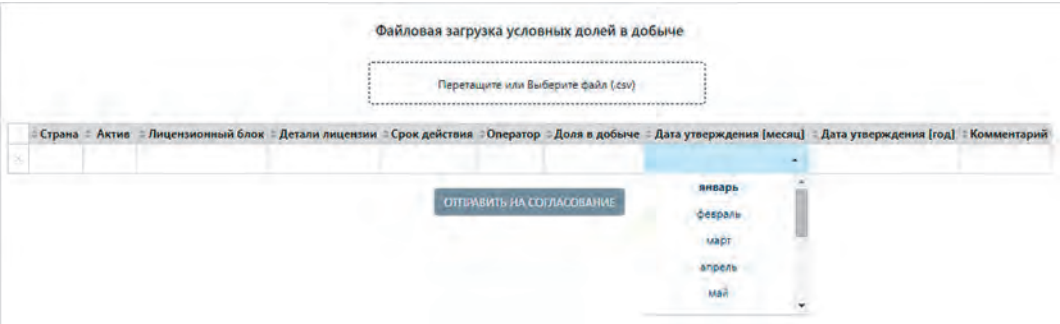


Рис. 5. Интерфейс модуля загрузки данных. Скриншот из программы ИАС «Отчетность и BI». Составлен автором
Fig. 5. Data loading module interface. Screenshot from the program IAS «Reporting and BI». Prepared by the author

обрабатывать полученные данные по предварительно настроенным правилам и сохранять результаты в хранилище.

Этап 6 — Разработка ETL-процессов по загрузке данных в хранилище

В рамках единого подхода к организации ETL-процессов по загрузке данных в хранилище разработана концепция взаимодействия операционных систем с Modus ETL. Согласно ей, системы-источники сосредотачивают бизнес-правила и алгоритмы верификации на своей стороне, обеспечивая таким образом соответствие поставляемых данных определенным требованиям до передачи ETL-процессам. Извлечение данных осуществляется через представления (views) с доступом на чтение, что предотвращает искажение в операционных системах.

На полученной выборке Modus ETL выполняет преобразования по приведению данных к формату, необходимому для АХД, в том числе связывает их с соответствующими записями в ЕС НСИ.

Концепция реализована в Modus ETL через установку правил выгрузки и активацию составов выгрузок. В системе определены источники данных, структуры выгружаемых таблиц, сопоставлены поля источников с целевыми полями АХД и реализованы преобразования типов данных для корректной загрузки. Пример настройки правила выгрузки приведен на **рис. 6**.

Каждый день в установленное время Modus ETL автоматически инициирует процессы выгрузки из источников в соответствии с заданными параметрами, обеспечивая поддержку актуальности данных в АХД. Система отслеживает процессы загрузки данных, идентифицирует и регистрирует возникающие ошибки и предоставляет инструменты для их своевременного устранения, благодаря чему риск нарушения целостности данных в процессе их загрузки в АХД минимален.

Стоит отметить, что более безопасный и стандартизированный способ интеграции данных между системами может быть реализован передачей данных в ETL-инструмент через программные интерфейсы (API, от англ. «application programming interface» — дословно «программный интерфейс приложения»). Однако в реальной практике, особенно в компаниях, где многие системы разработаны подрядчиками, создание и поддержка API может требовать значительных финансовых и временных ресурсов. В таких случаях целесообразно рассматривать альтернативные методы интеграции, которые могут быть менее затратными, но при этом удовлетворять текущим бизнес-потребностям и по мере развития КХД переходить к более стандартизированным и гибким решениям, таким как API.

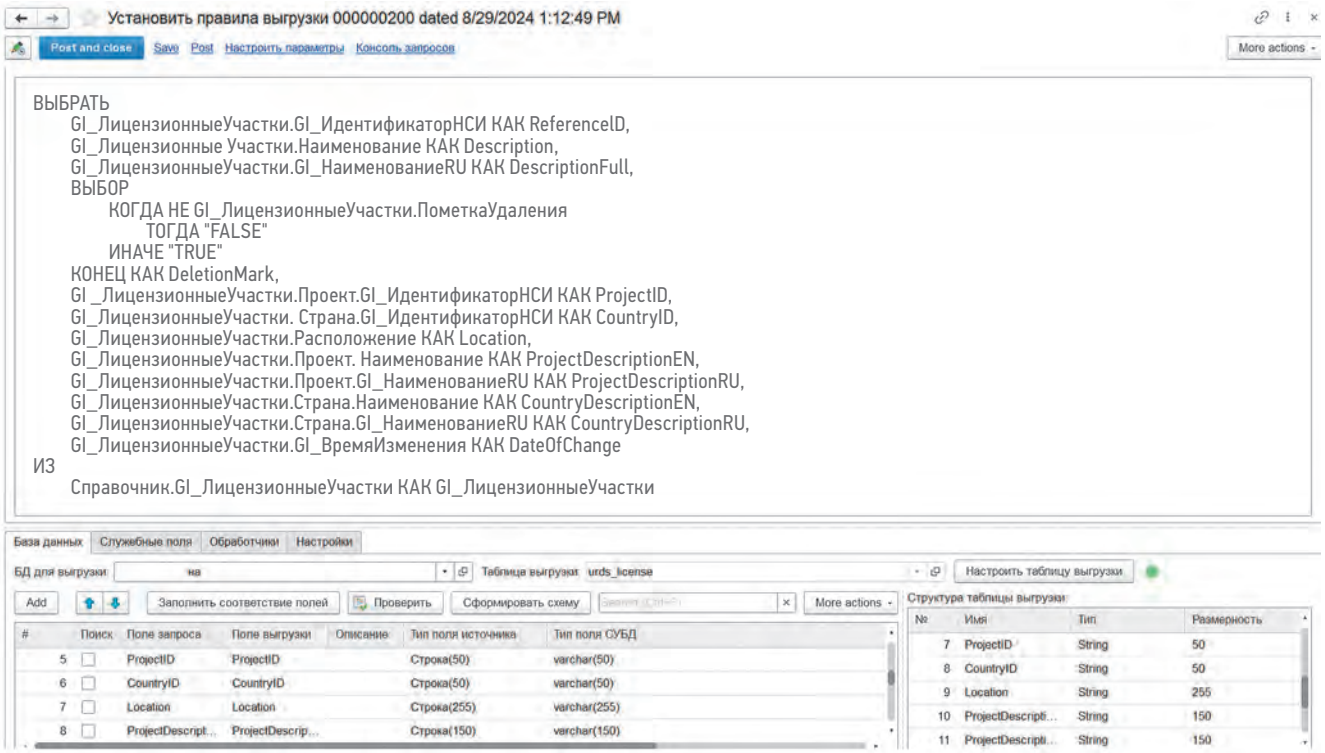


Рис. 6. Пример установки правила выгрузки в Modus ETL. Скриншот из программы Modus ETL. Составлен автором
Fig. 6. Example of setting an unloading rule in Modus ETL. Screenshot from the program Modus ETL. Prepared by the author

Этап 7 — Разработка ETL-процессов по насыщению витрин данных

По мере готовности БД, составляющих АХД, в Modus ETL активированы сценарии для насыщения витрин данных с автоматическим запуском по расписанию в виде пакетов. Конфигурация сценариев обработки данных осуществлена в интерфейсе WorkFlow посредством размещения последовательных и параллельных веток сценария на холсте, передачи данных и потока управления между шагами, настройки правил обработки данных с использованием готовых шаблонов для ETL-операций (выборки, группировки, соединения, отбора данных и др.). На **рис. 7** представлен пример сценария обработки данных для насыщения витрины ресурсной базы активов и лог выполнения каждого шага сценария. Полученные данные визуализированы на дашборде, реализованном на Python, для упрощения их восприятия и ускорения анализа (**рис. 8**).

Этап 8 — Управление доступом на уровнях архитектуры хранилища

Согласно утвержденной матрице доступа в Modus ETL разграничен доступ к базам данным, источникам данных, составам

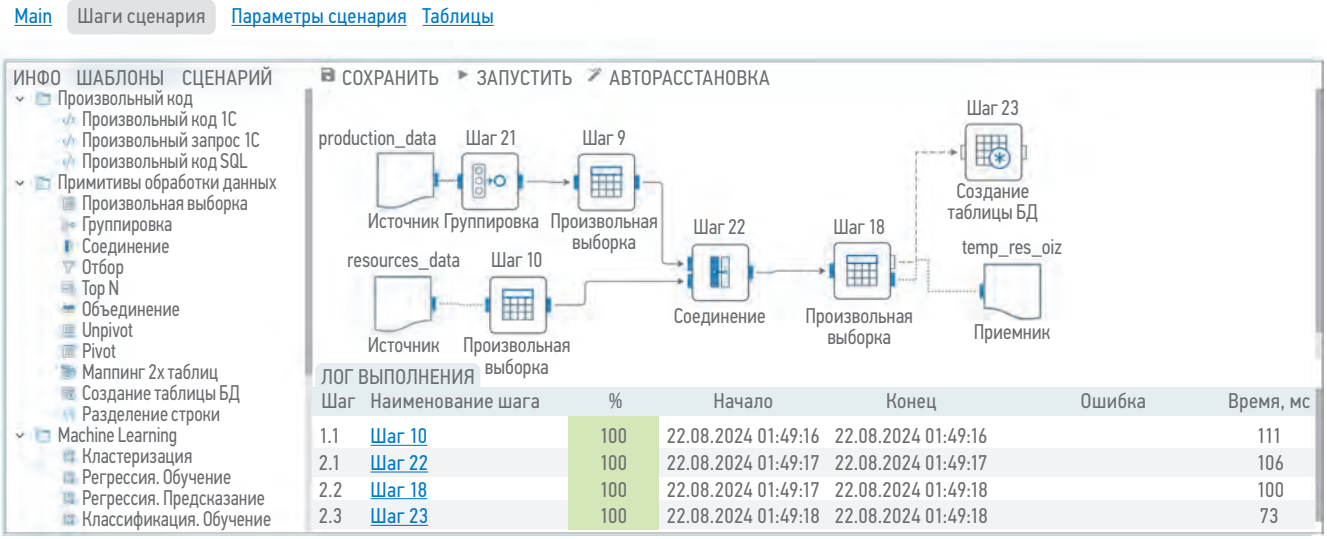


Рис. 7. Пример настройки сценария обработки данных в Modus ETL. Скриншот из программы Modus ETL. Составлен автором
Fig. 7. Example of configuring a data processing scenario in Modus ETL. Screenshot from the program Modus ETL. Prepared by the author

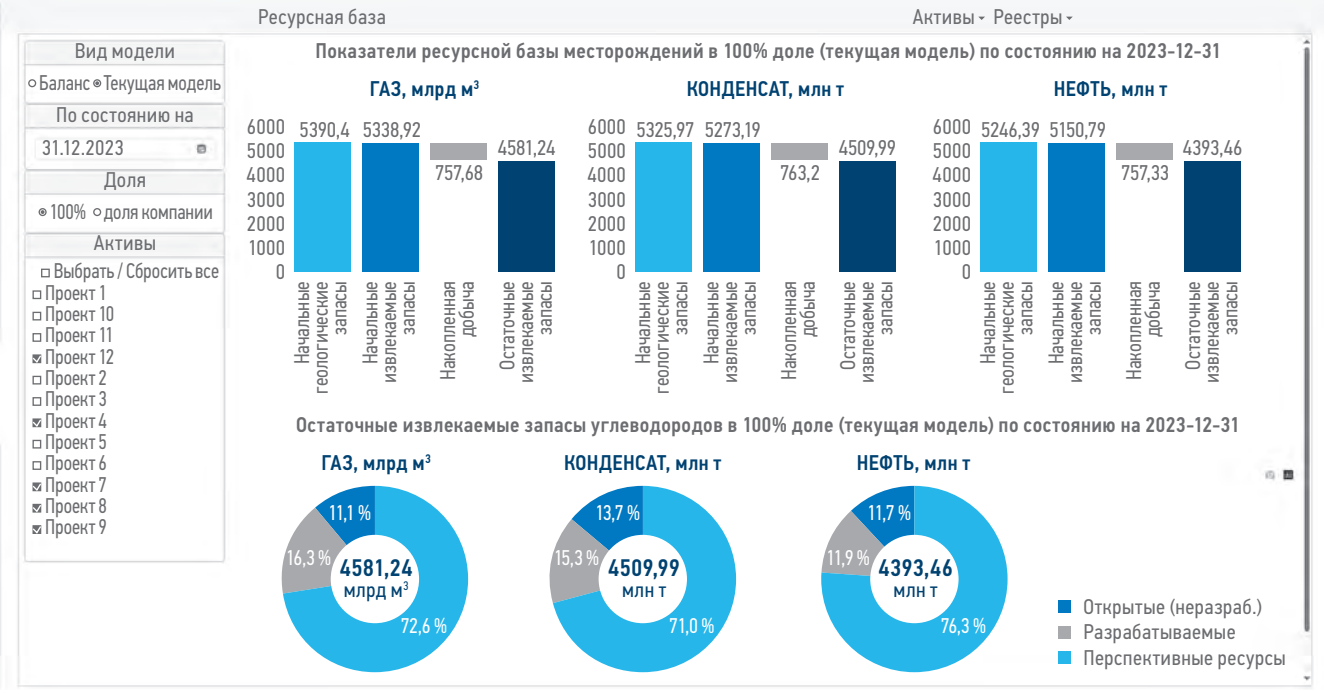


Рис. 8. Пример дашборда ресурсной базы. Скриншот из программы ИАС «Отчетность и BI». Составлен автором
Fig. 8. Example of a resource base dashboard. Screenshot from the program IAS «Reporting and BI». Prepared by the author

Таблица 1. Мониторинг и анализ рисков построенной архитектуры. Составлена автором
Table 1. Monitoring and risks analysis in the constructed architecture. Prepared by the author

Тип угроз	Примеры угроз	Риск			Критерий риска	Решение	Остаточный риск			Решение
		вероятность	последствия	значение			вероятность	последствия	значение	
Физические	Воздействие огня	Крайне низкая	Критические	Низкое	Средний	Принять	-	-	-	Принять
Окружающая среда	Землетрясение Ураганы Стихийные бедствия	Крайне низкая	Критические	Низкое	Средний	Принять	-	-	-	Принять
Инфраструктура	Электроснабжение Телекоммуникация Нарушение кабельных линий	Средняя	Средние	Среднее	Средний	Передать (ЦОД)	-	-	-	Принять
Технические сбои	Угроза исчерпания вычислительных ресурсов Несовместимость систем Сбои программного обеспечения	Низкая	Средние	Среднее	Средний	Передать (ЦОД)	-	-	-	Принять
Человеческий фактор	Недостаточная квалификация Удаление данных Кража данных	Средняя	Средние	Среднее	Средний	Обработка	Низкая	Низкие	Низкое	Принять
Организационные	Несогласованность бизнес-процессов Недостаточная вовлеченность бизнеса Сопротивление пользователей и руководства Нарушение сроков и бюджета	Средняя	Средние	Среднее	Средний	Обработка	Низкая	Низкие	Низкое	Принять
Третья сторона (подрядчики)	Удаление данных Распространение данных	Средняя	Средние	Среднее	Средний	Обработка	Низкая	Низкие	Низкое	Принять

выгрузок, правилам выгрузок, сценариям и пакетам обработки данных. Регулярный пересмотр прав в системе помогает предотвратить несанкционированный доступ к конфиденциальной информации и снизить риски утечек данных.

Этап 9 — Мониторинг и анализ рисков архитектуры корпоративного хранилища данных

В процессе проработки архитектуры КХД идентифицированы уязвимости, которые могут быть использованы угрозами различной природы и привести к реализации риска, а также определен остаточный риск после обработки базового. Полученные результаты представлены в таблице 1.

Постоянный мониторинг и регулярный пересмотр мер безопасности обеспечивают устойчивость КХД к новым вызовам и угрозам, поддерживая высокий уровень защиты данных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Необходимость обеспечения оперативного доступа к актуальной информации, сбора и обработки разнородных данных действительно представляет существенные вызовы для нефтегазовых компаний. Реальные примеры интеграции, в том числе приведенный в настоящей статье, служат ценным ориентиром для понимания реализованных стратегий, показывают практическое применение интеграционных фреймворков, технологий и методологий, а также предлагают информацию о приобретенных уроках и ключевых факторах, способствовавших успешным проектам интеграции.

Список литературы

1. *Devlin B.* Thirty Years of Data Warehousing // Business Intelligence Journal. — 2018. — Vol. 23. — №1. — P. 12–24.

2. *Ahamed B., Ramkumar T.* Data Integration — Challenges, Techniques and Future Directions: A Comprehensive Study // Indian Journal of Science and Technology. — 2016. — Vol. 9. — №44. — P. 1–9. https://doi.org/10.17485/ijst/2016/v9i44/105314

3. *Katiyar N., Kulshreshtha A., Singh P.K.* A Review of Integration Techniques of Multi-Geoscience Data-Sets in Mineral Prospectivity Mapping // Earth Sciences. — 2024. — №4. — P. 127–140. https://doi.org/10.11648/j.earth.20241304.12

4. *Yong-Xin Z, Qing-Zhong L., Zhao-Hui P.* A Novel Method for Data Conflict Resolution using Multiple Rules // Computer Science and Information Systems. — 2013. — Vol. 13. — №1. — P. 215–235. https://doi.org/10.2298/CSIS110613005Y

5. *Alma'aitah W. Z., Quraan A., AL-Aswadi F.N., Alkhawaldeh R.S., Alazab M., Awaja A.* Integration Approaches for Heterogeneous Big Data: A Survey // Cybernetics and Information Technologies. — 2024. — Vol. 24 — №1. — P. 3–20. https://doi.org/10.2478/cait-2024-0001
6. *Chinta U., Chhapola A., Jain S.* Integration of Salesforce with External Systems: Best Practices for Seamless Data Flow // Journal of Quantum Science and Technology. — 2024. — Vol. 1. — №3. — P. 25–41. https://doi.org/10.36676/jqst.v1.i3.25
7. *Seenivasan D.* Critical Security Enhancements for ETL Workflows: Addressing Emerging Threats and Ensuring Data Integrity // International Journal of Innovative Research in Computer and Communication Engineering. — 2024. — Vol. 12. — №3. — P. 1301–1313. https://doi.org/10.15680/IJIRCCE.2024.1203001
8. *Поршнев С.В., Пономарева О.А.* Проблемы разработки модели угроз для хранилища гетерогенных данных // Вестник УрФО. Безопасность в информационной сфере. — 2024. — №2(52). — С. 89–98.
9. *Yessad L., Labiod A.* Comparative study of data warehouses modeling approaches: Inmon, Kimball and Data Vault // Proceedings of the 2016 International Conference on System Reliability and Science (ICSRS), Paris, France, 15–18 November 2016. — 2016. — P. 95–99. https://doi.org/10.1109/ICSRS.2016.7815845

References
1. Devlin B. Thirty Years of Data Warehousing. *Business Intelligence Journal*, 2018, vol. 23, no. 1, pp. 12–24.
2. Ahamed B., Ramkumar T. Data Integration — Challenges, Techniques and Future Directions: A Comprehensive Study. *Indian Journal of Science and Technology*, 2016, vol. 9, no. 44, pp. 1–9. https://doi.org/10.17485/ijst/2016/v9i44/105314
3. Katiyar N., Kulshreshtha A., Singh P.K. A Review of Integration Techniques of Multi-Geoscience Data-Sets in Mineral Prospectivity Mapping. *Earth Sciences*, 2024, vol. 13, no. 4, pp. 127–140. https://doi.org/10.11648/j.earth.20241304.12
4. Yong-Xin Z., Qing-Zhong L., Zhao-Hui P. A Novel Method for Data Conflict Resolution using Multiple Rules. *Computer Science and Information Systems*, 2013, vol. 10, no. 1, pp. 215–235. https://doi.org/10.2298/CSIS110613005Y
5. Alma'aitah W.Z., Quraan A., AL-Aswadi F.N., Alkhawaldeh R.S., Alazab M., Awaja A. Integration Approaches for Heterogeneous Big Data: A Survey. *Cybernetics and Information Technologies*, 2024, vol. 24, no. 1, pp. 3–20. https://doi.org/10.2478/cait-2024-0001
6. Chinta U., Chhapola A., Jain S. Integration of Salesforce with External Systems: Best Practices for Seamless Data Flow. *Journal of Quantum Science and Technology*, 2024, vol. 1, no. 3, pp. 25–41. https://doi.org/10.36676/jqst.v1.i3.25
7. Seenivasan D. Critical Security Enhancements for ETL Workflows: Addressing Emerging Threats and Ensuring Data Integrity. *International Journal of Innovative Research in Computer and Communication Engineering*, 2024, vol. 12, no. 3, pp. 1301–1313. https://doi.org/10.15680/IJIRCCE.2024.1203001
8. Porshnev S.V., Ponomareva O.A. [Challenges in Developing a Threat Model for a Heterogeneous Data Warehouse] Problemy razrabotki modeli ugroz dlia khranilishcha geterogennykh dannykh. Vestnik UrFO. Bezopasnost v informatsionnoi sfere, 2024, no. 2, pp. 89–98. (In Russ.)
9. Yessad L., Labiod A. Comparative study of data warehouses modeling approaches: Inmon, Kimball and Data Vault. *In Proceedings of the 2016 International Conference on System Reliability and Science (ICSRS), Paris, France, 15–18 November 2016*, 2016, pp. 95–99. https://doi.org/10.1109/ICSRS.2016.7815845

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.Р. Шеховцова — разработала общую концепцию статьи, подготовила текст публикации и рисунки к статье, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Irina R. Shekhovtsova — 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.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Ирина Романовна Шеховцова — ведущий специалист отдела автоматизированных систем управления МК ООО «Газпром Интернэшнл Лимитед»
197022, Россия, г. Санкт-Петербург,
наб. реки Большой Невки, д. 24, стр. 1.
e-mail: I.Shekhovtsova@gazprom-international.com

Irina R. Shekhovtsova — Lead Specialist of Department of Automated Control Systems
ILCC Gazprom International Limited
Building 1, 24 Bolshaia Nevka Embankment, 197022, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: I.Shekhovtsova@gazprom-international.com

НЕФТЕ-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

УДК 622.692.48:658.5
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-108-122

НАТУРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И ПРОВЕРКА ХАРАКТЕРИСТИК ОПТОВОЛОКОННОЙ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

В.О. Кислицын[1,*], В.А. Оленев[2], О.В. Миронов[2], А.О. Галочкин[2], В.Н. Трещиков[1], О.Е. Наний[1], Д.О. Слободсков[1], В.Н. Дурягин[2], Д.Ю. Саяпин[2], А.В. Стельмашук[2]
[1]ООО «Т8 Сенсор», РФ, Москва
[2]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: kislitsyn@t8.ru

Введение. В статье рассматривается проблема эффективности систем обнаружения утечек нефти в нефтепроводах. Внутренние методы, основанные на анализе параметров перекачиваемого продукта, ограничены точечным распределением датчиков и сложностями в нестационарных режимах. Внешние методы, такие как распределенные оптоволоконные сенсоры, предлагают более надежное и точное обнаружение утечек. Полевые испытания необходимы для подтверждения эффективности, так как лабораторные методы не могут воспроизвести реальные условия эксплуатации.

Цель работы — разработка и апробация методики полевых испытаний для оценки эффективности распределенных оптоволоконных систем обнаружения утечек (СОУ). Исследование включает тестирование СОУ на базе распределенного акустического сенсора «Дунай» (ПАК ОВРС «Дунай»).

Материалы и методы. Методика полевых испытаний включает имитацию утечек с использованием пунктов неразрушающего контроля. Тестовые сливы создают волны давления, регистрируемые оптоволоконным кабелем. Методика также учитывает внешние шумовые факторы, такие как движение транспорта, копка тяжелой техникой, нестационарные режимы перекачки трубопровода.

Результаты. Проведенные с использованием предложенной методики испытания системы обнаружения утечек на основе оптоволоконных распределенных сенсоров «Дунай» (ПАК ОВРС «Дунай»), подтвердили пригодность методики проведения полевых испытаний для проверки заявляемых характеристик систем обнаружения утечек.

Заключение. Методика может быть использована для дальнейших испытаний и сертификации аналогичных систем в реальных условиях эксплуатации.

Ключевые слова: система обнаружения утечек (СОУ), распределенный оптоволоконный сенсор, волны давления, натурные испытания утечек нефти

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кислицын В.О., Оленев В.А., Миронов О.В., Галочкин А.О., Трещиков В.Н., Наний О.Е. , Слободсков Д.О., Дурягин В.Н., Саяпин Д.Ю., Стельмашук А.В. Натурные испытания и проверка характеристик оптоволоконной системы обнаружения утечек нефтегазопроводов. PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):108–122. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-108-122

Статья поступила в редакцию 08.11.2024
Принята к публикации 12.12.2024
Опубликована 31.03.2025

FIELD TESTING AND VERIFICATION OF THE CHARACTERISTICS OF FIBER-OPTIC LEAK DETECTION SYSTEMS OF OIL AND GAS PIPELINES

Vasiliy O. Kislitsyn[1,*], Valeriy A. Olenev[2], Oleg V. Myronov[2], Andrey O. Galochkin[2], Vladimir N. Trischeikov[1], Oleg E. Naniy[1], Denis O. Slobodskov[1], Victor N. Duryagin[2], Dmitry Yu. Sayapin[2], Anton V. Stelmashuk[2]
[1]LLC T8 Sensor, RF, Moscow
[2]Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: kislitsyn@t8.ru

Introduction. In this article, the problem of the efficiency of oil pipeline leak detection systems is addressed. Internal methods based on the analysis of transported product parameters are limited by point sensor distribution and difficulties in non-stationary operating modes. External methods, such as distributed optical fiber sensors, offer more reliable and accurate leak detection. Field tests are necessary to confirm their effectiveness, as laboratory methods cannot reproduce real operational conditions.

Aim. The aim of the work is to develop and validate a methodology for field testing to assess the efficiency of distributed optical fiber leak detection systems (LDS). The study includes testing PLDS based on the distributed acoustic sensor "Dunai" (DAS "Dunay").

Materials and methods. The field test methodology involves simulating leaks using non-destructive control points. Test spills create pressure waves that are registered by the optical fiber cable. The methodology also

accounts for external noise factors, such as vehicle movement, heavy machinery excavation, and non-stationary pipeline flow regimes.

Results. Field tests conducted using the proposed methodology confirmed the suitability of the method for validating the claimed characteristics of leak detection systems. The tests involved the Distributed Acoustic Sensor "Dunay" (DAS "Dunay") and demonstrated its ability to accurately detect and localize leaks with high precision and reliability.

Conclusion. The developed methodology can be used for further testing and certification of similar systems under real-world operating conditions.

Keywords: leak detection system (LDS), distributed acoustic sensor, pressure waves, natural tests of oil leaks

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

For citation: Kislitsyn V.O., Olenev V.A., Myronov O.V., Galochkin A.O., Trischeikov V.N., Naniy O.E., Slobodskov D.O., Duryagin V.N., Sayapin D.Yu., Stelmashuk A.V. Field testing and verification of the characteristics of fiber-optic leak detection systems of oil and gas pipelines. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):108–122. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-108-122

Manuscript received 08.11.2024
Accepted 12.12.2024
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Обзор текущего состояния систем мониторинга утечек из нефтепроводов

Методы обнаружения утечек и мониторинга трубопровода можно разделить на два класса [1]: внутренние (анализ параметров перекачиваемого продукта) и внешние (анализ внешних факторов, изменяющихся в результате слива и/или несанкционированной активности в охранной зоне трубопровода).

Внутренние методы используют в своей работе данные измерений расхода, давления, температуры, вязкости, плотности, состояния технологического оборудования и т.д., поступающие в режиме реального времени из системы телемеханики. Их работа основывается на обработке и анализе этих данных, на базе которых принимается решение о наличии утечки, определяется время её возникновения, координата и величина.

При использовании внутренних методов обнаружения утечек операторы магистральных нефтегазопроводов сталкиваются с несколькими существенными ограничениями.

Во-первых, ограниченная зона обнаружения и точечное распределение датчиков создают значительные проблемы в системе мониторинга. Статистическая природа таких систем имеет ограниченную чувствительность, связанную с параметрами отдельных датчиков и методами усреднения данных, используемых для обнаружения падения давления или расхода. Такой подход не обеспечивает полноценного охвата всей длины трубопровода, что влечет за собой потенциальный риск необнаружения утечек в проблемных участках.

Во-вторых, при использовании некоторых традиционных методов возможно ложное детектирование утечек, обусловленное воздействием различных внешних факторов, таких как изменения в режимах работы трубопровода или технические помехи.

Пример регистрации изменения давления в трубопроводе (показания двух датчиков давления) при сливе приведен на **рис. 1** [2]. Из графиков видно, как один из датчиков (красная кривая) фактически не регистрирует волну отрицательного давления, что связано с отражениями этих волн в трубопроводе от элементов инфраструктуры, таких как тройники, задвижки и резервуары. Для точного обнаружения и локализации места утечки необходимо отличать релевантные волны давления, что требует их фиксации и временной маркировки [3]. Это существенно снижает надежность в нестационарных режимах работы трубопровода, что, в свою очередь, может ввести в заблуждение операторов и вызвать неверные реакции на реальные утечки.

ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ИНЦИДЕНТОВ С НЕФТЕПРОВОДАМИ ПРЕДЛОЖЕНА И ОПРОБОВАНА МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПОЛЕВЫХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА ОСНОВЕ ОПТОВОЛОКОННОГО РАСПРЕДЕЛЁННОГО СЕНСОРА «ДУНАЙ».

Подобные явления значительно затрудняют эксплуатацию систем обнаружения утечек (СОУ). Так, например, любые изменения в режимах работы продуктопровода необходимо учитывать в модели трубопровода, используемой для построения алгоритмов функционирования СОУ и соответствующего программного обеспечения (ПО). Поэтому для предотвращения ошибок СОУ необходимо постоянное обслуживание систем,

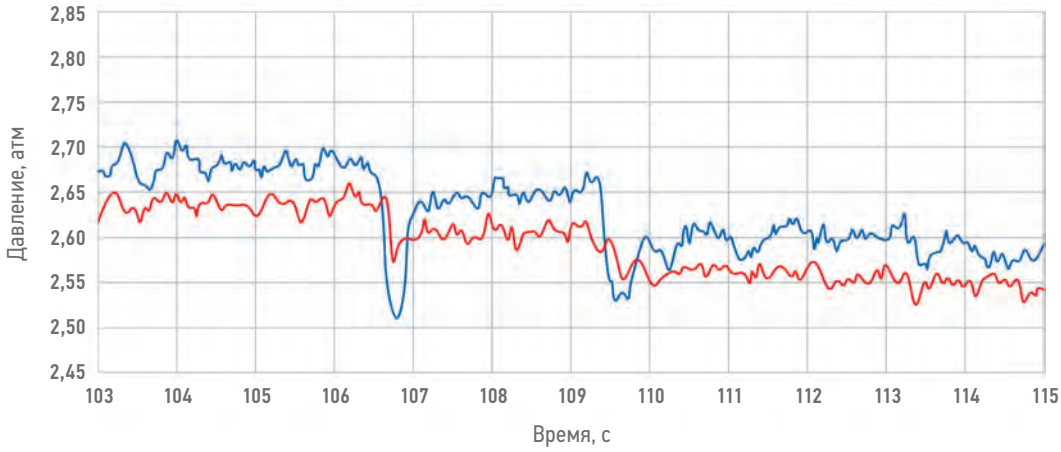


Рис. 1. Графики давления с контрольных датчиков трубопроводной системы в условиях переотражений [2]
Fig. 1. Figures of pressure from control sensors of the pipeline system in conditions of reflection overlap [2]

в частности регулярная актуализация ПО и даже, в некоторых случаях, размещение дополнительных датчиков.

Наконец, при использовании внутренних методов пользователи сталкиваются с проблемами высоких операционных затрат. Регулярная калибровка, замена датчиков и техническое обслуживание требуют значительных ресурсов и времени. Любые изменения в конструкции трубопровода приводят к необходимости перенастройки системы обнаружения утечки. Это может создать дополнительные трудности в поддержании постоянной работоспособности системы мониторинга, особенно на протяженных участках трубопровода. Такие ограничения подчеркивают необходимость инновационных подходов к мониторингу утечек. Повысить надежность и точность обнаружения утечек на магистральных нефтегазопроводах позволяет использование новых технологий мониторинга, например, на основе оптоволоконных распределенных сенсоров.

Представленные выше на **рис. 1** сигналы волны давления в трубопроводе во время утечки распространяются не только вдоль трубопровода, но и создают акустосейсмические волны в прилегающем грунте. Поэтому подобные волны можно обнаружить, используя распределенный волоконно-оптический датчик. Принцип действия такого датчика основан на регистрации обратного рэлеевского рассеяния в волокне короткого лазерного импульса с узкой спектральной линией излучения. Регистрация может осуществляться с помощью когерентного оптического импульсного рефлектометра (COTDR), выполняющего функцию опросного устройства.

В качестве чувствительного элемента используется стандартное телекоммуникационное одномодовое волокно, проложенное в грунте вдоль трубопровода в волоконно-оптическом кабеле [4]. Акустосейсмические волны в грунте воздействуют на кабель и волокно, что вызывает локальные изменения его оптических свойств и приводит к изменению интенсивности обратного рассеяния из подвергшейся воздействию локальной области волокна, что, в свою очередь, проявляется в изменении рефлектограммы на соответствующем временном участке. По изменениям рефлектограммы (зависимости интенсивности обратно рассеянного излучения от времени) можно с высокой точностью определить место и характер акустовибрационного воздействия, что превращает оптоволоконный кабель в распределенный акустический датчик (в англоязычной литературе обозначаемый аббревиатурой DAS — Distributed Acoustic Sensor). Такой датчик эквивалентен тысячам точечных датчиков, расположенных вдоль трубопровода. DAS вместе с опросным устройством образуют DAS-систему мониторинга.

Развитие методов тестирования оптоволоконных систем обнаружения утечек

В целом распределенные волоконное-оптические датчики представляют собой передовую технологию для мониторинга различных физических параметров — деформации и температуры, которая находит множество приложений, включая обнаружение утечек из нефтепроводов. Эффективность и надежность распределенных волоконно-оптических систем зависят от параметров, в том числе чувствительности, устройства опроса и характеристик оптоволоконного кабеля.

В оценке характеристик этих систем важную роль играют методы испытаний и применяемые в них стенды. В настоящее время стандартных способов проверки параметров DAS-систем нет, но более других в разработке методов их испытаний продвинулась

организация SEAFOM™. Это международная организация, целью которой является содействие развитию волоконно-оптических систем мониторинга в нефтегазовой отрасли. Организация на регулярной основе занимается разработкой методов испытаний DAS-систем различных моделей разных производителей [5]. В документе SEAFOM MSP-02 V2.0 представлены подробные методологии тестирования систем распределенного акустического зондирования с упором на оценку производительности блоков опроса DAS. Документ включает стандартизированные определения, испытательные установки, процедуры и методы расчета для оценки ключевых технических параметров, таких как динамический диапазон, частотная характеристика, точность воспроизведения, собственный шум, пространственное разрешение, перекрестные помехи, баланс потерь и чувствительность к отражению.

В России компания «Т8 Сенсор» разработала собственную методику тестирования распределенных волоконно-оптических акустических датчиков [6]. Методика тестирования дает возможность объективно сравнивать технические характеристики различных моделей DAS-систем. Документ может использоваться в качестве руководства для количественного анализа технических характеристик DAS-систем.

На базе собственной оптоволоконной лаборатории, крупнейшей в Восточной Европе, компания «Т8 Сенсор» создала стенд для исследования волоконно-оптических акустических датчиков. Результаты проведённых исследований позволили компании создать опросное устройство для распределенного акустического сенсора, соответствующее мировому уровню.

Помимо опросного устройства, одной из ключевых составных частей DAS-систем является оптоволоконный кабель, который используется в качестве чувствительного элемента. В связи с этим полное испытание систем не должно ограничиваться только качественным тестированием устройства опроса, а комплексные методики тестирования DAS-систем требуют дальнейшего развития. В частности, нет методики количественной оценки взаимодействия акустических полей с оптоволоконным кабелем, что является ключевой проблемой испытания систем обнаружения утечек в нефтегазопроводах.

Компании-поставщики DAS-систем мониторинга трубопроводов до недавнего времени использовали различные лабораторные стенды для тестирования систем обнаружения утечек, которые можно разделить на три класса.

Первый класс стендов основан на использовании пьезомодуляторов, имитирующих воздействие на оптоволокно.

Достоинство такого решения — компактность, мобильность и скорость тестирования. Основной недостаток стендов первого класса — отсутствие реальных сигналов, возникающих при утечке. Фактически эти стенды позволяют только сравнить технические характеристики DAS, но не в полной мере позволяют оценить работу систем обнаружения утечек.

Второй класс стендов более масштабный — содержит в своем составе источники звуковых волн, имитирующие реальные события, сопровождающие утечки, такие как вибрации разных типов, изменение температуры грунта. Общая схема стендов второго класса [7] приведена на **рис. 2**.

Для имитации звука, сопровождающего утечку, можно использовать электрические виброисточники (**рис. 3б**) или другие источники, в том числе приближенные к реальным утечкам (**рис. 3а**). В частности, на **рис. 3а**

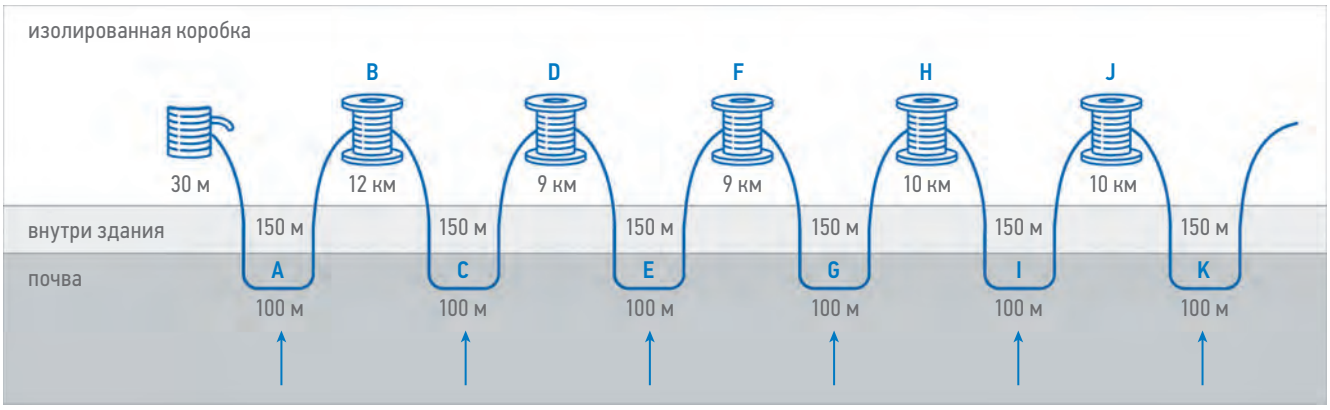


Рис. 2. Стенд с оптоволоконным кабелем в грунте для тестирования чувствительности к различным вибровоздействиям или разливам жидкости в грунте. Составлено авторами

Fig. 2. Test stand with an optical fiber cable in the ground for testing sensitivity to various vibrational effects or fluid leaks in the soil. Figure prepared by the authors

приведены фотографии газораспределительного оборудования, позволяющего инжектировать в грунт воздух или другой газ. Устройство состоит из трех частей: секции баллонов с газом, регулятора давления и подачи газа и трубки-иглы, которая вонзается в грунт. Последняя часть подает газ в грунт через трубку с регулируемым от 1 до 10 мм отверстием на ее конце. Вариант стенда, в котором утечки имитируются инжектированием газа в грунт приведен на **рис. 3а**.

Стенды второго класса эффективнее стендов первого, поскольку используются сигналы, создаваемые в грунте, но и они еще очень далеки от сигналов реальных утечек. Дело в том, что они не позволяют смоделировать акустические шумы, бегущие по трубе и сопровождающие утечки в реальных трубопроводах.

Третий класс стендов содержит фрагмент трубопровода на полигоне в полевых условиях или в лабораторных условиях в контейнере. Например, стенды некоторых поставщиков [8, 9] систем мониторинга приведены на **рис. 4а** и **4б**. Фрагмент трубы, из которого затем происходит утечка жидкости или газа, погружается в грунт в условиях, близких к эксплуатации, тем самым создается среда, в которой шумы от утечки могут распространяться по фрагменту трубы и в грунте. Типичный размер таких стендов составляет около 12 м, т.к. большие размеры усложняют их производство и перевозку.

Каждый из вышеописанных классов стендов и методы их применения имеют свои ограничения, влияющие на качество полученных результатов тестирования.

Например, отсутствие заполненного транспортируемым продуктом трубопровода не позволяет в полной мере воспроизвести характерные виброакустические сигналы. В частности, даже на стенде третьего класса не удается воспроизвести шумы, обусловленные распространением по трубе волн

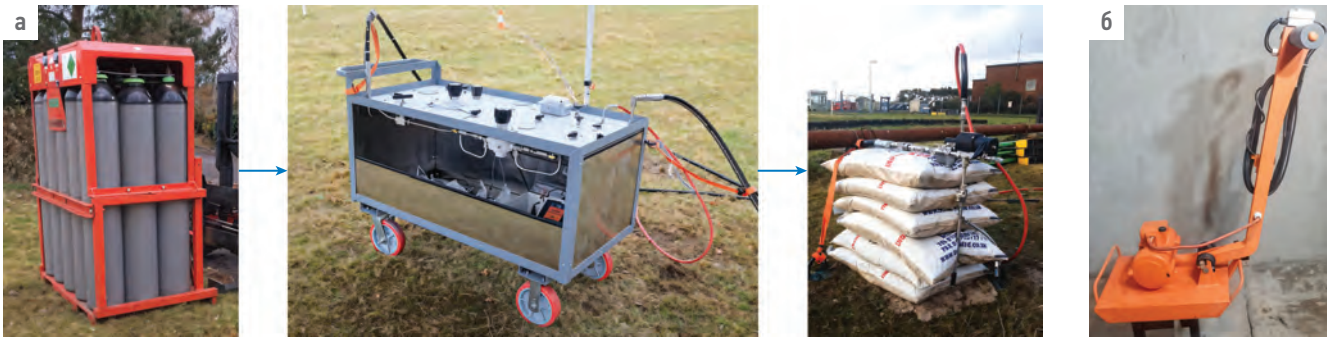


Рис. 3. Виброисточники для тестирования чувствительности оптоволоконных систем обнаружения утечек [11]
Fig. 3. Vibro-sources for testing the sensitivity of optical fiber leak detection systems [11]

Рис. 4. Полевые стенды тестирования оптоволоконных систем обнаружения утечек [8], [9]
Fig. 4. Field test stands for testing optical fiber leak detection systems [8], [9]

отрицательного давления. Анализ способности датчиков регистрировать такие волны очень важен, т.к. регистрация волн отрицательного давления является эффективным методом обнаружения утечек.
Создать близкую к реальности модель утечки в условиях ограниченных по размерам полигонов практически невозможно, т.к. на характеристики звуковых волн и шумов, распространяющихся на большое расстояние вдоль трубы, существенное влияние оказывают акустические характеристики окружающей трубу среды, которые могут быть неоднородны и изменчивы.
Кроме того, необходимо имитировать движение транспорта и другую антропогенную активность вблизи трубопровода, способную маскировать или искажать акустические сигналы утечки.
Поэтому для полноценных испытаний систем обнаружения утечек на основе распределенных датчиков необходимо использовать полигоны крупных размеров, максимально приближенных к реальности.
Перечисленные выше проблемы, связанные с методами испытаний оптоволоконных DAS-систем обнаружения утечек, привели к тому, что до настоящего времени системы на основе DAS практически не использовались, а в основном применялись оптоволоконные системы обнаружения утечек на основе мониторинга температуры. Методика испытания температурных систем несколько проще [8], чем акустических, т. к. изменение температуры грунта можно создавать за счет местного разлива жидкости, температура которой соответствует продукту нефтепровода. Эксплуатация оптоволоконных систем показала, что метод измерения локального изменения температуры эффективен на отдельном участке трубопровода. Однако на протяжении всего трубопровода локальные метеорологические условия, такие как солнечное излучение, облачность или осадки, могут создать фон, схожий с утечкой. Это существенно усложняет эксплуатацию таких систем и ставит под вопрос достоверность их показаний. Это привело к снижению доверия к заявляемым характеристикам распределенных датчиков среди промышленных пользователей из-за отсутствия надежного метода их верификации.
Вернуть доверие потребителей к оптоволоконным системам обнаружения утечек позволяет проведение испытаний на реальных объектах или в условиях, максимально приближенных к реальным. В связи с этим, например, зарубежная компания провела испытания своей системы на трубопроводе длиной четыре километра в Бразилии [9], подтвердив высокую эффективность оптоволоконных систем при обнаружении волны давления по всей длине трубопровода. На **рис. 5** представлено испытание на данном полигоне. В своих системах мониторинга данный поставщик требует размещать оптоволоконный кабель на расстоянии один метр от трубопровода, что не соответствует обычным нормам размещения оптоволоконного кабеля вдоль трубопровода в России и значительно ограничивает внедрение подобной системы.
В России компания «Т8 Сенсор» провела полномасштабные испытания на реальном трубопроводе в Оренбурге нового аппаратно-программного комплекса (ПАК) обнаружения утечек на основе DAS-системы, в которой реализован метод когерентной оптической импульсной рефлектометрии (COTDR). Созданный ПАК ОВРС «Дунай» способен одновременно отслеживать изменения таких параметров, как температура и статическая деформация [4], а также виброакустические воздействия вдоль оптоволоконной линии. В ПАК одновременно анализируется и совместно обрабатывается множество данных, получаемых с чувствительных участков волокна по всей длине, оптоволоконного кабеля. ПАК ОВРС «Дунай» может обнаруживать утечки в двух режимах. Первый режим основан на обнаружении только виброакустического воздействия, создаваемого волной отрицательного давления, и обеспечивает максимально быструю реакцию на утечку, а также обнаружение самых слабых утечек. ПАК получает репрезентативные данные о волне давления вдоль всего участка трубопровода, что обеспечивает достоверность

Рис. 5. Полевые испытания в Бразилии на трубопроводе длиной 4 км [9]
Fig. 5. Natural tests in Brazil on a 4-km-long pipeline [9]

обнаружения утечек независимо от локальных изменений чувствительности, шумов и прочих местных акустических воздействий. Во втором режиме осуществляется регистрация всех измеряемых параметров и их согласованный анализ, на что требуется больше времени, чем в первом режиме обнаружения утечки. Это открывает новые перспективы для организации мониторинга трубопроводов на предмет утечек нефти и газа, при котором требуется высокая точность и быстродействие.

Для проведения полномасштабных испытаний на реальном трубопроводе ООО «Т8 Сенсор» разработало методику, в которой условия испытаний были более жесткими по сравнению с испытаниями, проведёнными в Бразилии, т. к. оптоволоконный кабель размещался согласно строительным нормам на большем расстоянии — не менее 8 м от трубопровода.

МЕТОДИКА ПОЛЕВЫХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ЕЁ ПРИМЕНЕНИЕ

В разработанной методике предусмотрено обнаружение утечек из отверстий в трубе диаметром от одного миллиметра. Утечки на протяжении всего участка трубопровода автоматически обнаруживались и классифицировались с помощью ПАК по волнам отрицательного давления за время не более 40 сек.

Для организации имитационной утечки предложено использовать пункты неразрушающего контроля. На данных пунктах предусмотрены конструкции для отбора нефтепродуктов без нарушения технологического процесса транспортировки. Для имитации утечки выполняются тестовые сливы через присоединенную к трубопроводу сливную магистраль, снабжённую отсечным шаровым краном и дроссельной шайбой (**рис. 6**).

При открытии крана увеличивается площадь сечения, через которое протекает жидкость, что в соответствии с законами гидродинамики приводит к падению давления в продукте — формированию волны отрицательного давления (ВОД). Образовавшаяся волна давления распространяется в обе стороны от места отбора. Величина падения давления определяется параметрами сливного устройства (диаметр отверстия в дроссельной шайбе), параметрами продукта (плотность, давление). Длительность фронта волны определяется скоростью открытия шарового крана (типичное значение — 0,1...0,5 с). Волоконный кабель расположен вдоль трубопровода в среднем на расстоянии 8-10 м в соответствии с нормативными документами по прокладке волоконной связи устройств телемеханики трубопровода. Типовая схема размещения оптоволоконного кабеля представлена на **рис. 7**.

Подобные методы контроля используют для тестирования систем обнаружения утечек по волнам давления с использованием дискретных датчиков, установленных вдоль трубопровода. Важным аспектом таких испытаний является проверка параметров во всех режимах работы трубопровода. Поэтому согласно требованиям ПАО «Транснефть» [10] проверку функции контроля герметичности проводят для режимов трубопровода «Стационарный», «Нестационарный»,

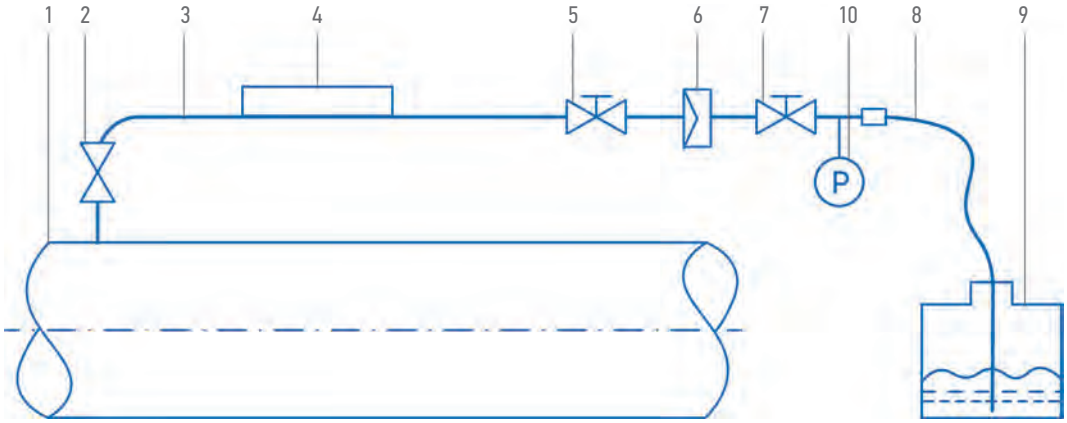
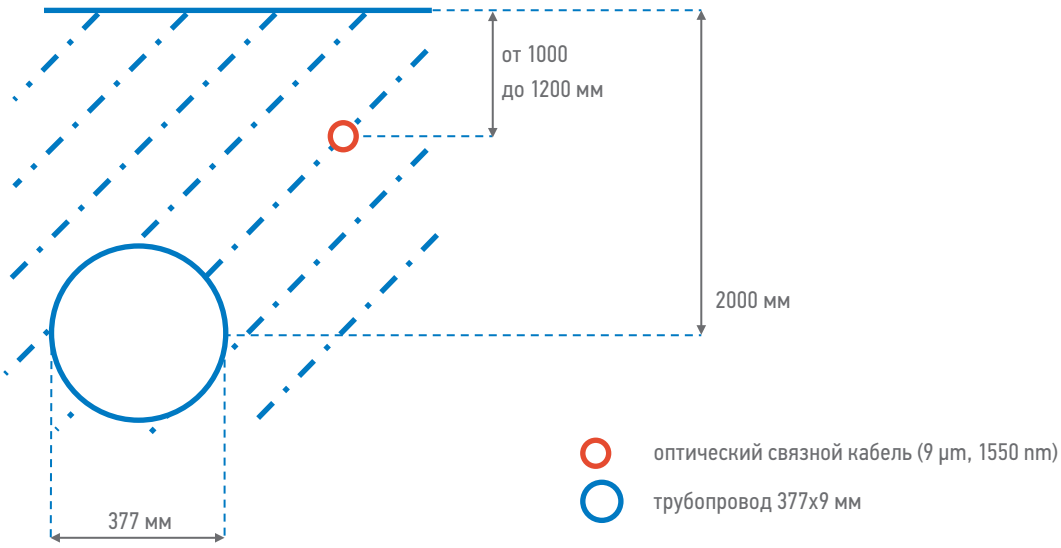


Рис. 6. Схема магистрали для проведения тестовых сливов. Составлено авторами (1 — трубопровод, 2 — вантузная задвижка, 3 — труба, 4 — накладной ультразвуковой расходомер (УЗР) (опционально), 5 — шаровой кран, 6 — фланцевое соединение для сменных дроссельных шайб, 7 — шаровой кран, 8 — шланг ПМТ15, 9 — безнапорная емкость, 10 — манометр). Составлено авторами

Fig. 6. Scheme of the pipeline for conducting test spills. Prepared by the authors (1 — pipeline, 2 — vacuum valve, 3 — pipe, 4 — clamp-on ultrasonic flow meter (optional), 5 — ball valve, 6 — flanged connection for interchangeable orifice plates, 7 — ball valve, 8 — hose PMT15, 9 — open tank, 10 — manometer). Figure prepared by the authors



• Проектное расстояние кабеля от оси трубопровода от **8** до **15** м

Рис. 7. Схема расположения оптоволоконного кабеля относительно трубопровода. Составлено авторами
Fig. 7. Layout of the optical fiber cable relative to the pipeline. Figure prepared by the authors

«Режим остановленной перекачки». Контроль проводится путем организации натурных и имитационных отборов на защищаемом участке.

Критерием успешности испытаний является определение факта утечки, времени обнаружения, координаты для всех режимов работы трубопровода: «Стационарный», «Нестационарный», «Режим остановленной перекачки». При этом ложные срабатывания должны отсутствовать, а характеристики СОУ соответствовать принятым в отрасли стандартам. Проверка характеристик систем обнаружения утечки производится путем сопоставляется журналов зарегистрированных СОУ с журналом фактически выполненных сливов, имитирующих утечки. Для оптоволоконных СОУ, помимо нестационарных режимов, важными являются другие помеховые воздействия, такие как движение транспорта, копка тяжёлой техникой.

Разработанная методика предусматривает испытания в следующих режимах работы трубопровода:

- стационарный;
- нестационарный (изменение давления в линейной части трубопровода);
- нестационарный (прохождение внутритрубного поршня);
- движение автотранспорта / копка тяжелой техникой.

Ниже приведены требования к испытаниям, выполнение которых необходимо для подтверждения качества оптоволоконной системы обнаружения утечек:

- количество воздействий — от 5 до 10;
- диаметр утечки — от 1 мм до 10 мм;
- точность определения координаты утечки — ± 50 м;
- время обнаружения утечки — не более 5 мин.

Предложенная методика не только обеспечивает возможность испытания волоконно-оптических систем обнаружения утечек, но и позволяет провести прямое сравнение характеристик с другими СОУ, основанными на иных физических принципах. Например, использующих гидродинамические модели, показания датчиков расхода и давления нефтепродуктов, в том числе инфразвуковые со специализированными сенсорами на магистральных трубопроводах.

Методика включает подготовку к испытаниям системы обнаружения утечек и несанкционированных отборов, которая состоит из следующих этапов:

- предпроектное обследование пилотного участка трубопровода (расположение трубопровода и оптоволокна в местах тестовых сливов, типы волокон, типы разъемов, наличие сети связи, проверка расположения кросса и мест размещения оператора по сбору данных, наличие электропитания и пр.);
- географическая привязка кабель-сенсора на объекте испытаний, сбор данных для оценки характеристик объекта;
- запись эталонных акустических данных фоновых событий (стационарных и нестационарных);
- запись акустических данных во время сливов, имитирующих различные утечки, согласно программе и методике испытаний;
- анализ и обработка собранных данных;

- обучение нейросетевой модели;
- предварительное тестирование модели на объекте;
- корректировка нейросетевой модели;
- финальные «скрытые» испытания и сравнение данных о событиях, полученных с помощью ПАК, с данными о событиях, отмеченных в журнале регистрации событий на трубопроводе.

Непосредственно перед началом испытаний на трубопроводе подготавливается и монтируется гидравлическая схема для организации слива согласно схеме, приведенной на **рис. 6**. Изменение расхода продукта при сливе производится путём смены дроссельной шайбы, устанавливаемой на сливной линии (комплект шайб должен обеспечивать расход жидкости, соответствующий утечкам через отверстия диаметром от 1 до 10 мм). Для каждого из значений расхода (начиная с большего расхода и последовательно уменьшая) проводится серия из десяти коротких сливов.

Минимальный интервал времени от момента полного открытия до начала закрытия отборного крана может быть до 20 сек, что сокращает расход нефтепродукта при отборе. Интервал между сливами с одинаковым расходом — не менее пяти минут. Интервал между сливами с разными расходам не менее 10 мин.

В рамках испытаний производились отборы продукта с помощью пунктов неразрушающего контроля магистрального трубопровода 377x9 мм подземной прокладки при различных режимах работы трубопровода и иных внешних факторах. В качестве продукта выступала очищенная товарная нефть средней плотностью 840 кг/м^3. Фактическое время начала отбора и его длительность, а также информация об используемой дроссельной шайбе в гидравлической схеме записывались в журнале мастера испытаний. В журнале испытываемой DAS-системы ПАК ОВРС «Дунай» фиксировалось время и координата обнаружения утечки. Путём сравнения журнала системы с журналом мастера можно сделать вывод о точности локализации на протяжении трубопровода и характерном времени обнаружения утечки. В процессе испытаний было проведено более 100 отборов нефти, имитирующих разгерметизацию трубопровода с вариативностью по продолжительности, режимам работы трубопровода, внешним мешающим факторам.

Испытания также подтвердили возможность ПАК отслеживать движение внутритрубного поршня и автотранспорта вдоль трубопровода.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СОУ НА БАЗЕ ПАК ОВРС «ДУНАЙ»

Обнаружение утечек при стационарном режиме работы

Принцип обнаружения утечек наглядно демонстрируется сигналограммой типа «водопад». На сигналограмме «водопад» в реальном времени визуализируется виброакустическая обстановка вдоль оптоволоконного кабеля (**рис. 8**). По горизонтальной оси отмечена оптическая длина в метрах вдоль кабеля. По вертикальной оси движется множество рефлектограмм, полученных последовательно во времени за несколько секунд. Нижняя рефлектограмма — последняя из полученных, она соответствует настоящему времени. Верхняя рефлектограмма была получена *n* секунд назад. Визуально картина на экране движется снизу вверх. С помощью цветовой палитры визуализируется виброакустическая активность вдоль всей длины волокна в каждый момент времени. Красный цвет означает сигнал в низкочастотном диапазоне, зеленый — в среднем, синий — в высокочастотном, черный цвет соответствует отсутствию сигнала. Интенсивность цвета пропорциональна амплитуде сигнала — чем ярче отклик на сигналограмме, тем мощнее по амплитуде было виброакустическое воздействие и наоборот. Трубопровод имеет длину 93 км. Испытания приводились на охранном участке длиной 13 км. Длина оптического волокна на этом участке составила 15 км (это связано с неоднородностью прокладки оптического волокна, наличием нескольких муфт и кроссов). Привязка координаты вдоль оптического волокна в кабеле к географическим координатам на местности осуществлялась на этапе подготовки и не изменяется во время испытаний.

На сигналограмме «водопад», показанной на **рис. 8**, виден расходящийся в пространстве звуковой фронт (две зеленых наклонных прямых), который возникает от вибрации трубопровода при прохождении волны отрицательного давления. По восстановлению симметрического центра можно определить время и место начала возникновения фронта, которое совпадает с началом и местом утечки. По экспериментальной оценке, скорость распространения фронта в каждую сторону равна 1200 м/с. Данное значение скорости совпадает со скоростью распространения звука в среде, близкой к очищенной нефти плотностью 840 кг/м^3. Видно, что на удалении около 3-5 км от места формирования волны давления амплитуда сигнала начинает затухать, сигнал остается различимым до удаления на 8-9 км, на удалении более девяти км сигнал существенно

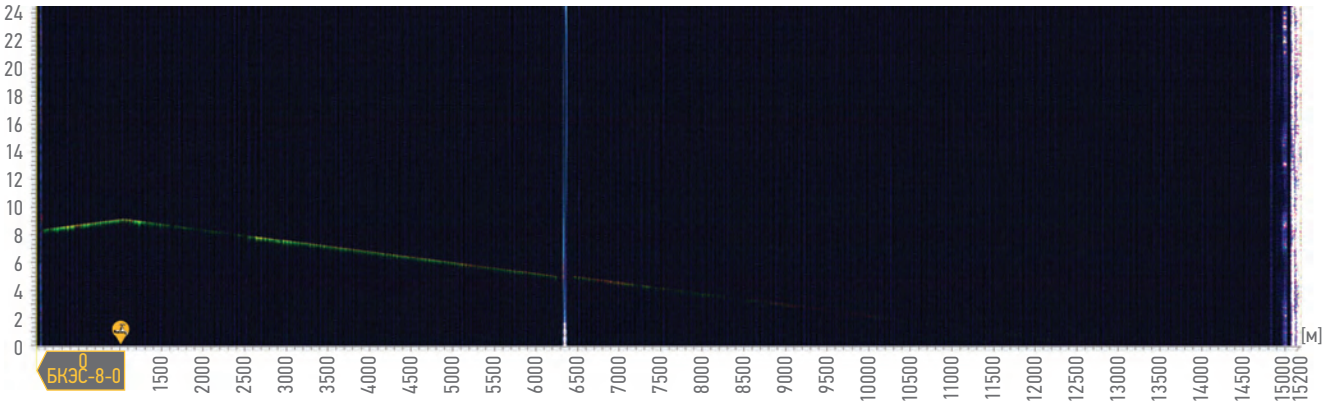


Рис. 8. Сигналограмма «водопад» с волной отрицательного давления (зеленая линия) при стационарном режиме работы трубопровода. Составлено авторами

Fig. 8. Waterfall signalogram with negative pressure wave (green line) during steady-state operation of the pipeline. Figure prepared by the authors

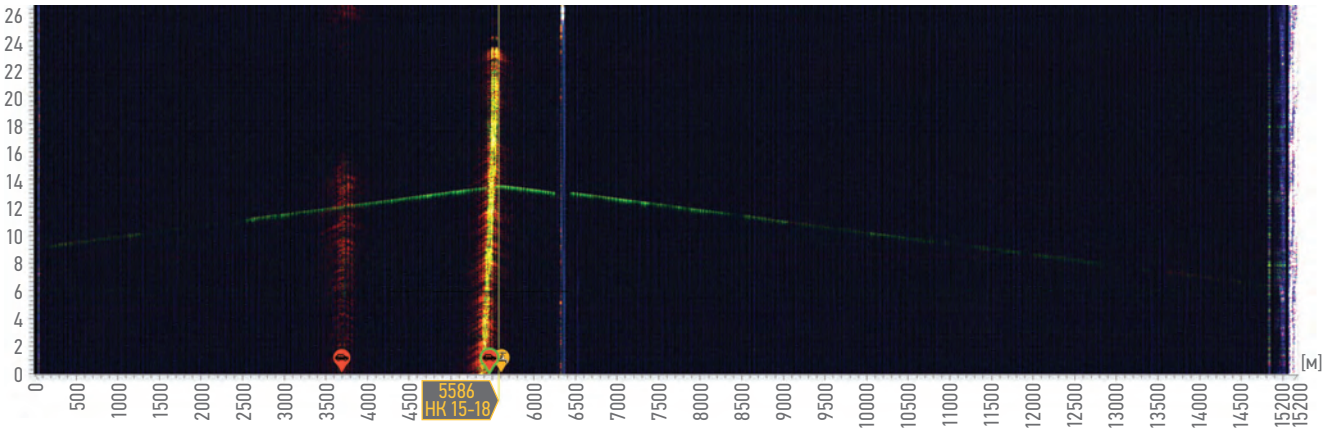


Рис. 9. Сигналограмма «водопад» с волной отрицательного давления (зеленая линия) на фоне шумов от движения автотранспорта (широкая желтая наклонная полоса). Составлено авторами

Fig. 9. Waterfall signalogram with a negative pressure wave (green line) on the background of noise from vehicle movement (wide yellow diagonal stripe). Figure prepared by the authors

ослабевает, но его все еще можно выделить на фоне шумов после дополнительной обработки.

Как видно на **рис. 8**, после возникновения утечки появился оранжевый значок на горизонтальной оси, который свидетельствует, что ПАК ОВРС «Дунай» правильно обнаружил, локализовал и классифицировал событие «утечка».

Во время испытаний создавались и были классифицированы помехи, которые могут возникать при несанкционированных врезках или попытках маскировать сливы из трубопровода. Для примера на **рис. 9** приведено детектирование помехи от движения тяжелого транспорта вблизи места «разгерметизации» (отбора нефти), маскирующее место слива.

На «водопаде» (**рис. 9**) виден четкий акустический след от грузовой машины на шасси КамАЗ в виде широкой жёлтой наклонной полосы, пересекающей точку отбора нефти («разгерметизации») в момент начала имитации утечки. Система ПАК ОВРС «Дунай» по параметрам виброакустических сигналов разделяет эти события и правильно относит их к классам «движение транспорта» и «утечка».

Обнаружение утечек при нестационарном режиме работы

Обнаружение утечек и исключение ложных срабатываний в нестационарных режимах является важной задачей. Как описано в обзорном разделе выше, чем больше датчиков могут регистрировать волны давления, тем более эффективно можно определить и отмаркировать распространяющиеся волны в трубопроводе. Оптоволоконный кабель в этом смысле эквивалентен 600 датчикам на 1 км, т.к. ПАК ОВРС «Дунай» извлекает акустические колебания с волокна каждые 1,6 м. Данное обстоятельство позволяет системе обнаруживать несколько одновременно происходящих утечек, работать в нестационарных условиях без дополнительной

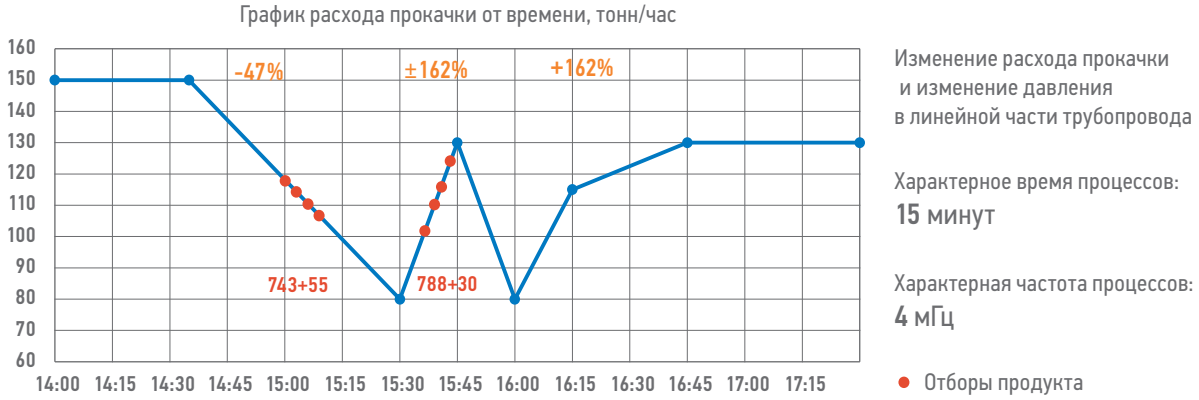
настройки, что упрощает их практической использование.

Во время испытаний системы ПАК ОВРС «Дунай» были организованы изменения расходов прокачки трубопровода по графику, представленному на **рис. 10**.

Проведенные испытания показали, что система ПАК ОВРС «Дунай» обнаружила и корректно локализовала все случаи открытия/закрытия отборного крана в нестационарных режимах. Во всех исследованных режимах работы не зарегистрировано ни одного ложного срабатывания.

Отслеживание положения внутритрубного поршня

В качестве внутритрубного поршня использовалось очистное устройство модели «Семигор-МД-С64-377». Назначение — очистка внутренней поверхности трубопровода от асфальто-смоло-парафиновых отложений, газовоздушных скоплений и прочих мягких отложений. Во время прохождения внутритрубного поршня через неоднородности трубопровода возникают перепады давления жидкости между манжетами, которые провоцируют волны давления



Стационарный режим	Нестационарные режимы	Время
Основной расход прокачки **150** т/час	Кратковременное понижение ↓↓ до **80** т/час, релаксационные процессы	14:35–15:30
	Кратковременное повышение ↑↑ до **130** т/час	15:30–15:45
	Повторное понижение ↓↓ до **80** т/час	15:45 –16:00
	Восстановление ↑↑ до **130** т/час	16:00–16:15

Рис. 10. График изменения расходов прокачки трубопровода. Составлено авторами
Fig. 10. Graph of pipeline flow rate changes. Figure prepared by the authors

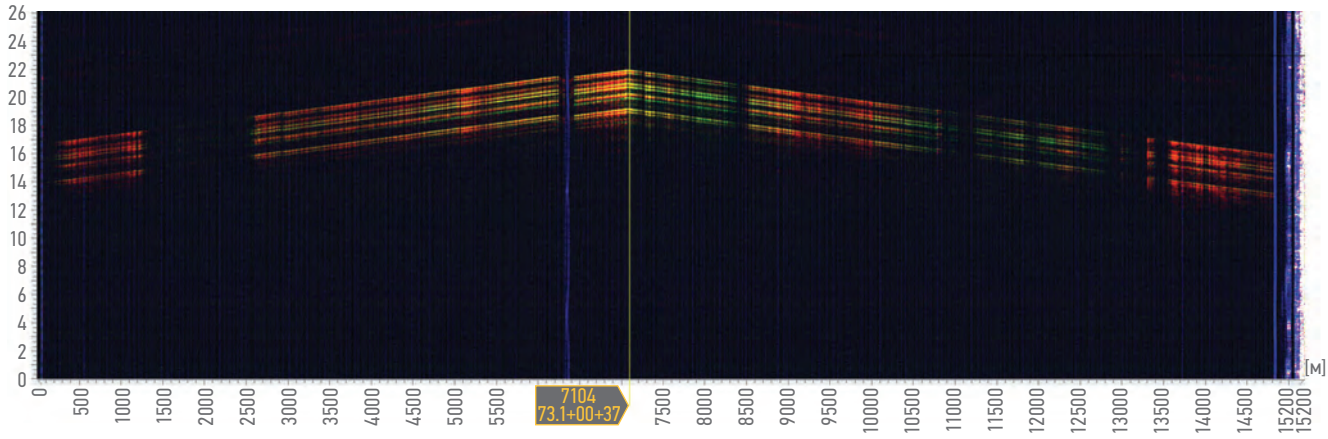


Рис. 11. Сигналограмма «водопад» при прохождении внутритрубного поршня. Составлено авторами
Fig. 11. Waterfall signalogram during the passage of an internal pipeline pig. Figure prepared by the authors

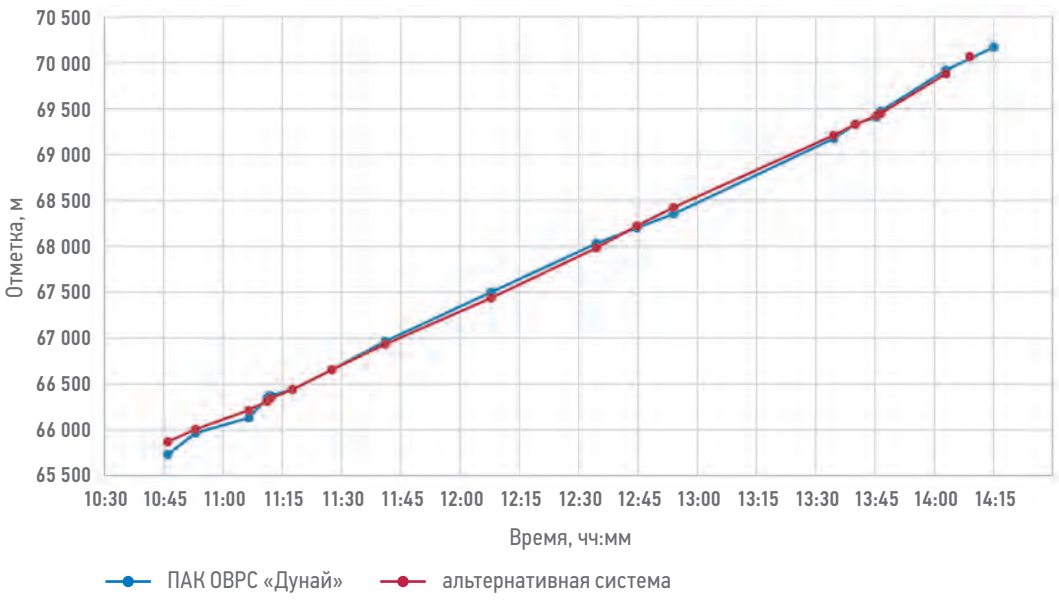


Рис. 12. График движения внутритрубного поршня по показаниям ПАК ОВРС «Дунай» и альтернативной системы мониторинга трубопроводов. Составлено авторами
Fig. 12. Graph of the internal pipeline pig movement based on readings from the DAS "Dunay" and an alternative pipeline monitoring system. Figure prepared by the authors

по трубопроводу, по сигналограмме похожие на утечку. Представлено на **рис. 11**.
Скорость распространения волны от очистного поршня совпадает со скоростью волн от утечки. Однако характер и частотный диапазон имеет значительные отличия, которые можно учесть при обработке и распознавании событий. Накопленную информацию о местоположениях внутритрубного поршня в различные моменты времени удобно представить в виде графика движения, на котором легко обнаружить место остановки внутритрубного поршня (**рис. 12**).
Проверка соответствия основных характеристик СОУ предъявляемым к ней требованиям выполнена в соответствии с методикой, описанной в разделе 2 настоящей статьи — путем сравнения журнала скрытых воздействий на объект испытаний и журнала регистрации событий в ПАК ОВРС «Дунай».
СОУ на основе ПАК ОВРС «Дунай» автоматически обнаруживает и классифицирует утечки за время не более 40 секунд с отклонением от места не более 43 метров. Сводные результаты приведены в **таблице 1**.

ВЫВОДЫ

Обозначены предпосылки для стандартных стендовых испытаний, позволяющие проводить сравнение технических характеристик опросных устройств распределенных волоконно-оптических датчиков (таких, как чувствительность, разрешающая способность, динамический диапазон).
Предложена и опробована методика полевых испытаний систем обнаружения утечек в продуктопроводах, позволяющая сравнивать характеристики оптоволоконных систем и систем, созданных на других физических принципах.
Проведенные с использованием предложенной методики испытания системы обнаружения утечек на основе когерентного фазочувствительного рефлектометра ПАК ОВРС

Таблица 1. Фактические характеристики СОУ на основе ПАК ОВРС «Дунай». Составлено авторами
Table 1. Actual characteristics of Leak Detection Systems based on DAS «Dunay». Prepared by the authors

	Тестовое воздействие на охранном участке	Фактически достигнутые показатели СОУ на основе ПАК ОВРС «Дунай»	
№	Режим работы трубопровода	Точность местоположения утечки, м	Время обнаружения утечки, мин
1	Стационарный	от 3 до 43	от 0,033 до 0,7
2	Нестационарный: изменение давления в линейной части и остановка прокачки трубопровода	от 4 до 28	от 0,033 до 0,75
3	Нестационарный: прохождение внутритрубного поршня на фоне	от 4 до 38	от 0,033 до 0,4
4	Движение автотранспорта / копка тяжелой техникой	от 4 до 28	от 0,033 до 0,75

«Дунай» показали высокую надежность, точность локализации и быстродействие системы.

СОУ на основе ПАК ОВРС «Дунай» обнаружила все классы воздействия с точностью локализации и временем обнаружения, указанным в **табл. 1**. Как точность локализации, так и время обнаружения оказались лучше требований, указанных ТТР-01.02.-06. Во время испытания были обнаружены и правильно локализованы все тестовые сливы нефти, в том числе в условиях действия маскирующих помех как в стационарном, так и в нестационарном режимах работы. Ложных срабатываний не обнаружено ни в одном режиме работы. Подтверждена пригодность методики для полевых испытаний с целью проверки заявляемых производителем характеристик и соответствия требованиям нормативных документов.

Список литературы

1. *Murvay P., Loan Silea L.* A Survey on Gas Leak Prevention and Localization Techniques // Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Vol. 25, No 6, 2012, pp. 966–973.

2. Волновой метод — переотражение волн // Особенности системотехники СОУ и систем мониторинга. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://prosou.ru/viewtopic.php?t=153 (дата обращения 15.11.2023).

3.*Зезин В.Г.* Нестационарные процессы гидродинамики. Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2011.

4. *Бухарин М., Горбуленко В., Наний О., Никитин С., Трещиков В., Фомиряков Э., Харасов Д.* Когерентный рэлеевский рефлектометр. теперь и измерение температуры // Фотон-экспресс. Март 2019. №2 (154).

5. SEAFOM, DAS Parameter Definitions and Tests, Document No: SEAFOM. Measuring Sensor Performance Document — (SEAFOM MSP-02 V2.0).

6.*Дудин А.С., Харасов Д.Р., Фомиряков Э.А., Никитин С.П., Наний О.Е., Трещиков В.Н.* Новая методика измерения шумовых характеристик эрбиевых усилителей для когерентного рефлектометра // Спецвыпуск «Фотон-экспресс-наука 2023». №6 2023

7. *Faruk Uyar, Tolga Kartaloglu, Ibrahim Ozdur and Ekmel Ozbay.* Field Test and Fading Measurement of a Distributed Acoustic Sensor System over a 50 km-long Fiber, Proc. of SPIE Vol. 10654 106540D-8.

8.*Васютинская С.И.* Методика испытаний систем контроля активности для мониторинга газонефтепроводов // Вестник Трубопроводных Технологий (Pipeline Technology Journal), № 2/2020.

9.*Minto Chris*. Overcoming Challenges In Performance Validation Of Fiber-Optic Pipeline Leak Detection Systems, Pipeline Technology Journal 1/2020.

10. ПАО Транснефть, Б.5 Методы испытаний систем обнаружения утечек., Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы обнаружения утечек. Общие технические требования, ОТТ-13.320.00-КТН-288-19 (с изм. 1).

11. OptaSense, FOSA webinar Overcoming Validation & Verification Difficulties for Pipeline Leak Detection-OptaSense, https://youtu.be/PWtaCLppFVc?si=JeyyafQS-wSJ6QHX

12. *Dr Jun Zhang, Andy Hoffman, Adrian Kane, John Lewis*. Development of pipeline leak detection t echnologies. Proceedings of 2014 10th International Pipeline Conference. September 29- October 3, 2014, Calgary, Alberta, Canada.

13. *Васютинская С.И.* Применение оптоволоконной системы мониторинга трубопроводов «Омега» для предотвращения технологических рисков // Вестник Трубопроводных Технологий (Pipeline Technology Journal), № 3 / 2019.

14. *First A. Jiancun Zuo, Second B. Yang Zhang, Third C. Hongxuan Xu, Fourth D. Xianxun Zhu, Fifth E. Zhiyang Zhao, Sixth F. Xiong Wei, Seventh G. Xu Wang.* Pipeline Leak Detection Technology Based on Distributed Optical Fiber Acoustic Sensing System, IEEE Access. — 2020. — T. 8. — C. 30789-30796.

References

1. Murvay P., Loan Silea L. A Survey on Gas Leak Prevention and Localization Techniques // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Vol. 25, No 6, 2012, pp. 966–973.

2. Wave Method — Wave Reflection. [Online]. Available: http://prosou.ru/viewtopic.php?t=153 (Accessed: Nov 15, 2023).

3. Zezin V.G. Nonstationary Hydrodynamic Processes, Chelyabinsk: Yuzhno-Ural State University Publishing House, 2011.

4. Bukharin M., Gorbulenko V., Naniy O., Nikitin S., Treschikov V., Fomiryakov E., Karasov D., Coherent Rayleigh Reflectometer. Now Also Measures Temperature. *Photon Express*, No. 2 (154), March 2019.

5. SEAFOM, DAS Parameter Definitions and Tests, Document No: SEAFOM MSP-02 V2.0.

6. Dudin A.S., Karasov D.R., Fomiryakov E.A., Nikitin S.P., Naniy O.E., Treschikov V.N. New Methodology for Measuring Noise Characteristics of Erbium Amplifiers for Coherent Reflectometers. *Photon Express Science* 2023, Special Issue No. 6, 2023.

7. Faruk Uyar, Tolga Kartaloglu, Ibrahim Ozdur, and Ekmel Ozbay. Field Test and Fading Measurement of a Distributed Acoustic Sensor System over a 50 km-long Fiber. Proc. of SPIE, Vol. 10654, 106540D-8, 2018.

8. Vasutinskaya S.I. Methodology for Testing Activity Control Systems for Monitoring Oil and Gas Pipelines. *Pipeline Technology Journal*, No. 2/2020.

9. Minto Chris. Overcoming Challenges in Performance Validation of Fiber-Optic Pipeline Leak Detection Systems. *Pipeline Technology Journal*, 1/2020.

10. PAO Transneft, Methods for Testing Leak Detection Systems, Mainline Pipeline Transportation of Oil and Oil Products. Leak Detection Systems. General Technical Requirements, OTT-13.320.00-KTN-288-19 (with amendments 1).

11. OptaSense, FOSA Webinar: Overcoming Validation & Verification Difficulties for Pipeline Leak Detection, Available: https://youtu.be/PWtaCLppFVc?si=JeyyafQS-wSJ6QHX (Accessed: [Nov 15, 2023]).

12. Dr. Jun Zhang, Andy Hoffman, Adrian Kane, John Lewis. Development of Pipeline Leak Detection Technologies, Proceedings of 2014 10th International Pipeline Conference, September 29–October 3, 2014, Calgary, Alberta, Canada.

13. Vasutinskaya S.I. Application of Omega Optical Fiber Monitoring System for Preventing Technological Risks. Pipeline Technology Journal, No. 3/2019.

14. First A. Jiancun Zuo, Second B. Yang Zhang, Third C. Hongxuan Xu, Fourth D. Xianxun Zhu, Fifth E. Zhiyang Zhao, Sixth F. Xiong Wei, Seventh G. Xu Wang. Pipeline Leak Detection Technology Based on Distributed Optical Fiber Acoustic Sensing System. IEEE Access, Vol. 8, pp. 30789-30796, 2020.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.О. Кислицын — разработка методики испытаний, анализ результатов, обоснование преимуществ распределенных волоконных систем. Подготовка текстовой и графической части статьи. Принимает на себя ответственность за все аспекты работы.
В.А. Оленев — координация полевых испытаний, обеспечение тестовой инфраструктуры.
О.В. Миронов — контроль испытаний на объектах, предоставление данных по эксплуатации трубопроводов. Сопровождение технологических процессов полевых испытаний: координация подразделений, планирование ресурсов.
А.О. Галочкин — участие в организации полевых испытаний, анализ характеристик трубопроводов, авторский контроль испытаний.
В.Н. Трещиков — постановка научно-экспериментальных исследований, разработка аналитической модели оптоволоконной технологии сенсорной системы
О.Е. Наний — разработка технических решений для сенсоров, участие в интерпретации данных. Экспертиза результатов.
Д.О. Слободсков — проведение полевых испытаний, сбор и обработка экспериментальных данных. Подготовка текстовой и графической части статьи.
В.Н. Дурягин — анализ цифровых технологий интеграции систем обнаружения утечек. Контроль качества работ и сроков выполнения.
Д.Ю. Саяпин — оценка влияния внешних факторов на результаты испытаний. Экспертиза результатов.
А.В. Стельмашук — анализ и подготовка оптоволоконной линии к испытаниям.

Vasiliy O. Kislitsyn — development of test methodologies, analysis of results, justification of the advantages of distributed fiber-optic systems. Responsible for preparing both the textual and graphical components of the article. Takes full responsibility for all aspects of the work.
Valeriy A. Olenev — coordination of natural tests, provision of test infrastructure
Oleg V. Myronov — control of tests on site, provision of data on pipeline operations. Coordination of technological processes during field tests: coordination of departments, resource planning.

Andrey O. Galochkin — participation in organizing natural tests, analysis of pipeline characteristics, authorial control of tests.
Vladimir N. Treschikov — assigned and designed scientific experimental research, developed an analytical model for fiber-optic sensor system technology.

Oleg E. Naniy — development of technical solutions for sensors, participation in data interpretation. Expertise in results evaluation.
Denis O. Slobodskov — conducting natural tests, collection and processing of experimental data. Preparation of the text and graphical components of the article.
Victor N. Duryagin — analysis of digital technologies for integrating leak detection systems. Quality control of work and adherence to deadlines.
Dmitry Yu. Sayapin — evaluation of the impact of external factors on the test results. Results expertise.

Anton V. Stelmashuk — analysis and preparation of the optical fiber line for testing

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Василий Олегович Кислицын* — заместитель генерального директора по разработке, ООО «Т8 Сенсор»
e-mail: kislitsyn@t8.ru
107076, Россия, г Москва, Краснобогатырская ул., д. 44, стр. 1.

Валерий Александрович Оленев — начальник управления инфраструктуры, Группа компаний «Газпром нефть»

Олег Викторович Миронов — начальник отдела по эксплуатации трубопроводов, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Олегович Галочкин — ГС отдела эксплуатации трубопроводов, Группа компаний «Газпром нефть»

Vasiliy O. Kislitsyn* — Deputy General Director for Research and Development, LLC T8 Sensor
e-mail: kislitsyn@t8.ru
44/1, Krasnobogatyrskaya str., 107076 , Moscow, Russia.

Valeriy A. Olenev — Head of Infrastructure Management, Gazprom neft company group

Oleg V. Myronov — Head of Pipeline Operations Department, Gazprom neft company group

Andrey O. Galochkin — Specialist of the Operations Department, Gazprom neft company group

Владимир Николаевич Трещиков — доктор технических наук, генеральный директор, ООО «Т8 Сенсор»

Олег Евгеньевич Наний — доктор физико-математических наук, профессор, начальник научного отдела, ООО «Т8 Сенсор»

Денис Олегович Слободсков — технический менеджер проекта, ООО «Т8 Сенсор»

Виктор Николаевич Дурягин — кандидат технических наук, менеджер технологических сервисов, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Юрьевич Саяпин — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Антон Викторович Стельмашук — бизнес-партнер по инновационным цифровым технологиям, Группа компаний «Газпром нефть»

Vladimir N. Treschikov — Dr. Sci. (Eng.), General Director, LLC T8 Sensor

Oleg E. Naniy — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Prof., Head of the Scientific Department, LLC T8 Sensor

Denis O. Slobodskov — Project Technical Manager, LLC T8 Sensor

Victor N. Duryagin — Cand. Sci. (Eng.), Manager of Technological Services, Gazprom neft company group

Dmitry Yu. Sayapin — Head of Direction, Gazprom neft company group

Anton V. Stelmashuk — Business Partner for Innovative Digital Technologies, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УДК 622.276.05
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-123-131

НЕФТЕ-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА УСТЬЕВОЙ ОБВЯЗКИ СКВАЖИН

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

Д.М. Овчаренко[2], В.А. Тимошенко[2], Д.Д. Сидоренко[1,*], М.В. Симонов[1], А.В. Федоров[2], И.О. Ходаков[1], Р.Н. Коротков[2]
[1]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург
[2]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Томск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В условиях высокой коррозионной агрессивности добываемой продукции актуальной задачей является поиск новых решений для защиты скважинного оборудования. В рамках данной работы проведен анализ существующих решений по борьбе с коррозией, а также предлагается использовать нетиповой протектор коррозии для защиты устьевой обвязки скважины от преждевременного износа.

Цель. Разработка нового технического решения по защите устьевой обвязки скважин от коррозионного износа.

Материалы и методы. В качестве исходных данных использовались текущие режимы работы скважин, а также данные о геометрических параметрах протектора коррозии. Для проведения расчетов использовался пакет макросов на языке программирования VBA.

Результаты. Предложен новый способ защиты устьевой обвязки скважин от коррозии, разработан нетиповой протектор коррозии, создан универсальный инструмент по подбору типоразмеров протекторов коррозии, расчетным путем доказана эффективность предлагаемого решения.

Заключение. В результате проведенного анализа, расчетов и опытно-промышленных испытаний определено, что протектор коррозии является эффективным методом борьбы с коррозией, а также не влияет на режим работы скважины.

Ключевые слова: электрохимическая коррозия, устьевая обвязка, высокообводненная продукция, скорость коррозии, коррозионная агрессивность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Овчаренко Д.М., Тимошенко В.А., Сидоренко Д.Д., Симонов М.В., Федоров А.В., Ходаков И.О., Коротков Р.Н. Использование протекторной защиты для предотвращения коррозионного износа устьевой обвязки скважин. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):123–131. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-123-131

Статья поступила в редакцию 27.11.2024
Принята к публикации 12.12.2024
Опубликована 31.03.2025

USE OF PROTECTOR TO PREVENT CORROSIVE WEAR OF WELLHEAD PROCESS PIPING

Diana M. Ovcharenko[2], Viktor A. Timoshenko[2], Daniil D. Sidorenko[1,*], Andrey V. Fedorov[2], Maksim V. Simonov[1], Ilya O. Khodakov[1], Roman N. Korotkov[2]
[1]Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg
[2]Gazprom neft company group, RF, Tomsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. In conditions of high corrosive aggressiveness of the produced products the actual task is to search for new solutions for protection of downhole equipment. This paper analyses existing solutions for corrosion control and proposes the use of an untypical corrosion protector to protect the wellhead tie-in from premature wear.

Aim. Development of a new technical solution to protect wellhead piping from corrosive wear and tear

Materials and methods. Well performance data as well as data on geometric parameters of the corrosion protector were used as input data. The macro package in the VBA programming language was used to perform calculations.

Results. A new method of protection of wellhead piping from corrosion was proposed, a non-typical corrosion protector was developed, universal tool for selection of corrosion protector sizes was created, and the effectiveness of the proposed solution was proved by calculations

Conclusion. As a result of the analysis, calculations and pilot tests, it was determined that the corrosion protector is an effective method of corrosion control, as well as does not affect the mode of operation of the well.

Keywords: electrochemical corrosion, wellhead piping, high-water production, corrosion rate, corrosion aggressiveness

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

For citation: Ovcharenko D.M., Timoshenko V.A., Sidorenko D.D., Fedorov A.V., Simonov M.V., Khodakov I.O., Korotkov R.N. Use of protector to prevent corrosive wear of wellhead process piping. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):123–131. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-123-131

Manuscript received 27.11.2024
Accepted 12.12.2024
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день борьба с коррозией по-прежнему остается одним из самых острых вызовов нефтегазовой отрасли. Высокое содержание воды и коррозионная агрессивность компонентов (H_2S, CO_2) добываемой продукции приводят к преждевременному износу нефтепромыслового оборудования и увеличению операционных затрат на замену корродированных участков. Актуальность поиска эффективных способов борьбы с коррозией обусловлена положениями Энергетической стратегии развития Российской Федерации на период до 2035 года [1], где в комплекс ключевых мер по обеспечению стабильного уровня добычи нефти входит эффективная разработка зрелых месторождений и введение в экономический оборот высокообводненных скважин.

ДЛЯ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ СКВАЖИН ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ СПОСОБ ЗАЩИТЫ УСТЬЕВОЙ ОБВЯЗКИ, РАЗРАБОТАН НЕТИПОВОЙ ПРОТЕКТОР КОРРОЗИИ, СОЗДАН УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПО ПОДБОРУ ТИПОРАЗМЕРОВ ПРОТЕКТОРОВ КОРРОЗИИ, РАСЧЕТНЫМ ПУТЕМ ДОКАЗАНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛАГАЕМОГО РЕШЕНИЯ.

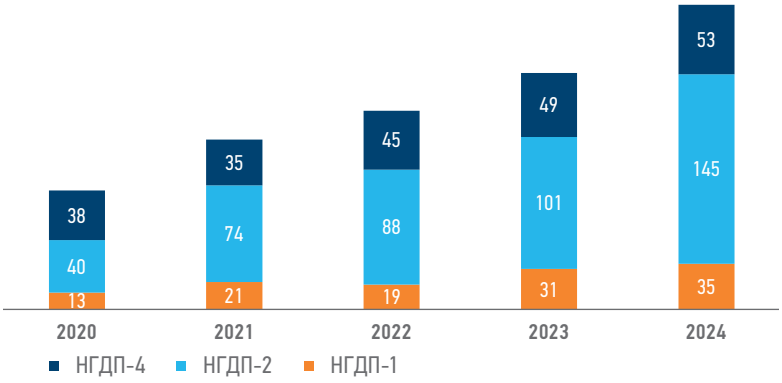


Рис. 1. Динамика отказов на устьевой обвязке по причине внутренней коррозии по предприятию Группы компаний «Газпром нефть» на ноябрь 2024 года. Составлено авторами

Fig. 1. Failure dynamics at the wellhead assembly due to internal corrosion at Gazprom neft company group as of November 2024. Compiled by the authors

На **рис. 1** приведена динамика отказов, исходя из которой можно сделать следующий вывод: внутренняя коррозия вносит существенный вклад в общую статистику отказов работы нефтепромыслового оборудования дочернего общества (ДО). Средняя скорость по предприятию достигает порядка 2 мм/год, что влечет за собой рост таких отказов и формирует проблематику исследования. Наибольшему коррозионному износу подвергается устьевая обвязка скважин. К очагам возникновения коррозии относятся манифольд, обратный клапан, запорная арматура, фланцевые соединения, отводы и тройники. Частота отказов приведена на **рис. 2**.

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ

Всего в периметре компании за 5 лет зарегистрировано 15 успешных решений (**рис. 3**) по защите оборудования от коррозии. Значимая часть из них — использование ингибиторов.

В периметре ДО использование ингибитора коррозии малоэффективно для защиты устьевой обвязки скважин: в **таблице 1** приведены данные по отказам скважины X с учетом ее защиты от коррозионного износа. Кроме того, такой способ является дорогостоящим и требует регулярного обновления состава, а корродированные участки — замены.

В мировой и отечественной практике нефтегазовых компаний существует множество способов защиты металла от коррозии, позволяющих существенно продлить срок службы оборудования. В ходе исследования был проведен сравнительный анализ существующих методов по значимым критериям [2, 3, 4], результаты сравнения приведены в **таблице 2**.

В результате проведенного анализа можно сделать вывод, что использование протектора коррозии является новой, перспективной и оптимальной технологией для защиты устьевой обвязки скважин по критериям: надежность, стоимость и простота технологии.

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

Суть предлагаемого решения заключается в установке цинкового протектора коррозии в манифольд скважины для борьбы с внутренней коррозией. Протекторная защита заключается в присоединении к защищаемому объекту (скважине) металла, имеющего более электроотрицательный потенциал, вследствие чего подвергается коррозии более активный металл. В качестве материала выбран цинк ввиду наибольшей электроотрицательности по сравнению с магниевыми и алюминиевыми проекторами.
Ввиду отсутствия готовых решений по использованию протекторов для борьбы с внутренней коррозией разработан технический чертеж нетипового протектора в виде стрежня (см. **рис. 4**).
Для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) выбрана скважина-кандидат Y, состоящая в осложненном фонде ДО. Базовым вариантом защиты от коррозии данной скважины является ингибитор Азол 3020 марки А. Основные параметры режима работы скважины приведены в **таблице 3**.

РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Для системы «скважина — наземная инфраструктура» протектор коррозии является дополнительным локальным сопротивлением, которое может негативно повлиять на режим работы скважины. Локальными сопротивлениями в нефтегазодобывающей промышленности могут выступать различные ограничители потока: обратный клапан, соединительные элементы, штуцер.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Оценить влияние протектора на изменение режима работы скважины.

МОДЕЛЬ

Основными участками потерь давления при установке протектора будут являться соединительные сужения между секциями протектора, тогда следует рассматривать протектор коррозии как последовательное соединение сужений и расширений. Ключевым элементом такого локального сопротивления является диаметр сужения (d_{choke}), который определяет возможное снижение давления при известных значениях Q_{liq}, $P_{in/out}$. Для описания падения давления на каждой секции протектора используется модель Перкинса [5], схема которой приведена на **рис. 5**.

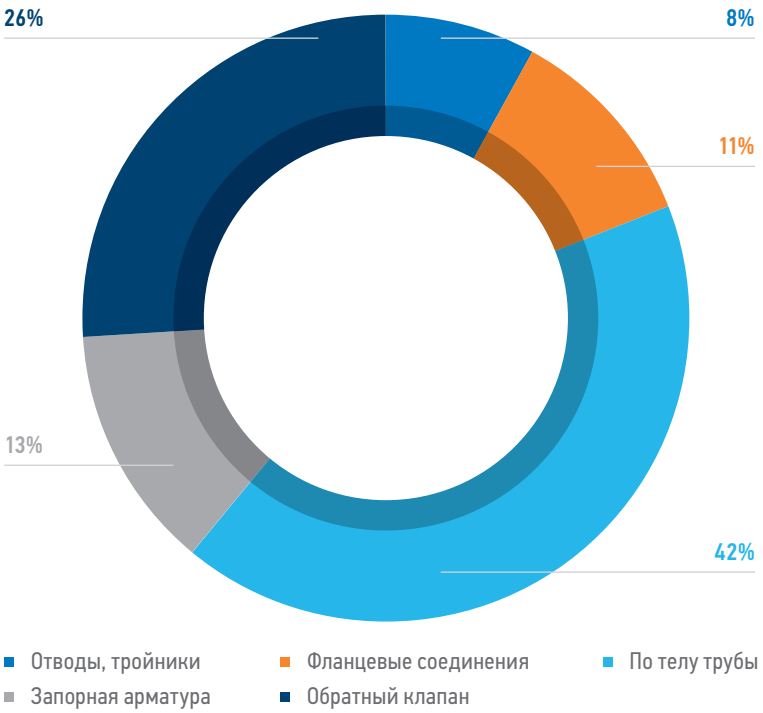


Рис. 2. Доля отказов на объектах устьевой обвязки скважин в общей статистике по предприятию Группы компаний «Газпром нефть» на ноябрь 2024 года. Составлено авторами
Fig. 2. The share of failures at wellhead assembly units in the overall statistics for Gazprom neft company group as of November 2024. Compiled by the authors

Рис. 3. Соотношение используемых технологий в периметре компании. Составлено авторами
Fig. 3. Ratio of technologies used within the company scope. Complied by the authors

Таблица 1. Динамика отказов по скважине X в период использования ингибитора коррозии за 2024 год. Составлено авторами
Table 1. Failure dynamics of well X during the use of a corrosion inhibitor in 2024. Complied by the authors

Дата отказа	Место отказа	Наработка, дней
26.05.2024	на входе в АГЗУ	67
12.07.2024	по телу ОК АГЗУ	47

Тогда модель протектора коррозии можно представить так, как показано на **рис. 6**.

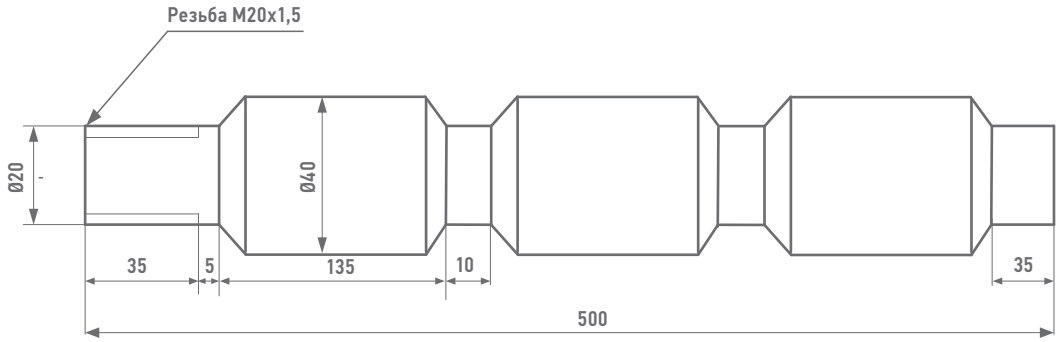


Рис. 4. Технический чертеж нетипового цинкового протектора. Составлено авторами
Fig. 4. Technical drawing of a non-standard zinc anode. Complied by the authors

Таблица 1. Динамика отказов по скважине X в период использования ингибитора коррозии за 2024 год. Составлено авторами
Table 1. Failure dynamics of well X during the use of a corrosion inhibitor in 2024. Complied by the authors

Дата отказа	Место отказа	Наработка, дней
26.05.2024	на входе в АГЗУ	67
12.07.2024	по телу ОК АГЗУ	47

$$\begin{cases} P_{лин} = \text{const}, & (1) \\ P_{буф\,pr} = f(Q_{liq}, WCT, Q_{gas_nkt}, P_{лин}, d_{pipe}, d_{choke}), & (2) \\ Q_{gas_nkt} = Q_{gas} \cdot (1 - k_{sep}), & (3) \end{cases}$$

где $P_{буф\,pr}$ — буферное давление после установки протектора, $P_{лин}$ — линейное давление, Q_{liq} — дебит жидкости, d_{pipe} — диаметр трубы, d_{choke} — диаметр сужения секции протектора, Q_{gas} — дебит газа, Q_{gas_nkt} — дебит газа

Таблица 2. Сравнительная таблица возможных методов борьбы с коррозией. Составлено авторами
Table 2. Comparative table of possible methods to combat corrosion. Complied by the authors

Критерий	Защитное покрытие	Коррозионно-стойкое покрытие	Ингибитор коррозии	Протекторная защита	Анодная защита
Особенности	Деградация материала со временем	Применение легированных материалов	Поставка химикатов, обновление состава	Защита отдельных участков	Требуется электроэнергия
Средний срок службы, лет	5-10	10 и более	До 5	5-10	10 и более
Устойчивость к нагрузкам	2	1	1	1	1
Надежность	2	1	1	1	1
Стоимость	1	3	3	1	3
Эффективность	2	1	2	2	1
Простота	1	1	3	1	3

Оценка критерия	1 — высокий	2 — средний	3 — низкий

Таблица 3. Основные параметры скважины-кандидата для ОПИ
Table 3. Key parameters of a candidate well for field trials

Параметр	Единицы измерения	Значение
Дебит жидкости, Q_{liq}	м^3/сут	89
Обводненность, WCT	%	87
Дебит нефти, Q_{oil}	т/сут	9
Дебит газа, Q_{gas}	м^3/сут	12886
Защита	-	Ингибиторная защита Азол3020, марка А
Срок эксплуатации	лет	9
Скорость коррозии	мм/год	1,5
Количество отказов	раз/год	3

в насосно-компрессорных трубах, k_{sep} — коэффициент сепарации.
Исходя из уравнения (2) проводится расчет $P_{буф\,pr}$ против потока от известного значения $P_{лин}$ (1) при текущем расходе скважины. Затем производится сравнение с фактическим значением $P_{буф}$. Если $P_{буф\,pr}$ и $P_{буф}$ значительно отличаются друг от друга, то установка протектора влечет за собой изменения режима работы скважины.
Также проведен расчет установки двухсекционного протектора в манифольд скважины X, влияние на режим работы незначительно. Исходя из результатов расчета можно сделать вывод, что установка протектора не повлияет на режим работы скважины Y.

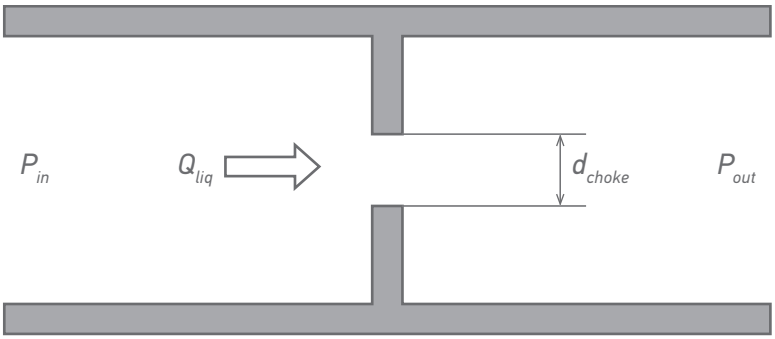


Рис. 5. Модель Перкинса для местного сопротивления [5]
Fig. 5. Perkins model for local resistance [5]

ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ (ОПИ)

Перед установкой проведена ультразвуковая толщинометрия стенок труб и фасонных деталей в различных участках обвязки скважины при помощи толщиномера ультразвукового А1208. Минимальная измеренная толщина стенки составила 5,4 мм при номинальной 8,0 мм и отбраковочной 2,0 мм. Таким образом, средняя скорость коррозии по скважине Y составит 1,3 мм/год, а остаточный срок службы — 2,5 года.
Ключевым показателем эффективности определена защита при средней скорости коррозии не более 0,1 мм/год.
22.09.2024 в манифольд скважины Y установлен трехсекционный протектор коррозии. Схема устьевой обвязки и место установки протектора приведены на **рис. 7**.
На сегодняшний день экспериментально не получено изменений по продуктивности, скважина работает в стабильном режиме, ее динамика по дебиту жидкости приведена на **рис. 8**. Период безотказной работы

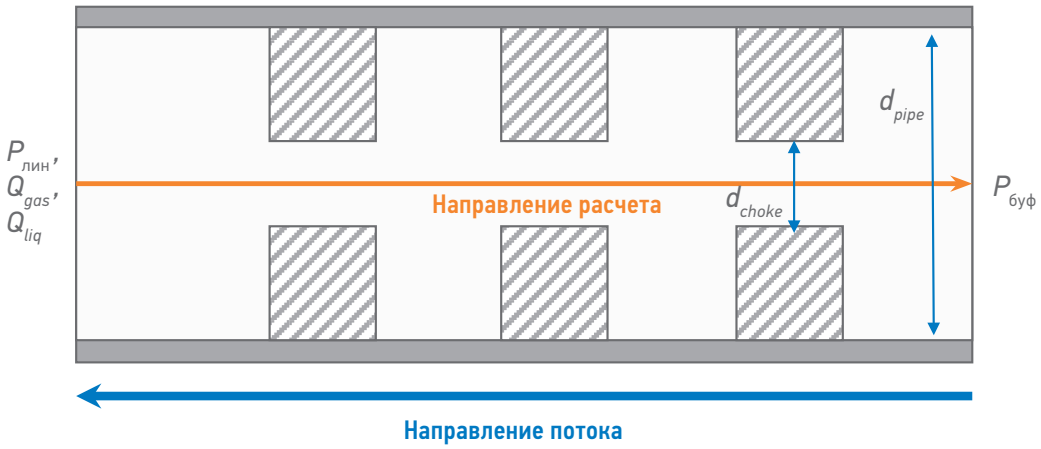


Рис. 6. Схема гидравлической модели протектора коррозии. Составлено авторами
Fig. 6. Scheme of the hydraulic model of the corrosion protector. Complied by the authors

Таблица 5. Сопоставление расчета и фактического режима работы скважины. Составлено авторами
Table 5. Comparison of calculation and actual well operation mode. Complied by the authors

Скважина	Дата	$Q_ж$, м³/сут	$Q_г$, тыс. м³/сут	$P_{лин}$, атм	$P_{буф}$, атм	$P_{буф}$ модель, атм	dP, атм
Y	01.11.2024	87	12,8	19	19	18,6	-0,4
Y	10.11.2024	90	12,4	19	20	19,6	-0,4
X	01.11.2024	74	27,1	19	20	19,5	-0,5
X	17.11.2024	76	26,7	18	19	18,5	-0,5

Схема скважины 1214, куст №10 Арчинского месторождения

Условные обозначения деталей:
1. Фланцевая пара 65×350
2. Фланец 65×350
3. Труба Ø89×8, сталь 13ХФА, ТУ1317-006.1-593377520-2003
4. ЗКЛ 80×40
5. Тройник обратного клапана Ø89×8
6. Отвод 90° Ø89×8, сталь 13ХФА
7. Тройник равнопроходной Ø89×8, сталь 13 ХФА
8. Фланцевая пара 80×350
9. Протекторная защита от коррозии

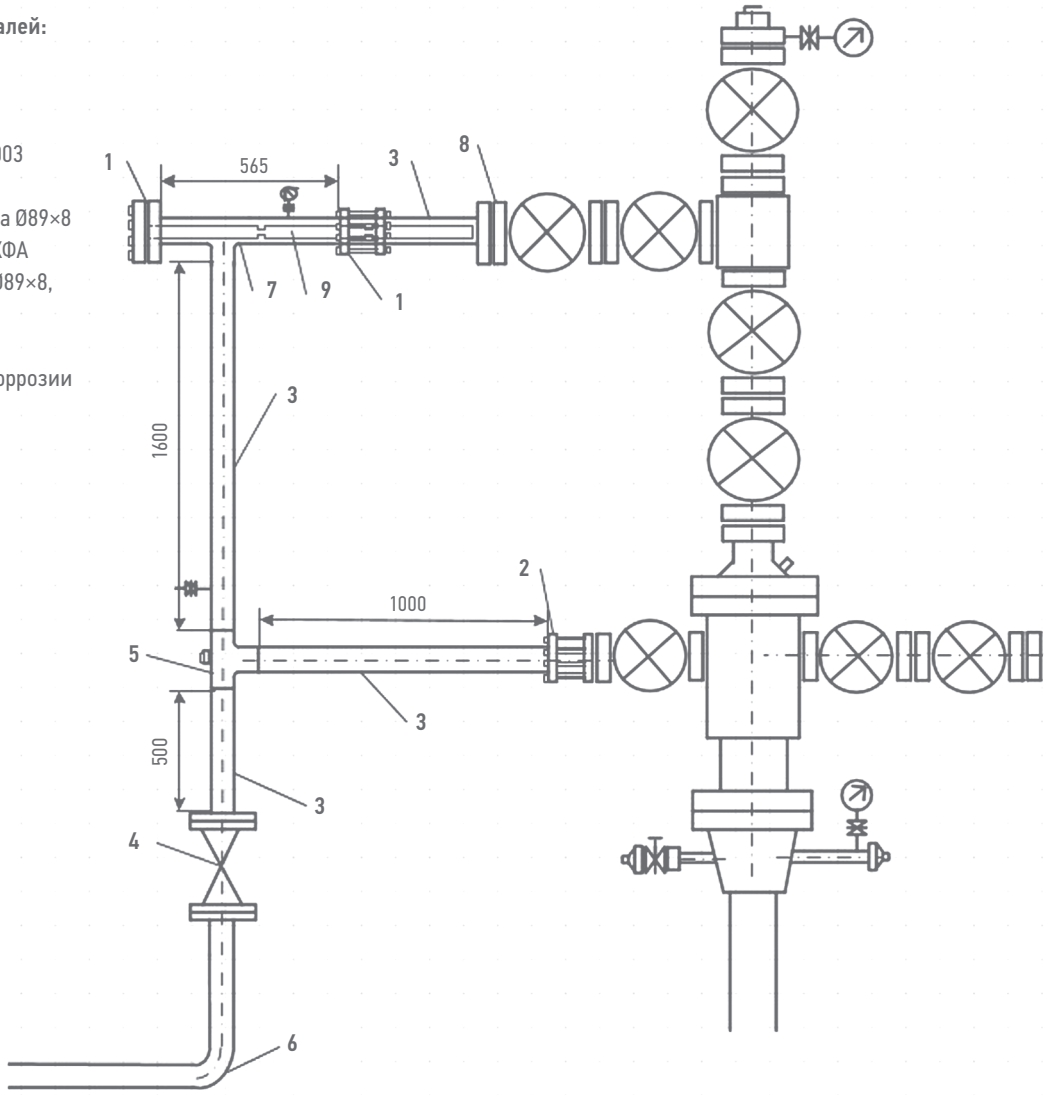


Рис. 7. Схема установки протектора. Составлено авторами
Fig. 7. Tread installation scheme. Complied by the authors

скважины Y по состоянию на 01.12.2024 составил 71 день.

Результаты расчетов и сравнение с фактическим режимом работы скважин приведены в **таблице 5**.

Так как процесс образования коррозии зависит от скорости массопереноса и скорости реакции между агрессивной средой и внутренней поверхностью элементов фонтанной арматуры, необходимо оценить процессы, происходящие в фонтанной арматуре.

Для качественной оценки процесса образования коррозии проведено моделирование потока в CFX-симуляторе (**рис. 9**).

Наименьшая скорость потока наблюдаются в области контакта потока с внутренними стенками арматуры. Исходя из закона Ньютона:

$$\begin{cases} \tau = -\mu \dfrac{du}{dr}, \\ v(r) = v_{max}\left(1 - \dfrac{r^2}{R^2}\right), \end{cases}$$

где τ — касательное напряжение жидкости, r — расстояние от оси трубы, R — радиус трубы, μ — вязкость жидкости.

Определим градиент скорости и зависимость касательного напряжения от радиуса

$$\frac{du}{dr} = -2r\frac{v_{max}}{R^2} \rightarrow \tau(r) = 2\mu r\frac{v_{max}}{R^2}.$$

Таким образом, можно сделать вывод: касательное напряжение увеличивается с отдалением от центра потока, а максимальная скорость наблюдается в центре потока и уменьшается по мере приближения к внутренней поверхности

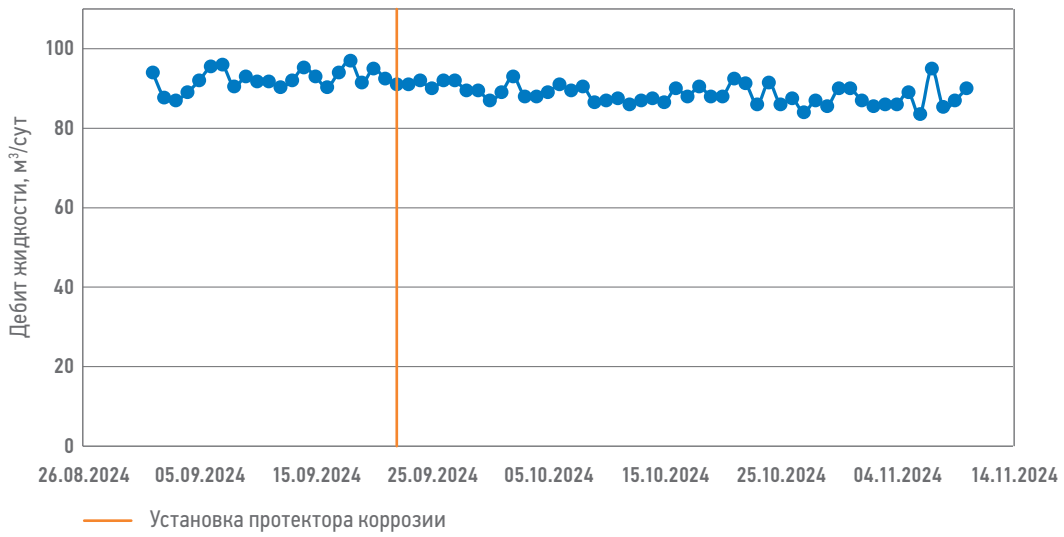


Рис. 8. Динамика дебита жидкости скважины Y до и после установки протектора коррозии. Составлено авторами
Fig. 8. Dynamics of well fluid flow rate before and after corrosion protector installation. Complied by the authors

трубы, что отражено на профиле скоростей. В связи с этим внутренняя поверхность труб фонтанной арматуры наиболее подвержена образованию коррозии, что подтверждается статистикой, приведенной на рис. 2. Поэтому место установки протектора в манифольде является оптимальным.

ОЦЕНКА РИСКОВ

Для оценки использования протектора коррозии построена тепловая карта возможных рисков, а также разработаны меры реагирования на них (рис. 10).

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Применение протектора коррозии позволяет уменьшить затраты на замену участков, подвергшихся коррозии.

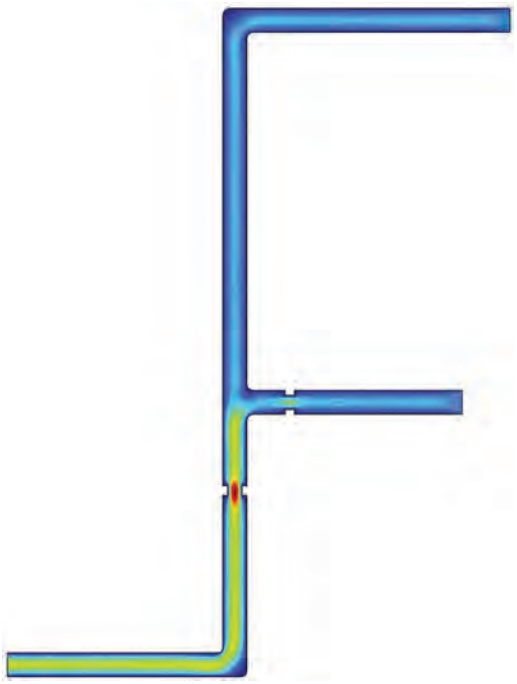


Рис. 9. Профиль скоростей в фонтанной арматуре. Составлено авторами
Fig. 9. Velocity profile in the fittings. Complied by the authors

Таблица 6. Возможные риски и их устранение. Составлено авторами
Table 6. Possible risks and their elimination. Complied by the authors

№	Риск	Реагирование
1	Уменьшение проходного сечения трубопровода вследствие образования отложений внутри защищаемого объекта	Проведение расчетов, подбор размеров и расположения внутри объектов
2	Недостаточная эффективность защиты от коррозии	Выбор материала с учетом агрессивности среды, оптимальная установка по радиусу защиты, установка достаточного количества секций для защиты уязвимых участков
3	Преждевременный выход из строя оборудования	Мониторинг коррозии, техническое обслуживание, замена протектора по износу
4	Ошибочные действия персонала при монтаже протектора	Разработка технологической схемы установки протектора для отдельных участков
5	Образование отложений	Мониторинг режима, очистка манифольда

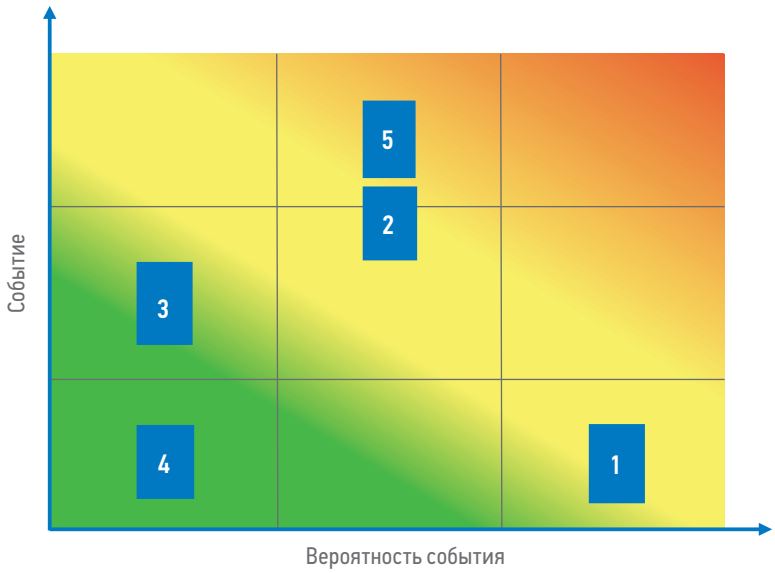


Рис. 10. Тепловая карта оценки рисков. Составлено авторами
Fig. 10. Risk assessment heat map. Complied by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа существующих решений по борьбе с внутренней коррозией определено, что протекторная защита является надежным, эффективным и простым решением для предотвращения коррозионного износа. По результатам мониторинга режима работы скважины установлено, что установка протектора не повлияла на режим работы, что подтверждается результатами моделирования. В связи с этим можно утверждать, что данный метод борьбы с внутренней коррозией является технологически и экономически эффективным: после установки протектора безотказный период работы скважины составляет 71 день (по данным на 1.12.2024), что является более длительным периодом безотказной работы в сравнении с использованием ингибитора коррозии (**табл. 1**). По завершении проведения ОПИ будет принято решение о тиражировании технологии.

Список литературы
1. Энергетическая стратегия развития РФ на период до 2035 г. Распоряжение Правительства Российской Федерации №1523-р от 9.06.2020.
2. *Котлаков Д.А., Шаповалова Е.А.* Коррозия металлов, как причина аварий нефтепроводов сбора. Вестник науки № 1 (70), Том 1 (2024): 277–281.
3. *Гаврилов М.А.* Анализ эффективности применения методов защиты глубинно-насосного оборудования в условиях коррозионной агрессивности в процессе эксплуатации скважин: Выпускная квалификационная работа бакалавра, научный руководитель Пулькина Н.Э. — Томск: Томский политехнический университет, 2023. — 98 с.
4. *Шкодин А.А., Тлехусеж М.А.* Коррозия и методы борьбы с ней в нефтепромысловых отраслях, Материалы XI Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум».
5. *Perkins T.* Critical and Sub-Critical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes // SPE 20633, SPE Drilling and Complition. — 1993. — https://doi.org/10.2118/20633-PA

References
1. Energy Strategy for the Development of the Russian Federation until 2035. Order of the Government of the Russian Federation No. 1523-r dated June 9, 2020.
2. Kotlakov D.A., Shapovalova E.A. Corrosion of metals as a cause of oil gathering pipelines accidents. Bulletin of Science No. 1 (70), Volume 1 (2024): 277–281.
3. Gavrilov M.A., Analysis of the effectiveness of methods for protecting deep-pump equipment in conditions of corrosive aggressiveness during well operation: Bachelor's final qualification work, scientific supervisor Pulkina N.E. — Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2023. — 98 pp.
4. Shkodin A.A., Tlekhusezh M.A., Corrosion and methods to combat it in the oil production industry, Proceedings of the XI International Student Scientific Conference "Student Scientific Forum".
5. Perkins T. Critical and Sub-Critical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes // SPE 20633, SPE Drilling and Complition. — 1993. — https://doi.org/10.2118/20633-PA

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.М. Овчаренко — сбор и анализ статистики отказов на устьевой обвязке скважин, анализ существующих решений, разработка технического решения, реализация и мониторинг проекта
В.А. Тимошенко — автор идеи, разработал технические чертежи протектора, реализация и мониторинг проекта.
Д.Д. Сидоренко — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, разработал гидравлическую модель протектора коррозии.
М.В. Симонов — оказал экспертную поддержку в разработке модели, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Diana M. Ovcharenko — collection and analysis of wellhead piping failure statistics, analysis of existing solutions, development of technical solutions, project implementation and monitoring.
Viktor A. Timoshenko — author of the idea, developed technical drawings, of the tread, implementation and monitoring of the project.
Daniil D. Sidorenko — developed the concept of the article, prepared the text of the article, developed a hydraulic model of the corrosion protector.
Maksim V. Simonov — provided expert support in the development of the model, gave final approval of the published version of the article.

А.В. Федоров — оказал экспертную поддержку в реализации проекта.
И.О. Ходаков — оказал экспертную поддержку в написании статьи.
Р.Н. Коротков — оказал экспертную поддержку в оценке рисков проекта.

Andrey V. Fedorov — provided expert support in the implementation of the project.
Ilya O. Khodakov — provided expert support in writing the article.
Roman N. Korotkov — provided expert support in project risk assessment.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Диана Маратовна Овчаренко — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Виктор Алексеевич Тимошенко — начальник цеха, Группа компаний «Газпром нефть»

Даниил Денисович Сидоренко* — специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Владимирович Федоров — начальник центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Илья Олегович Ходаков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Роман Николаевич Коротков — менеджер-руководитель направления по интеграции и развитию, Группа компаний «Газпром нефть»

Diana M. Ovcharenko — Chief specialist, Gazprom neft company group

Viktor A. Timoshenko — Site administrator, Gazprom neft company group

Daniil D. Sidorenko* — Specialist, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Maksim V. Simonov — Head of the center, Gazprom neft company group

Andrey V. Fedorov — Head of the center, Gazprom neft company group

Ilya O. Khodakov — Head of direction, Gazprom neft company group

Roman N. Korotkov — Manager Head of integration and development, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

© Е.В. Войтенков, 2025

CC BY 4.0

УДК 622.324:004(470.45)
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-132-135

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ НА БАЗЕ ПО АЭРОСИМ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ НА ОБЪЕКТЕ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА И ЭФФЕКТОВ ОТ ЕГО ВНЕДРЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ДОБРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Войтенков
ООО «АЭРОГАЗ», РФ, Москва

Электронный адрес: info@aerogas.ru

Введение. В данной работе показан экономический эффект от внедрения программного обеспечения на основе цифрового двойника с возможностью в режиме реального времени прогнозировать и выдавать рекомендации по оптимальным режимам работы скважин и перерабатывающих мощностей, опираясь на имеющиеся данные датчиков, считываемые из системы SCADA, и целевые параметры работы добывающего актива.

Цель работы. Целью данной работы является разработка и внедрение системы цифрового двойника для автоматизированного анализа и оптимизации работы газоконденсатного актива, что позволит увеличить выход товарной продукции и снизить затраты на ресурсы.

Материалы и методы. В рамках работы использовалось программное обеспечение «АЭРОСИМ» и модуль «Интеллектуальный технолог» для интеграции и анализа данных в реальном времени. Были разработаны модули для расчета элементов системы «пласт — скважина — НГС — УКПГ/УПН», гидравлического расчета сборного коллектора, а также автоматического создания расчетных схем. Реализовано моделирование ГКИС с учетом текущих измерений объемных расходов.

Результаты. В результате внедрения цифрового двойника была достигнута экономия ресурсов: снижение потребления метанола и электроэнергии на 2–5%. Кроме того, за счет оптимизации ключевых параметров технологического процесса удалось увеличить выход товарной продукции УКПГ на 3% (СПБТ) и на 1% (стабильный конденсат).

Заключение. Внедрение цифрового двойника для контроля и оптимизации технических параметров газодобывающего актива продемонстрировало свою экономическую эффективность. Система обеспечивает оперативный расчет и поддержку принятия решений на основе данных телеметрии, что позволяет минимизировать затраты и повысить производительность. Основные бизнес-эффекты включают прирост извлечения компонентов, повышение добычи газа и снижение вероятности технологических осложнений.

Ключевые слова: цифровой двойник, АЭРОСИМ, Интеллектуальный технолог, цифровизация, цифровые технологии, программное обеспечение, гидравлический расчет

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Войтенков Е.В. Опыт разработки и внедрения на базе ПО АЭРОСИМ цифровых двойников на объекте добычи газа и конденсата и эффектов от его внедрения на примере Добринского месторождения. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):132–135. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-132-135

Статья поступила в редакцию 02.12.2024
Принята к публикации 24.01.2025
Опубликована 31.03.2025

EXPERIENCE AND EFFECTS OF DEVELOPMENT AND INTEGRATION OF DIGITAL TWINS BASED ON AEROSYM SOFTWARE AT DOBRINSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD

Evgeny V. Voytenkov
AEROGAS Ltd, RF, Moscow

E-mail: info@aerogas.ru

Introduction. This paper demonstrates the economic effect of implementing software based on a digital twin that can forecast in real-time and provide recommendations for optimal operating modes of wells and processing facilities, relying on existing sensor data retrieved from the SCADA system and the target performance parameters of the extraction asset.

Aim. The aim of this work is to develop and implement a digital twin system for automated analysis and optimization of gas condensate asset operations, which will increase product output and reduce resource costs.

Materials and methods. The study utilized the software "AEROSYM" and the module "Virtual process engineer" for real-time data integration and analysis. Modules were developed for calculating elements of the "reservoir-well-NGS-UKPG/UPN" system, hydraulic calculations of the gathering manifold, and automatic creation of

calculation schemes. Modeling of the gas condensate studies during testing, trial, and development of wells was implemented, considering current measurements of volumetric flow rates.

Results. As a result of implementing the digital twin, resource savings were achieved: a reduction in methanol and electricity consumption by 2–5%. Additionally, through optimizing key parameters of the technological process, the output of marketable products from gas processing facility increased by 3% (LPG) and by 1% (stable condensate).

Conclusion. The implementation of a digital twin for monitoring and optimizing technical parameters of the gas extraction asset has demonstrated its economic efficiency. The system provides prompt calculations and decision-making support based on telemetry data, allowing for minimized costs and increased productivity. The main business effects include an increase in component extraction, enhanced gas production, and a reduced likelihood of technological complications.

Keywords: digital twin, AEROSYM, Virtual process engineer, digitization, digital technologies, software, hydraulic calculation

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

For citation: Voytenkov E.V. Experience and effects of development and integration of digital twins based on AEROSYM software at Dobrinskoye gas and condensate field. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):132–135. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-132-135

Manuscript received 02.12.2024
Accepted 24.01.2025
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

С целью улучшения оперативного контроля параметров и повышения эффективности эксплуатации газоконденсатного месторождения возникает необходимость в разработке системы автоматизированного анализа технологических параметров и внешних факторов работы объекта добычи и подготовки газа и конденсата для оптимизации его работы и повышения уровня добычи и количества и качества товарной продукции. Компанией «АЭРОГАЗ» на базе расчетного ПО «АЭРОСИМ» (замена Aspen HYSYS) и программного модуля интеграции и анализа данных автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) в режиме реального времени (ПО «Интеллектуальный технолог») было проведено пилотное внедрение цифрового двойника газоконденсатного актива «скважины + сборный коллектор + установка подготовки газа и конденсата». Интерфейс цифрового двойника УКПГ в ПО «АЭРОСИМ» доступен на сайте https://proneft.elpub.ru/ на странице со статьей в разделе «Дополнительные файлы» (Приложение А).

МЕТОД

В основу решения легли следующие разработанные программные модули:

- модуль расчета всех элементов, входящих в систему «пласт — скважина — нефтегазовый сепаратор (НГС) — установки комплексной подготовки газа (УКПГ/УПН)»;
- модуль гидравлического расчета сборного коллектора;
- модуль расчета установок комплексной подготовки газа (УКПГ и УПН);
- разработан метод автоматического создания расчетных схем с множеством скважин и шлейфов;
- модуль приема данных в цифровой двойник (ЦД) в реальном времени и из архивов баз данных технологических параметров автоматизированной системы управления технологическим процессом АСУТП.

Реализованы специальные расчетные схемы по моделированию ГКИС, позволяющие подбирать состав пластового флюида на основе референсного покомпонентного состава и текущих измерений объемных расходов газа, воды, стабильного и нестабильного конденсата.

НА ПРИМЕРЕ ДОБРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА БАЗЕ ПО «АЭРОСИМ» РАЗРАБОТАНА СИСТЕМА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ И ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО АКТИВА, КОТОРАЯ ПОЗВОЛЯЕТ УВЕЛИЧИТЬ ВЫХОД ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ И СНИЗИТЬ ЗАТРАТЫ НА РЕСУРСЫ.

В результате проделанной работы обоснована целесообразность и продемонстрирован результат заказчику по повышению выхода товарной продукции УКПГ (смесь пропан-бутан техническая (СПБТ) на 3% и стабильный конденсат на 1%) за счет контроля и оптимизации суточных

значений ключевых параметров технологического процесса. Использование цифрового двойника позволило снизить от 2 до 5% следующих операционных расходов: потребление метанола и электроэнергии на объекте.

Таким образом, внедрением показан экономический эффект от использования программного обеспечения на основе цифрового двойника с возможностью в режиме реального времени прогнозировать и выдавать рекомендации по оптимальным режимам работы скважин и перерабатывающих мощностей, опираясь на имеющиеся данные датчиков, считываемые из системы SCADA, и целевые параметры работы добывающего актива. При этом цифровой двойник учитывает реальные энергетические потери и влияние внешних факторов, которые прямо и косвенно оказывают воздействие на итоговый выход товарной продукции. Главным выводом является оправдывающая себя экономическая эффективность от внедрения цифрового двойника для контроля технических параметров добывающего актива и их оптимизации в режиме реального времени. Уникальность работы заключается в создании цифрового двойника, начиная от забоя скважины и пласта, заканчивая выходом товарной продукций с колонн стабилизации и фракционирования.

Интерфейс цифрового двойника системы «скважины + газоконденсатосборная система» в ПО «АЭРОСИМ» доступен на сайте https://proneft.elpub.ru/ на странице со статьей в разделе «Дополнительные файлы» (Приложение В).

В целом цифровые двойники газодобывающих активов нацелены на оперативный расчет и оптимизацию параметров работы УКПГ и представляют собой систему поддержки принятия решений по управлению УКПГ на основе данных систем телеметрии и пересчитывающейся в режиме реального времени цифровой модели технологического процесса (**рис. 1**).

Данная система реализует следующий ключевой функционал:

- Интегрированная оптимизация работы установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК) в режиме реального времени.

При изменении параметров добычи флюида система предлагает вариант изменения управляющих воздействий и перераспределения потоков между аппаратами УКПГиК для поддержания заданного качества и объема подготовки продукции.

- Оптимизация процессов низкотемпературной сепарации (НТС).

Генерация вариантов изменения параметров адиабатного расширения и направления потоков на НТС с учетом параметров оборудования и входного потока флюида для минимизации потерь давления и достижения точки россы заданного качества (соблюдение требований к товарному газу и максимизация извлечения конденсата).

- Оптимизация работы колонных аппаратов:
  – минимизация расхода абсорбента, путем оптимизации работы абсорбера;
  – оптимизация работы ректификационных колонн (регенерация метанола);
  – оптимальное время цикла адсорбция — десорбция — сушка — охлаждение на основе текущей наработки адсорбента и состава газа (для адсорбционной осушки).

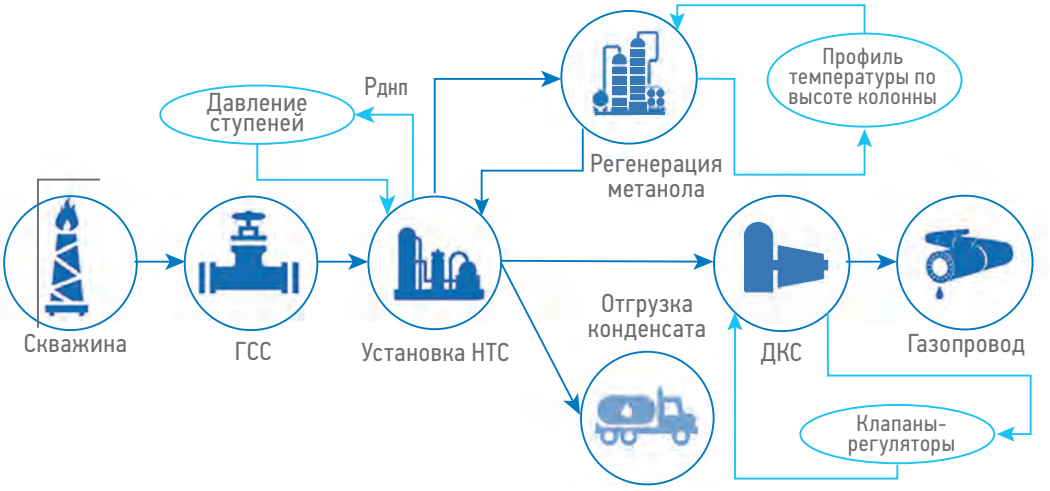


Рис. 1. Принципиальная схема газодобывающего актива. Составлено автором
Fig. 1. Gas producing asset conceptual diagram. Designed by the author

ВЫВОДЫ

В результате проделанной работы обоснована целесообразность и продемонстрирован результат заказчику по повышению выхода товарной продукции УКПГ на основе цифровых двойников ключевых технологических систем добывающего актива. Использование цифровых двойников дает следующие бизнес-эффекты:

- 5% — прирост извлечения компонент (конденсат);
- 4,2% — повышение добычи газа (за счет оптимизации давления на запорно-перекрывающей арматуре (ЗПА);
- снижение расхода метанола с учетом затрат на ректификацию;
- повышение оперативности регулирования работы УКПГ и снижение вероятности технологических осложнений.

Список литературы

1. *Войтенков Е.В.* Программный комплекс АЭРОСИМ для моделирования процессов подготовки газа и конденсата // Технологии обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Сборник тезисов VI научно-технической конференции. — Томск, 2023. — С. 216–218.

2. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2021664140, 31.08.2021. Программный комплекс для мониторинга, прогнозирования и оптимизации работы нефтегазодобывающих объектов в режиме реального времени на основе создания цифрового двойника — «Интеллектуальный технолог»: заявл. 18.08.2021: опубл. 31.08.2021/ Имаев С.З., Дмитриев Л.М., Бордачёв С.Г., Николаев Е.А., Войтенков Е.В., Ратаушкин В.А., Вовчук Л.Л. (Россия). — Бюл. № 9. — 1 с.

References

1. Voytenkov E.V. AEROSYM software package for modeling gas and condensate treatment processes // *Technologies for the development of oil, gas and gas condensate fields.* Collection of abstracts of the VI Scientific and technical Conference. Tomsk, 2023. pp. 216–218.

2. Certificate of the computer program registration RU 2021664140, 08/31/2021. A software package based on digital twins for on-line monitoring, prediction and optimization of oil and gas production facilities — «Virtual process engineer «: application 08/18/2021: published 08/31/2021/ Imaev S.Z., Dmitriev L.M., Bordachev S.G., Nikolaev E.A., Voytenkov E.V., Rataushkin V.A., Vovchuk L.L. (Russia). — Bull. # 9. — 1 p.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Evgeny V. Voytenkov — wrote the text, approved the final version, and agreed to take responsibility for all aspects of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Евгений Валентинович Войтенков— заместитель генерального директора по развитию бизнеса ООО «АЭРОГАЗ»
140184, Россия, Московская обл., г. Жуковский, ул. Луч, д. 24/1а.
e-mail: e.voytenkov@aerogas.ru
SPIN-код: 5259-6278
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-9085-2044
Scopus Author ID: 56095049900
Researcher ID: B-3727-2016

Evgeny V. Voytenkov — Business Development Director "AEROGAS" LLC
24/1a, Luch str., 140184, Zhukovskiy, Moscow region, Russia.
e-mail: e.voytenkov@aerogas.ru
SPIN-code: 5259-6278
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-9085-2044
Scopus Author ID: 56095049900
Researcher ID: B-3727-2016

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

УДК 550.83:004.8
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-136-145

АВТОМАТИЗАЦИЯ МЕТОДА АНАЛИЗА И ИНВЕРСИИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

А.В. Яблоков[1,2,3,*], А.М. Камашев[1,2], М.В. Моисеев[1,2]
[1]ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука» СО РАН, РФ, Новосибирск
[2]ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», РФ, Новосибирск
[3]ФГБУН «Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта» РАН, РФ, Москва

Электронный адрес: yablokovav@ipgg.sbras.ru

Введение. Метод анализа и инверсии поверхностных волн (SWI) эффективен для построения скоростной модели верхней части геологического разреза (ВЧР), обладая высокой помехоустойчивостью и не требуя специализированной системы наблюдения. Однако ручное извлечение дисперсионных характеристик поверхностных волн, необходимость настройки обратных операторов делает SWI трудоемким и непрактичным при обработке больших объемов данных. Разработка алгоритмов извлечения дисперсионных кривых и их инверсии на основе методов глубокого машинного обучения позволяет автоматизировать SWI с существенным ускорением всех его этапов, решая проблему субъективности ручной обработки и высоких требований к вычислительным ресурсам.

Цель. Ускорение и автоматизация построения скоростной модели ВЧР в ходе обработки сейсморазведочных данных по методу SWI с использованием нейронных сетей глубокого обучения.

Материалы и методы. Для ускорения и автоматизации метода SWI применяется глубокое машинное обучение: сверточная модель типа автоэнкодер и полносвязанная нейронная сеть. Тестирование разработанных алгоритмов выполняется на синтетических данных сейсморазведки, рассчитанных методом матричного пропагатора. Для апробации метода SWI используются полевые данные наземной сейсморазведки.

Результаты. Разработанные архитектуры нейронных сетей обеспечивают высокую точность автоматического извлечения и инверсии дисперсионных кривых поверхностных волн. Средние абсолютные процентные ошибки составили 1 % для извлеченных кривых и 5 % для восстановленных скоростных моделей на тестовом наборе данных. Разработанные алгоритмы применены для автоматизированного построения модели ВЧР по реальным сейсморазведочным данным нефтегазового месторождения в Западной Сибири.

Заключение. Комплекс разработанных алгоритмов на основе обученных нейронных сетей представляет собой новую эффективную реализацию метода SWI. Он позволяет автоматизировать и значительно ускорить построение ВЧР путем обработки данных поверхностных волн.

Ключевые слова: поверхностные волны, спектральный анализ, инверсия, дисперсионные кривые, нейронные сети

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование выполнено при поддержке совместного гранта Российского научного фонда и Правительства Новосибирской области № 23-27-10042, https://rscf.ru/project/23-27-10042/.

Для цитирования: Яблоков А.В., Камашев А.М., Моисеев М.В. Автоматизация метода анализа и инверсии поверхностных волн путем применения нейронных сетей. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):136–145. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-136-145

Статья поступила в редакцию 02.12.2024
Принята к публикации 24.01.2025
Опубликована 31.03.2025

AUTOMATION OF SURFACE WAVE ANALYSIS AND INVERSION METHOD BY APPLICATION OF NEURAL NETWORKS

Alexandr V. Yablokov[1,2,3,*], Aleksandr M. Kamachev[1,2], Mikhail V. Moiseev[1,2]
[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, RF, Novosibirsk
[2]Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk
[3]Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

E-mail: yablokovav@ipgg.sbras.ru

Introduction. Surface wave analysis and inversion (SWI) is a valuable tool for constructing near-surface velocity models. It offers high noise immunity and does not require specialized acquisition systems. However, manual extraction of surface wave dispersion characteristics and the need for inverse operator fitting make SWI time-consuming and impractical for large datasets.

Aim. This study aims to accelerate and automate near-surface velocity model construction using deep learning neural networks within the SWI framework.

Materials and methods. Deep machine learning methods, including a convolutional autoencoder model and a fully-connected neural network, were applied to achieve this goal. The developed algorithms were tested on synthetic seismic data generated using the matrix propagator method and validated using field data from ground seismic surveys.

Results. The proposed neural network architectures demonstrate high accuracy in automatically extracting and inverting surface wave dispersion curves. The mean absolute percentage error for extracted curves was 1 %, and 5 % for reconstructed velocity models on the test dataset. The developed algorithms were successfully applied to real seismic data from an oil and gas field in Western Siberia for automated near-surface model construction.

Conclusions. The set of developed algorithms, based on trained neural networks, offers a new and effective implementation of the SWI method. It automates and significantly accelerates near-surface model construction through the processing of surface wave data, overcoming the limitations of manual methods and providing a powerful tool for seismic analysis.

Keywords: surface waves, spectral analysis, inversion, dispersion curves, neural networks

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

Financing: the research was supported by the joint grant of the Russian Science Foundation and the Government of the Novosibirsk Region No. 23-27-10042, https://rscf.ru/project/23-27-10042/.

For citation: Yablokov A.V., Kamachev A.M., Moiseev M.V. Automation of surface wave analysis and inversion method by application of neural networks. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):136–145. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-136-145

Manuscript received 02.12.2024
Accepted 24.01.2025
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Методы анализа и инверсии поверхностных волн (SWI или surface waves inversion) применяются для построения скоростной модели верхней части геологического разреза (ВЧР) [1], мониторинга физико-механических параметров грунтов [2], шумоподавления [3], определения статических поправок годографов отраженных волн [4] и др. задач. Классический подход к обработке данных поверхностных волн заключается в извлечении и инверсии дисперсионных кривых, описывающих зависимость фазовой скорости поверхностной волны Релея (V_R) от частоты (f). Они извлекаются путем ручного или полуавтоматического пикирования дисперсионного закона на спектральных изображениях сейсмограмм в $V_R - f$ области. Такая процедура является трудоемкой и субъективной, т.к. из-за осложнения шумом $V_R - f$ область зачастую представляет собой распределение прерывистых всплесков амплитуд и обработчик пикирует дисперсионный закон, основываясь на собственном опыте. Автоматизация извлечения дисперсионных кривых становится необходимой при обработке больших объемов сейсморазведочных данных, так как ручное пикирование становится непрактичным. В последние годы нейронные сети все чаще демонстрируют способность выделять определенные объекты на изображениях со схожими характеристиками: их распознавание на фотографиях, диагностика рентгеновских снимков и др. По аналогии с этими задачами, нейронные сети могут успешно выявлять сложные закономерности в $V_R - f$ области, описывающие нелинейный дисперсионный закон поверхностной волны. Инверсия дисперсионных кривых выполняется путем глобального поиска в заранее заданном пространстве восстанавливаемых упругих параметров. Для этого используются такие алгоритмы, как метод Монте-Карло [5], генетический алгоритм [6], алгоритм имитации отжига [7], алгоритм ближайшего соседа [8], Grey Wolf Optimizer (GWO) [9], полносвязанные нейронные сети [10, 11]. Актуальная проблема методов глобальной оптимизации — требования к вычислительным ресурсам, необходимость настройки гиперпараметров и неустойчивость решения. Преимуществами использования нейронных сетей для решения обратных задач являются их устойчивость к случайному шуму, незначительные требования к вычислительным ресурсам и отсутствие необходимости дополнительной настройки параметров при использовании обученной нейронной сети.

В статье представлен алгоритм метода SWI, включающий в себя использование двух типов нейронных сетей: автоэнкодер для извлечения и полносвязанная нейронная сеть для обращения дисперсионной кривой поверхностной волны. В следующих разделах представлено описание алгоритма SWI, подхода к генерации тренировочных данных, архитектуры используемых нейронных сетей,

результатов их обучения и тестирования на синтетических данных. Также приведен пример обработки реальных сейсморазведочных данных с помощью комплекса разработанных алгоритмов метода SWI и сделаны выводы.

РАЗРАБОТАНЫ АЛГОРИТМЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ДИСПЕРСИОННЫХ КРИВЫХ И ИХ ИНВЕРСИИ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ ГЛУБОКОГО МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ АВТОМАТИЗИРОВАТЬ SWI С СУЩЕСТВЕННЫМ УСКОРЕНИЕМ ВСЕХ ЭТАПОВ, РЕШАЯ ПРОБЛЕМУ РУЧНОЙ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ.

ОПИСАНИЕ МЕТОДА АНАЛИЗА И ИНВЕРСИИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН

Обработка сейсморазведочных данных по разрабатываемому методу SWI включает в себя следующие основные этапы.

1. Предпроцессинг исходных данных.
На первом этапе обработки сейсмограммы общей точки возбуждения (ОТВ), полученные для профильной системы наблюдений, нарезаются в соответствии с пространственным окном заданного размера, называемого базой наблюдения. При этом отдельно обрабатываются правая (положительные удаления источник — приемник) и левая (отрицательные удаления) ветви сейсмограмм.

2. Спектральное преобразование сейсмограмм.
Каждая сейсмограмма трансформируется в область распределения амплитуд по фазовой скорости волны Релея и частоте ($V_R - f$ область или дисперсионное изображение) путем применения одного из алгоритмов спектрального анализа. Авторами используется собственный алгоритм SFK-преобразования, который основан на преобразовании Стоквелла и фильтрации сейсмограмм во временно-частотной области [12]. Использование такого подхода позволят повысить устойчивость метода SWI за счет дополнительного автоматического усиления сигнала поверхностной волны на фоне регулярных и случайных помех.

3. Извлечение дисперсионных кривых.
Путем применения подготовленной (обученной) нейронной сети типа автоэнкодер (AE или autoencoder) дисперсионное изображение преобразуется в бинарную маску с выделением зоны распределения амплитуды для фундаментальной моды. Дисперсионная кривая строится для набора полученных маской точек путем приближения кривой аппроксимации по методу наименьших квадратов (МНК).

4. Инверсия дисперсионных кривых.
Путем использования обученной полносвязанной нейронной сети (FCNN или fully-connected neural network) каждая извлеченная кривая обращается в одномерную (1D) гладкую скоростную модель S-волны.

5. Построение двумерных или трехмерных скоростных разрезов.
Результат инверсии относится к середине базы наблюдения, для которой была получена дисперсионная кривая. Построение двумерных (2D) или трехмерных (3D) скоростных разрезов осуществляется путем пространственной интерполяции восстановленных 1D-моделей.

ГЕНЕРАЦИЯ ТРЕНИРОВОЧНЫХ ДАННЫХ

В предположении горизонтально-слоистой упругой модели геологической среды зависимость фазовой скорости волны Релея от частоты, т.е. дисперсионная кривая, или $V_R(f)$, является решением дисперсионного уравнения [13]:

$$V_R(f) = F[V_S(z), V_P(z), \rho(z), z, f], \qquad (1)$$

где f — временная частота, $V_S(z)$, $V_P(z)$, $\rho(z)$ — ступенчатые функции зависимости скорости S-волны, скорости P-волны и плотности от глубины z соответственно. Уравнение (1) является нелинейным и позволяет рассчитывать одновременно все существующие режимы (моды) дисперсионных кривых.
В текущей работе рассматривается возможность извлечения и инверсии только фундаментальной (нулевой) моды поверхностной волны. Фазовая скорость волны Релея наиболее чувствительна к изменениям V_S и почти нечувствительна к V_P и ρ. Поэтому при решении прямой задачи используется соотношение для упругой однородной модели среды: $V_P = V_S \sqrt{2(1 - \nu)/(1 - 2\nu)}$, где $\nu = 0{,}35$ — типичное для ВЧР значение коэффициента Пуассона. Значения плотности вычисляются из корреляционной зависимости: $\rho = 610 \cdot V_P^{0{,}18}$ (кг/м^3).
Для формирования обучающей выборки из заранее заданных диапазонов равномерно перебираются значения V_S (в пределах от 200 до 1500 м/с) и мощностей слоев (в пределах от 1 до 100 м), рассчитываются V_P и ρ

и дисперсионные кривые V_R. Пример одной из моделей и соответствующая ей фундаментальная мода волны Релея представлены на **рис. 1**.

Входной слой FCNN формирует матрица, столбцы которой заполнены значениями V_R, f и $\lambda = V_R/f$. Выходом FCNN является гладкая модель V_S, которая не зависит от количества слоев. Гладкость достигается за счет интерполяции вектора V_S методом ближайшего соседа на равномерную сетку с шагом 0,5 м. Обучающая выборка для FCNN включает в себя по 20000 примеров двух-, трех- и четырехслойных скоростных моделей. При этом вектор частот, использующихся для расчета V_R, также генерируется в случайном диапазоне: минимальна частота варьировалась в пределах от 1 до 10 Гц, максимальная частота от 14 до 50 Гц. Такой подход симулирует поведение реальных данных, в которых наблюдаемый частотный диапазон зависит от фильтрационных свойств среды и характеристик сейсмического оборудования.

Для обучения сети AE необходимо подготовить набор спектральных изображений, соответствующих расчётным кривым. Для генерации волнового поля поверхностных волн использовался метод модального суммирования, основанный на вычислении собственных функций волны Релея и расчета функций Грина (спектрального представления сейсмической трассы для набегающей дельта-функции) для вертикального типа источника. Расчет сейсмограммы осуществляется переводом функции Грина во временную область и сверткой с импульсом Рикера с частотой 30 Гц.

Обучающая выборка генерировалась для четырехслойной модели среды. Для каждой скоростной модели, которые равномерно выбираются из заданного диапазона, рассчитывается сейсмограмма ПВ со следующими параметрами: шаг между приемниками — 1 м, частота дискретизации — 1000 Гц, длина записи — 1 с. Затем с помощью SFK-преобразования рассчитывается дисперсионное изображение. Диапазон фазовых скоростей для построения дисперсионного изображения: от 0 до 1500 м/с, диапазон частот: от 5 до 50 Гц.

Для устойчивого извлечения дисперсионных кривых сеть AE применяется для бинаризации дисперсионного изображения с выделением области распределения амплитуды фундаментальной моды. Для этого каждому дисперсионному изображению соотносится бинарная маска, в которой целевая область распределения амплитуд заполняется единицами путем наложения истинной дисперсионной кривой. Пример рассчитанной сейсмограммы, соответствующее ей дисперсионное изображение и бинарная маска представлены на **рис. 2**. Таким образом, на входной слой AE подается одноканальное дисперсионное изображение, на выходной слой — двухканальное изображение соответствующей маски. Для ускорения обучения входные и выходные изображения преобразуются в изображения размером

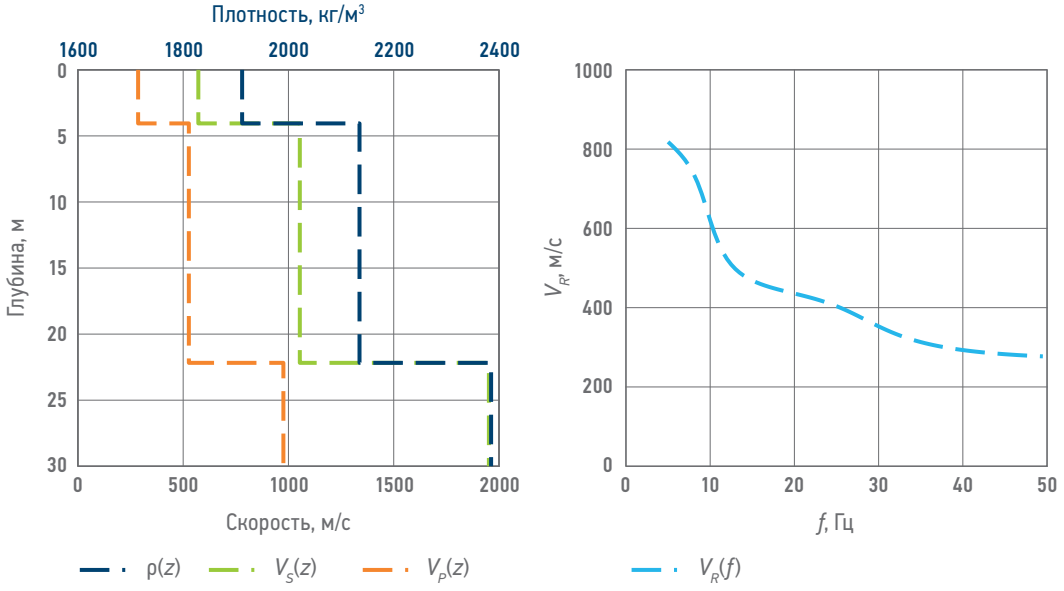


Рис. 1. Пример из тренировочного набора данных FCNN: модели скорости и плотности (слева) и соответствующая ей дисперсионная кривая (справа). Составлено авторами

Fig. 1. Example from the FCNN training dataset: velocity and density models (left) and its corresponding dispersion curve (right). Compiled by the authors

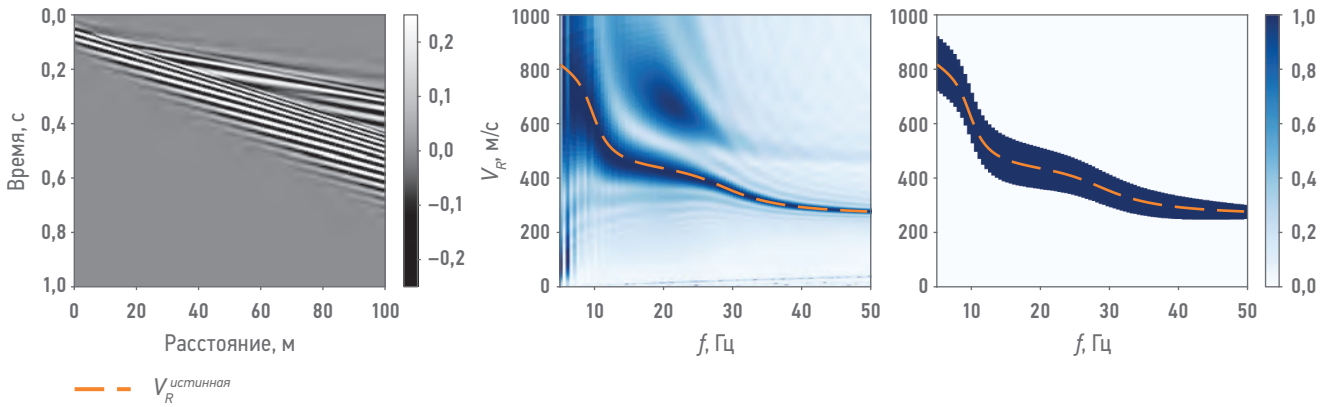


Рис. 2. Пример из тренировочного набора данных АЕ: сейсмограмма поверхностной волны (слева), соответствующее ей дисперсионное изображение (в центре) и бинарная маска с выделением амплитуд дисперсионной кривой (справа). Составлено авторами

Fig. 2. Example from the AE training dataset: surface wave gather (left), its corresponding dispersion image (center), and a binary mask with amplitude extraction of the dispersion curve (right). Compiled by the authors

128x128 пикселей. Объем обучающей выборки — 3 000 дисперсионных изображений и соответствующих им бинарных масок.

ОПИСАНИЕ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ДИСПЕРСИОННЫХ КРИВЫХ

Обучение сети АЕ с использованием масок объектов сводится к решению задачи бинарной сегментации. На вход АЕ подаётся дисперсионное изображение (**рис. 3**, слева). Результатом работы АЕ является маска целевого сигнала (**рис. 3**, справа), заполненная нулями и единицами (1 — класс дисперсионная кривая; 0 — класс шум). Для повышения устойчивости работы нейронной сети была добавлена вспомогательная маска шума, получаемая в ходе вычитания маски целевого сигнала из единичного изображения.

Используемая нейросетевая архитектура состоит из 29 слоёв двумерной свёртки (Conv2D), 4 слоёв понижения размерности (MaxPooling2D), 4 слоёв повышения размерности (UpSampling2D), 4 пропускных связей (skip-connection) [14]. В качестве функции активации на скрытых слоях используется функция усеченного линейного преобразования (ReLU или Rectified Linear Unit), на выходном слое — гиперболический тангенс (Tanh). В качестве функции невязки используется среднеквадратическая ошибка (MSE или mean squared error).

На этапе подготовки тренировочных данных применялась нормализация путем деления на максимум. Подготовленный набор тренировочных данных (30000 примеров) разбивается на обучающую и тестовую выборки

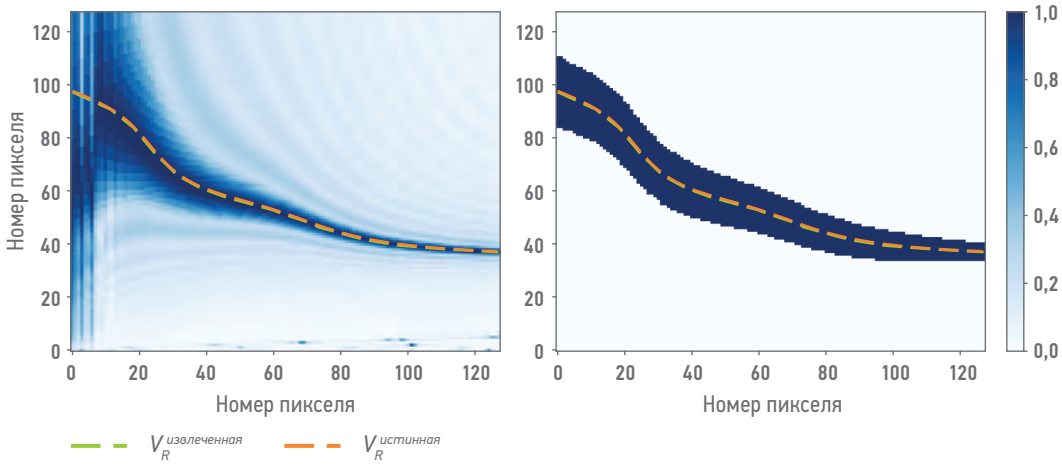


Рис. 3. Результат применения АЕ: пример входного изображения (слева) и восстановленной маски (справа). Пунктирной зеленой и оранжевой кривой нанесены извлеченная и истинная дисперсионная кривая соответственно. Составлено авторами

Fig. 3. Result of applying AE: example of the input image (left) and the reconstructed mask (right). The dotted green and orange curves plot the extracted and true dispersion curve, respectively. Compiled by the authors

в соотношении 50/50. Используемый оптимизатор — алгоритм Adam. Размер пакета (batch) при обучении — 64, размер валидационной выборки — 20 % (300 примеров), число эпох обучения — 50. Однако уже на 30-й эпохе функция невязки достигла своего минимума после гладкого убывания.
Контроль качества работы нейронной сети проводился путём сравнения извлечённых и истинных дисперсионных кривых. Процедура извлечения дисперсионных кривых из предсказанных масок состояла из двух этапов: 1) кластеризация изображения с целью выделения облака точек, соответствующего классу фундаментальной моды, и удаления выбросов; 2) кусочно-линейная аппроксимация. На **рис. 4** представлено распределение средней абсолютной ошибки в процентах (MAPE или mean absolute percentage error) между извлечёнными и истинными дисперсионными кривыми для всего набора тестовых данных. Результаты тестирования показывают высокую успешность обучения AE и низкие значения ошибок извлечения дисперсионных кривых на синтетических данных: математическое ожидание распределения MAPE 0,95 %, стандартное отклонение 0,45 %.

ОПИСАНИЕ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ДЛЯ ИНВЕРСИИ ДИСПЕРСИОННЫХ КРИВЫХ

Обучение сети FCNN для решения обратной задачи сводится к задаче регрессии и аппроксимации обратного оператора. Входной слой FCNN формирует матрица размером 50x3, столбцы которой заполнены значениями V_R, f и λ. Выход FCNN — вектор V_S размером 50x1. Подготовленный набор тренировочных данных (30000 примеров) разбивается на обучающую и тестовую выборки в соотношении 50/50. Перед обучением набор входных и выходных тренировочных данных проходит через процедуру стандартизации, т.е. преобразования признаков для получения среднего значения 0 и стандартного отклонения 1. Масштабирующие коэффициенты сохраняются для их последующего применения к тестовым и реальным наборам данных.
Архитектура используемой полносвязанной нейронной сети FCNN моделирует поведение автоэнкодера сжимая и разжимая пространство признаков в соответствии со следующими размерами скрытых слоев нейронов, начиная с первого: 256, 128, 64, 32, 64, 128, 256. На каждом внутреннем слое после вычисления весов последовательно применяется пакетная нормализация (batch-normalization), активация функцией ReLU и исключение 0,5 % весов (dropout). Функция активации на выходном слое — Tanh. Веса FCNN настраиваются путем минимизации функции невязки (loss-функции):

$$MAE(\hat{F}(\mathbf{W}, V_R, f, \lambda) - V_S) \to min,$$

где *MAE* — средняя абсолютная ошибка, **W** — подобранные веса, $\hat{F}$ — обратный оператор FCNN, т.е. применение весов к входному слою. Используемый оптимизатор — алгоритм Adam с адаптивным вычислением скорости обучения. Размер пакета (batch) при обучении — 128, размер валидационной выборки — 20 % (3000 примеров), число эпох обучения — 100. В ходе обучения функционалы невязки тренировочной и валидационной выборки гладко уменьшаются более чем в 100 раз, переобучения не происходит.
На **рис. 5** представлен пример применения обученной FCNN к дисперсионной кривой из тестового набора данных для скоростной модели с ошибкой MAPE 5 % (средняя ошибка для всего набора тестовых данных). Полное распределение MAPE между истинными и восстановленными скоростными моделями из тестового набора данных представлено на **рис. 6**. Низкие значения математического ожидания (5 %) и стандартного отклонения (4 %) показывают высокую успешность обучения FCNN.

ОБРАБОТКА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МЕТОДОМ SWI

Используемые для апробации разработанных алгоритмов реальные данные зарегистрированы в ходе наземных сейсморазведочных работ на нефтегазовом

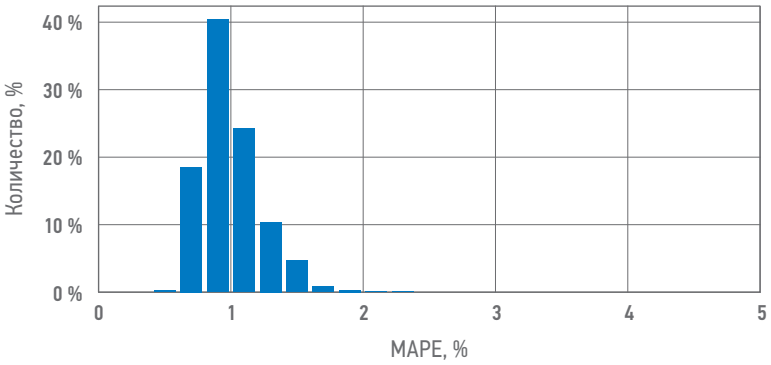


Рис. 4. Результат применения AE: распределение MAPE между извлеченными и истинными дисперсионными кривыми для тестового набора данных. Составлено авторами
Fig. 4. Result of applying AE: MAPE distribution between extracted and true variance curves for the test dataset. Compiled by the authors

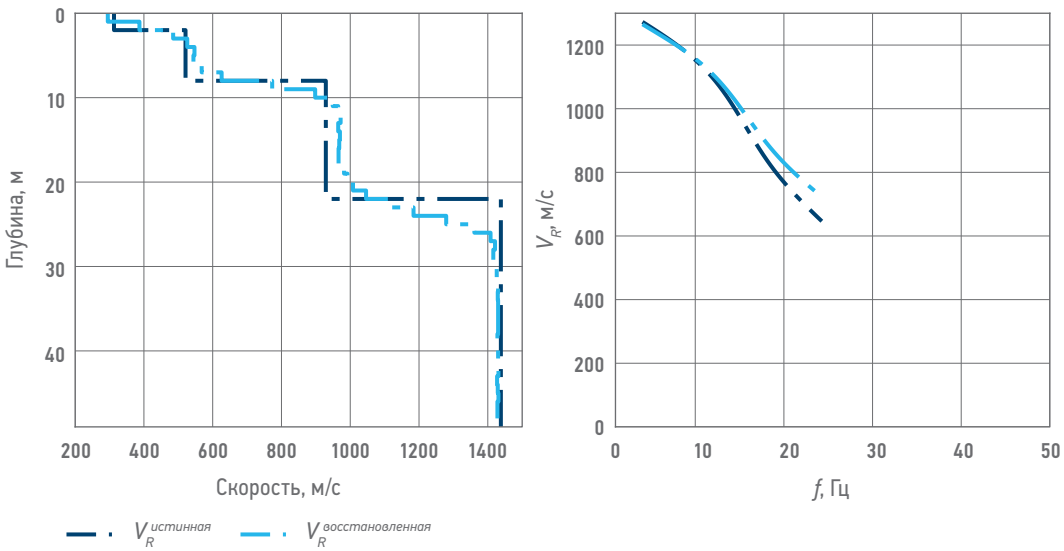


Рис. 5. Результат применения FCNN: пример истинной и восстановленной скоростной модели (слева) и истинной и восстановленной (рассчитанная по восстановленной скоростной модели) дисперсионной кривой (справа). Составлено авторами

Fig. 5. Result of applying FCNN: example of true and reconstructed velocity model (left) and true and reconstructed (calculated from the reconstructed velocity model) dispersion curve (right). Compiled by the authors

месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе, Западная Сибирь, Россия. Данные содержат записи около 18 000 сейсмограмм ОТВ для линейных сейсмических профилей общей протяженностью почти 900 км (всего профилей — 21). Основные технические параметры системы наблюдения: шаг между приемниками 25 м, шаг между источниками 50 м, длина записи 6 с, частота дискретизации 500 Гц, используемый тип источника — взрывы в скважинах глубиной около 15 м.

Для обработки данных методом SWI и построения модели ВЧР данные последовательно проходят через все этапы, описанные в первой части статьи (предпроцессинг, спектральное преобразование, извлечение дисперсионных кривых, инверсия и пространственная интерполяция). Выбранная длина базы наблюдения — 800 м. Это значение выбрано в качестве компромисса между спектральным разрешением данных и латеральным разрешением модели ВЧР.

На **рис. 7** представлен пример рассчитанного дисперсионного изображения и предсказанной с помощью AE маски распределения амплитуд фундаментальной моды поверхностной волны. Всего автоматически извлечено 35 010 дисперсионных кривых фазовых скоростей (по 17 505 кривых для левых и правых ветвей сейсмограмм). Фундаментальная мода поверхностной волны находится в диапазоне от 1 до 10 Гц, фазовые скорости поверхностных волн изменяются в пределах от 100 до 1500 м/с.

Набор полученных дисперсионных кривых обращается в 1D-модели скорости S-волны путем применения обученной FCNN. При обработке данных не учитывается форма рельефа (в пределах базы наблюдения рельеф считается плоским). Каждая 1D-модель относится к середине базы наблюдения и к абсолютной отметке рельефа в этой точке. С помощью пространственной интерполяции строится 2D скоростная модель ВЧР.

На **рис. 8** представлен пример восстановленной 2D-модели ВЧР для одного из профилей (всего 2D-моделей — 21). Восстановленные модели скоростей S-волны в большинстве своем характеризуется плоско-горизонтальной слоистой структурой с небольшими флуктуациями рельефа границ. До восстановленной глубины в 100 м преимущественно

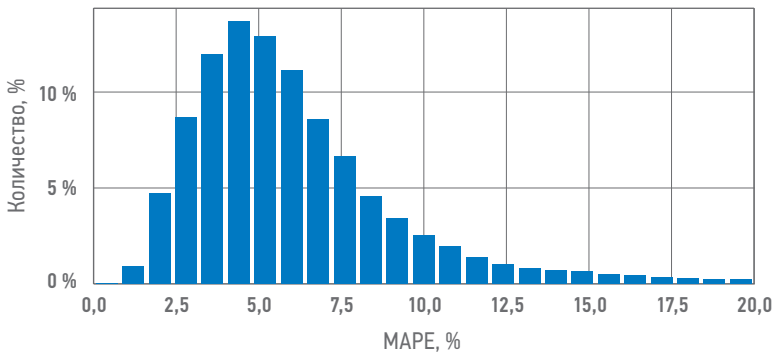


Рис. 6. Результат применения FCNN: распределение MAPE между истинными и восстановленными скоростными моделями из тестового набора данных. Составлено авторами

Fig. 6. Result of applying FCNN: MAPE distribution between true and reconstructed velocity models from the test dataset. Compiled by the authors

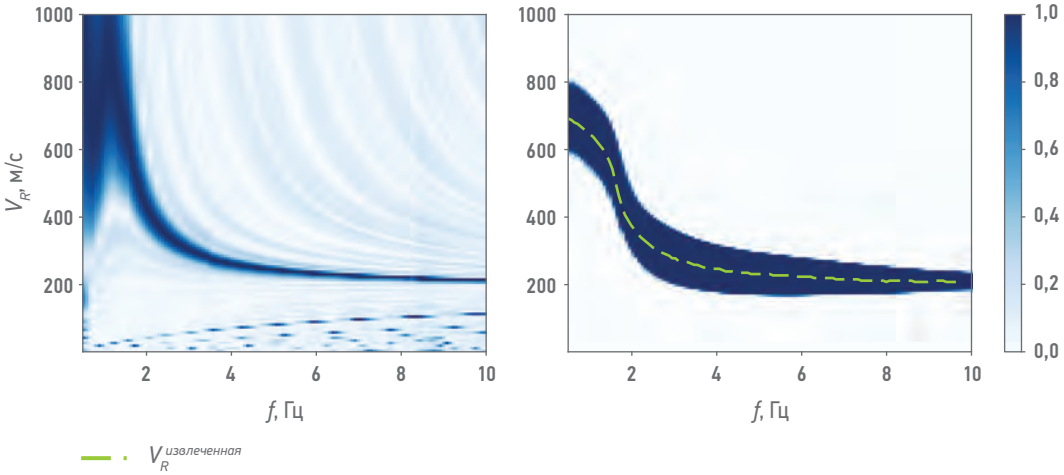


Рис. 7. Пример дисперсионного изображения реальной сейсмограммы ОТВ (слева) и предсказанной с помощью АЕ бинарной маски (справа). Зеленой пунктирной линией нанесена дисперсионная кривая, полученная аппроксимацией полученных точек. Составлено авторами

Fig. 7. Example of the dispersion image of the real shot gather (left) and the binary mask predicted with AE (right). The green dashed line shows the dispersion curve obtained by approximation of the obtained points. Compiled by the authors

выделяются три слоя со средними скоростями S-волны 200, 600, 1400 м/с и толщинами 20 и 40 м. Полученные результаты согласуются с результатами других методов и со скважинными данными. Таким образом, разработанные алгоритмы успешно продемонстрируют свою эффективность при обработке реальных данных сейсморазведки. А результаты подтверждают перспективность использования нейронных сетей для автоматизации и ускорения анализа и инверсии поверхностных волн в сейсморазведке.

ВЫВОДЫ

В работе представлена новая реализация метода SWI, основанная на глубоком машинном обучении, что позволяет автоматизировать и ускорить построение скоростной модели верхней части геологического разреза.

Разработаны две архитектуры нейронных сетей: сверточная модель типа автоэнкодер для извлечения дисперсионных кривых и полносвязанная нейронная сеть для их инверсии. Результаты показали высокую точность автоматического извлечения и инверсии дисперсионных кривых поверхностных волн на тестовом наборе данных. Средняя абсолютная процентная ошибка составила 1 % для извлеченных кривых и 5 % для восстановленных скоростных моделей. Разработанные алгоритмы были успешно применены для построения модели ВЧР по реальным сейсморазведочным данным нефтегазового месторождения в Западной Сибири.

Предложенный комплекс алгоритмов эффективно автоматизирует и ускоряет метод SWI, делая его применимым для обработки больших объемов сейсморазведочных данных.

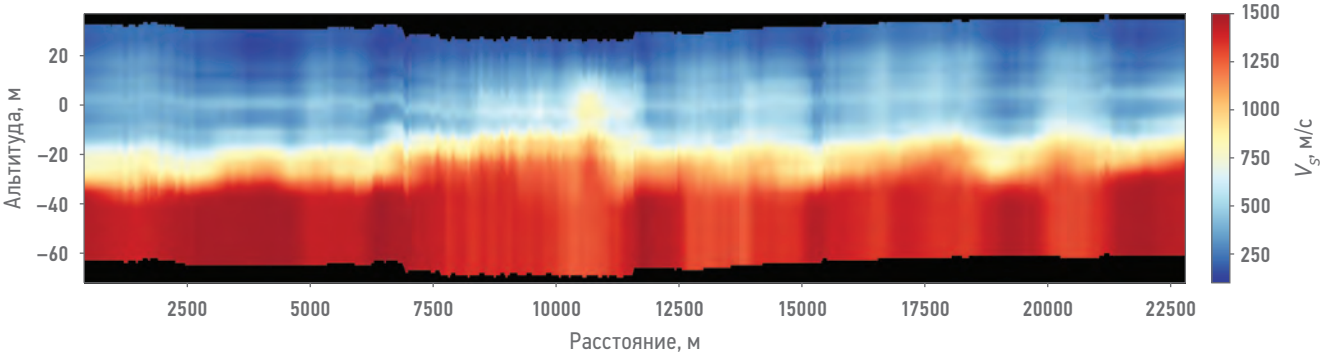


Рис. 8. Пример скоростной модели ВЧР, построенной в результате обработки данных автоматизированным методом SWI. Составлено авторами

Fig. 8. An example of the velocity model of near surface constructed during data processing by the automated SWI method. Compiled by the authors

Список литературы
1. *Yablokov A.V., Serdyukov A.S., Loginov G.N., Baranov V.D.* An artificial neural network approach for the inversion of surface wave dispersion curves // Geophysical Prospecting. 2021, vol. 69, no. 7, pp. 1405–1432.
2. *Cheng F.* et al. Watching the cryosphere thaw: Seismic monitoring of permafrost degradation using distributed acoustic sensing during a controlled heating experiment // Geophysical Research Letters. 2022, vol. 49, no. 10, pp. e2021GL097195.
3. *Bai J., Yilmaz O.* Model-based surface wave analysis and attenuation // 80th EAGE Conference and Exhibition 2018. — European Association of Geoscientists & Engineers. 2018, no. 1, pp. 1–5.
4. *Askari R., Ferguson R.J., Isaac J.H., Hejazi, S.H.* Estimation of S-wave static corrections using CMP cross-correlation of surface waves // Journal of Applied Geophysics. 2015, vol. 121, pp. 42–53.
5. *Socco L.V., Boiero D.* Improved Monte Carlo inversion of surface wave data // Geophysical Prospecting. 2008, vol. 56, no. 3, pp. 357–371.
6. *Dal Moro G., Pipan M., Gabrielli P.* Rayleigh wave dispersion curve inversion via genetic algorithms and marginal posterior probability density estimation // J. Appl. Geophys. 2007, vol. 61, no. 1, pp. 39–55.
7. *Pei D., Louie J.N., Pullammanappallil S.K.* Application of simulated annealing inversion on high-frequency fundamental-mode Rayleigh wave dispersion curves // Geophysics. 2007, vol. 72, no. 5, pp. R77–R85.
8. *Cox B.R., Teague D.P.* Layering ratios: a systematic approach to the inversion of surface wave data in the absence of a priori information // Geophysical Journal International. 2016, vol. 207, no. 1, pp. 422–438.
9. *Song X., Tang L., Zhao S., Zhang X., Li L., Huang J., Cai W.* Grey Wolf Optimizer for parameter estimation in surface waves // Soil Dynamics and Earthquake Engineering. 2015, vol. 75, pp. 147–157.
10. *Aleardi M., Stucchi E.* A hybrid residual neural network — Monte Carlo approach to invert surface wave dispersion data // Near Surface Geophysics. 2021, no. 4. pp. 397–414.
11. *Yablokov A., Lugovtsova Y., Serdyukov A.* Uncertainty quantification of multimodal surface wave inversion using artificial neural networks // Geophysics. 2023, vol. 88, no. 2, pp. KS1–KS11.
12. *Serdyukov A.S., Yablokov A.V., Duchkov A.A., Azarov A.A., Baranov V.D.* Slant f-k transform of multichannel seismic surface wave data // Geophysics. 2019, vol. 84, no. 1, pp. A19–A24.
13. *Lai C.G., Foti S., Rix G.J.* Propagation of data uncertainty in surface wave inversion // Journal of Environmental & Engineering Geophysics. 2005, vol. 10, no. 2, pp. 219–228.
14. *Камашев А.М., Дучков А.А.* Применение машинного обучения для адаптивного вычитания кратных отраженных волн // Геофизические технологии. — 2023. — №. 1. — С. 54–65.

References
1. Yablokov A.V., Serdyukov A.S., Loginov G.N., Baranov V.D. An artificial neural network approach for the inversion of surface wave dispersion curves // *Geophysical Prospecting.* 2021, vol. 69, no. 7, pp. 1405–1432.
2. Cheng F. et al. Watching the cryosphere thaw: Seismic monitoring of permafrost degradation using distributed acoustic sensing during a controlled heating experiment // *Geophysical Research Letters.* 2022, vol. 49, no. 10, pp. e2021GL097195.
3. Bai J., Yilmaz O. Model-based surface wave analysis and attenuation // 80th EAGE Conference and Exhibition 2018. — European Association of Geoscientists & Engineers. 2018, no. 1, pp. 1–5.
4. Askari R., Ferguson R.J., Isaac J. H., Hejazi, S. H. Estimation of S-wave static corrections using CMP cross-correlation of surface waves // *Journal of Applied Geophysics.* 2015, vol. 121, pp. 42–53.
5. Socco L.V., Boiero D. Improved Monte Carlo inversion of surface wave data // *Geophysical Prospecting.* 2008, vol. 56, no. 3, pp. 357–371.
6. Dal Moro G., Pipan M., Gabrielli P. Rayleigh wave dispersion curve inversion via genetic algorithms and marginal posterior probability density estimation // *J. Appl. Geophys.* 2007, vol. 61, no. 1, pp. 39–55.
7. Pei D., Louie J.N., Pullammanappallil S.K. Application of simulated annealing inversion on high-frequency fundamental-mode Rayleigh wave dispersion curves // *Geophysics.* 2007, vol. 72, no. 5, pp. R77–R85.
8. Cox B.R., Teague D.P. Layering ratios: a systematic approach to the inversion of surface wave data in the absence of a priori information // *Geophysical Journal International.* 2016, vol. 207, no. 1, pp. 422–438.
9. Song X., Tang L., Zhao S., Zhang X., Li L., Huang J., Cai W. Grey Wolf Optimizer for parameter estimation in surface waves // *Soil Dynamics and Earthquake Engineering.* 2015, vol. 75, pp. 147–157.
10. Aleardi M., Stucchi E. A hybrid residual neural network–Monte Carlo approach to invert surface wave dispersion data // *Near Surface Geophysics.* 2021, no. 4. pp. 397–414.
11. Yablokov A., Lugovtsova Y., Serdyukov A. Uncertainty quantification of multimodal surface wave inversion using artificial neural networks // *Geophysics.* 2023, vol. 88, no. 2, pp. KS1–KS11.
12. Serdyukov A.S., Yablokov A.V., Duchkov A.A., Azarov A.A., Baranov V.D. et al. Slant f-k transform of multichannel seismic surface wave data // *Geophysics.* 2019, vol. 84, no. 1, pp. A19–A24.
13. Lai C.G., Foti S., Rix G.J. Propagation of data uncertainty in surface wave inversion // *Journal of Environmental & Engineering Geophysics.* 2005, vol. 10, no. 2, pp. 219–228.
14. Kamashev A.M., Duchkov A.A. Application of machine learning for adaptive subtraction of multiple reflected waves // *Geofizicheskiye tekhnologii.* 2023, no. 1, pp. 54–65.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Яблоков — разработка и реализация алгоритмов, разработка концепции и подготовка статьи, окончательное утверждение публикуемой версии статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.
А.М. Камашев — сопровождение разработки алгоритмов и анализ результатов их применения.

М.В. Моисеев — апробация алгоритмов на реальных данных, анализ результатов и подготовка иллюстраций.

Alexandr V. Yablokov — development and implementation of algorithms, conceptualisation and preparation of the paper, final approval of the published version of the paper and agrees to take responsibility for all aspects of the paper.
Aleksandr M. Kamashev — supporting the development of algorithms and analysing the results of their application.
Mikhail V. Moiseev — testing algorithms on real data, analysing results and preparing illustrations.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Викторович Яблоков* — кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; старший научный сотрудник, Новосибирский государственный университет; научный сотрудник, Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН
630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3.
630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 1.
123242, Россия, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1.
e-mail: YablokovAV@ipgg.sbras.ru
SPIN-код: 2931-3505
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-3251-0289
Researcher ID: N-9685-2017
Scopus ID: 56950559800

Александр Максимович Камашев — младший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; младший научный сотрудник, Новосибирский государственный университет
SPIN-код: 4496-2688
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-8368-1144
Researcher ID: rid45346

Михаил Викторович Моисеев — инженер, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; лаборант, Новосибирский государственный университет
ORCID: https://orcid.org/0009-0004-9573-6295
Researcher ID: LGZ-9542-2024
Scopus ID: 59132424000

Alexandr V. Yablokov* — Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Senior Researcher, Novosibirsk State University; Researcher, Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences
3, Akademika Koptyuga Avenue, 630090, Novosibirsk, Russia.
1, Pirogova str., 630090, Novosibirsk, Russia.
10, p. 1., B. Gruzinskaya str., 123242, Moscow, Russia.
e-mail: YablokovAV@ipgg.sbras.ru
SPIN-code: 2931-3505
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-3251-0289
Researcher ID: N-9685-2017
Scopus ID: 56950559800

Aleksandr M. Kamashev — Junior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Junior Researcher, Novosibirsk State University
SPIN-code: 4496-2688
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-8368-1144
Researcher ID: rid45346

Mikhail V. Moiseev — Engineer, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Laboratory Assistant, Novosibirsk State University
ORCID: https://orcid.org/0009-0004-9573-6295
Researcher ID: LGZ-9542-2024
Scopus ID: 59132424000

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

УДК 550.83:004.8
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-146-155

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕНЕРАТИВНО-СОСТЯЗАТЕЛЬНЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ ТРАНСФОРМЕРОВ В КАЧЕСТВЕ АЛГОРИТМА ДЛЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ АМПЛИТУДНОЙ ИНВЕРСИИ

В.Д. Гришко[1,2,*], А.А. Козяев[1], Е.Е. Шилов[1], Д.А. Петров[1]
[1]ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», РФ, Красноярск
[2]ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», РФ, Красноярск

Электронный адрес: GrishkoVD@knipi.rosneft.ru

Введение. Сейсмическая амплитудная инверсия позволяет переходить от стандартных сейсмических кубов и разрезов к физически значимым параметрам, таким как акустический импеданс (АИ), плотность и т.д., для проведения количественной интерпретации. Однако задача инверсии является некорректно поставленной из-за многовариантности и неустойчивости решений, а также ограниченности частотного диапазона сейсмических данных, что обычно требует использования итеративной оптимизации.

Целью данной работы является разработка и апробация метода сейсмической амплитудной инверсии в акустическом варианте с применением генеративно-состязательных нейронных сетей (GAN) без необходимости построения низкочастотной модели и извлечения импульса из скважинных данных. Данный метод направлен на минимизацию степени свободы алгоритма инверсии, полагаясь на то, что нейронные сети способны выделить всю необходимую информацию напрямую из входных данных, а также на существенное сокращение времени, требуемого для прогноза распространения акустических свойств.

Материалы и методы. В исследовании рассматриваются три сценария архитектур моделей для решения задачи прогноза псевдоакустического каротажа, каждый из которых различается количеством нейросетей. Каждый из сценариев адаптирован к специфике реальных месторождений, в которых количество скважин для анализа часто ограничено. Предложенный подход к обучению, используемый в нейронных сетях GAN, применяется для регуляризации моделей и борьбы с переобучением. Разработанный метод тестируется на реальных данных Восточной Сибири.

Результаты нового метода сравниваются с результатами стандартного алгоритма акустической инверсии на основе модели (Model-based). Предлагаемый метод демонстрирует сопоставимые значения метрик количественной оценки и качественного анализа, требуя значительно меньше времени для получения прогноза.

Заключение. Рекомендованный в работе метод демонстрирует высокую эффективность использования технологий глубокого обучения для решения задач инверсии сейсмических данных и может рассматриваться как экспресс метод акустической инверсии.

Ключевые слова: сейсмическая амплитудная инверсия, акустическая инверсия, глубокое обучение, генеративно-состязательные нейронные сети

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Гришко В.Д., Козяев А.А., Шилов Е.Е., Петров Д.А. Применение генеративно-состязательных нейронных сетей на основе трансформеров в качестве алгоритма для сейсмической амплитудной инверсии. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):146–155. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-146-155

Статья поступила в редакцию 02.12.2024
Принята к публикации 24.01.2025
Опубликована 31.03.2025

APPLICATION OF TRANSFORMERS BASED GENERATIVE ADVERSARIAL NEURAL NETWORKS AS AN ALGORITHM FOR SEISMIC AMPLITUDE INVERSION

Vladimir D. Grishko[1,2,*], Andrey A. Kozyayev[1], Egor E. Shilov[1], Denis A. Petrov[1]
[1]LLC "RN-KrasnoyarskNIPIneft", RF, Krasnoyarsk
[2]Siberian Federal University, RF, Krasnoyarsk

E-mail: GrishkoVD@knipi.rosneft.ru

Introduction. Seismic amplitude inversion enables the transition from wavefield amplitudes to the distributions of physical properties and the prediction of their propagation. However, the inversion problem is often ill-posed due to solution non-uniqueness and instability, as well as the limited frequency range of seismic data, which typically necessitates iterative optimization.

Aim. The objective of this study is to develop and test a method for impedance inversion using Generative Adversarial Networks (GAN) without the need for constructing a low-frequency model or extracting the impulse from well log data. This method aims to minimize the degrees of freedom of the inversion algorithm, relying on neural networks' ability to extract all necessary information directly from the input data, and significantly reducing the time required for predicting the propagation of acoustic properties.

Materials and methods. The study examines three model architecture scenarios for predicting pseudo-acoustic logging, each differing in the number of neural networks. Each scenario is adapted to the specifics of real data, where the number of wells available for analysis is often limited. The proposed training approach used in GANs is applied for solve model regularization and overfitting tasks. The developed method is tested on real data from a site in Eastern Siberia.

Results. The results of the new method are compared with those of the standard model-based acoustic inversion algorithm. Our method demonstrates comparable metrics in quantitative evaluation and qualitative analysis, requiring significantly less time to obtain the forecast.

Conclusion. Our method demonstrates high efficiency in using deep learning technologies to solve seismic data inversion problems and can be considered as a rapid method for acoustic inversion.

Keywords: seismic inversion, impedance inversion, deep learning, generative adversarial networks

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

For citation: Grishko V.D., Kozyayev A.A., Shilov E.E., Petrov D.A. Application of transformers based generative adversarial neural networks as an algorithm for seismic amplitude inversion. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):146–155. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-146-155

Manuscript received 02.12.2024
Accepted 24.01.2025
Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Сейсмическая амплитудная инверсия (далее инверсия) — это семейство алгоритмов, позволяющих переходить от стандартных сейсмических кубов и разрезов к физически значимым параметрам, таким как акустический импеданс (АИ), плотность и т.д., для проведения количественной интерпретации.

Количественная интерпретация опирается на взаимозависимость физических параметров, определяемых по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и получаемых по результатам инверсии, а также статистической зависимости таких важных свойств изучаемого пласта как литология, коэффициент пористости и т.д. с этими физическими параметрами (АИ и т.д.).

Инверсия получила широкое распространение при поисках, разведке и изучении месторождений углеводородов (УВ). Процедуры инверсии используются на большинстве проектов по интерпретации данных сейсморазведки, что свидетельствует об актуальности темы.

Математически задача инверсии заключается в нахождении такой модели среды m, по которой бы рассчитанное с помощью известного оператора A геофизическое поле d_{synt} наилучшим образом соответствовало наблюденному d_{obs}. Тогда предполагается, что подобранная модель m близка к реальной геологической обстановке m_{real}.

$$A(m) = d_{synt};\ d_{synt} \rightarrow d_{obs}. \quad (1)$$

Такая задача является некорректно поставленной [1] из-за:

неединственности решения: один и тот же сейсмический разрез может соответствовать бесконечному множеству геологических моделей;

неустойчивости решения: помехи в геофизических данных ведет к увеличению степени свободы в пространстве поиска оптимальной модели.

Кроме того, в контексте сейсмической инверсии существует проблема ограниченности частотного диапазона сейсмических данных по сравнению с данными скважин.

В силу описанных ограничений многие стандартные подходы к решению задачи инверсии основаны на минимизации параметрического функционала, включающего невязку между расчетным и наблюденным сейсмическими полями и функционал регуляризации, который позволяет ограничить пространство поиска искомой модели.

Существует множество алгоритмов сейсмической инверсии, которые, в свою очередь, делятся на акустическую и упругую инверсии, детерминистическую и стохастическую и т.д. [2]. Современные аналитические алгоритмы, инверсия редких импульсов и инверсия на основе модели, позволяют добиться наиболее корректных моделей распределения физических свойств в межскважинном пространстве, однако дополнительно требуют извлечения импульса из скважинных данных для решения прямой задачи и построения фоновой низкочастотной модели для перехода к абсолютным значениям упругих

свойств в случае инверсии редких импульсов и для начального приближения в случае инверсии на основе модели. С другой стороны, активно развиваются алгоритмы на основе глубокого обучения, которые позволяют решать некоторые из проблем аналитических подходов и повысить скорость выполнения работ или добавить вариативность в полученные результаты [3].

РАЗРАБОТАН И АПРОБИРОВАН АЛГОРИТМ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ НА ОСНОВЕ ГЕНЕРАТИВНО-СОСТЯЗАТЕЛЬНЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ (GAN), ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ БЕЗ ПОСТРОЕНИЯ НИЗКОЧАСТОТНОЙ МОДЕЛИ И ИЗВЛЕЧЕНИЯ ИМПУЛЬСА ИЗ СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ ВЫДЕЛЯТЬ ИЗ ВХОДНЫХ ДАННЫХ ВСЮ НЕОБХОДИМУЮ ИНФОРМАЦИЮ И СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ ДЛЯ ПРОГНОЗА РАСПРОСТРАНЕНИЯ АКУСТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ.

Методы на основе глубокого обучения (ГО) интересны в первую очередь возможностью аппроксимации функциональной зависимости между входными и выходными данными. Так в работе [4] используют сверточные нейронные сети (CNN) для инверсии акустического импеданса. В работе [5] исследователи применяют предобученную базовую модель Seismic-Foundation-Model (SFM) для инверсии коэффициентов отражения по данным сейсмики.

Основными источниками «размеченной» информации для алгоритмов глубокого обучения в области сейсмической амплитудной инверсии являются данные ГИС, однако в реальных проектах их количество, как правило, ограничено, из-за чего применение классического метода обучения с учителем приводит к переобучению и слабой прогнозной способности алгоритма. С другой стороны, огромный объем «неразмеченной» информации в виде сейсмического куба в случае данных сейсморазведочных работ (СРР) 3D при таком подходе остается вне поля зрения модели. Учесть одновременно «размеченные» и «неразмеченные» данные возможно при применении метода обучения нейронных сетей с частичным привлечением учителя, в котором «неразмеченным» данным присваивается псевдоразметка с помощью различных техник.

Выдающихся результатов в области безусловной и условной генерации данных достигли генеративно-состязательные нейронные сети (GAN). В работе [6] показаны GAN в сочетании с методом обучения с частичным привлечением учителя для инверсии акустического импеданса, используя синтетические и реальные сейсмические данные, в исследованиях также демонстрируется превосходство GAN по сравнению со стандартными CNN моделями по ряду метрик качества.

ЦЕЛЬ

Целью данной работы является разработка и апробация метода сейсмической инверсии в акустическом варианте с применением генеративно-состязательных нейронных сетей без дополнительного построения низкочастотной модели и извлечения импульса из скважин. Предлагая данный метод, авторы стремились, с одной стороны, сократить количество степеней свободы алгоритма инверсии, полагаясь на то, что нейронные сети выделят всю необходимую информацию напрямую из входных данных, с другой стороны, значительно уменьшить время, требуемое на получение прогноза распространения акустических свойств.

В ходе работы рассмотрены три сценария архитектур моделей для решения задачи прогноза акустического импеданса в порядке возрастания количества нейросетей в них. Результаты работы предложенного метода демонстрируются на реальных данных, полученных на месторождении, расположенном в Восточной Сибири, и сравниваются со стандартным алгоритмом акустической инверсии на основе модели (model-based).

МЕТОД

В основе всех моделей глубокого обучения лежат данные, на которых обучаются модели. Сокращая выбранный функционал ошибки, глубокие нейронные сети аппроксимируют зависимость между входными и выходными данными без явного программирования формул или правил. Исходными данными для сейсмической инверсии в акустическом варианте являются полнократный сейсмический куб и значения акустического импеданса по ГИС. Пары кривых АИ и соответствующих им сейсмических трасс являются «размеченной» обучающей выборкой. При этом количество скважинных данных во много раз меньше количества сейсмических трасс, что сильно ограничивает «размеченную» выборку и осложняет процесс обучения устойчивой модели глубокого обучения (ГО). В таких случаях уместно применять метод обучения с частичным привлечением учителя, в котором неразмеченным данным сопоставляется псевдоразметка. В предложенном методе

использована дополнительная нейронная сеть $\overline{B}$ для преобразования кривых акустического импеданса в сейсмические трассы для использования всех сейсмических трасс при обучении модели ГО. Так, во время обучения генератора $\overline{A}$ кривых акустического импеданса по сейсмическим данным восстанавливалась некоторая F с условиями:

$$\begin{cases} m = F(d_{obs}), \\ d_{obs} = P[F(d_{obs})], \\ d_{obs} = P(m_{obs}), \end{cases} \quad (2)$$

где m — модель акустического импеданса, d_{obs} — наблюденное сейсмическое поле, m_{obs} — данные АИ из скважин, P — функция, задаваемая моделью ГО $\overline{B}$, преобразующая кривые АИ в сейсмические трассы.

Стоит обратить внимание, что в отличие от аналитических алгоритмов инверсии в предложенном методе не используются низкочастотные модели, извлеченный импульс и модель сверточной трассы, позволяя нейросетевым моделям самостоятельно искать необходимую информацию в исходных данных.

Все рассмотренные ниже архитектуры содержат две нейронные сети генератора: модель $\overline{A}$, преобразующая сейсмические трассы в кривые АИ и восстанавливающая функцию F; модель $\overline{B}$, преобразующая кривые АИ в сейсмические трассы восстанавливающая функцию P.

А. Сценарий 1. Ошибка MSE

В первом сценарии использованы две нейронные сети $\overline{A}$ и $\overline{B}$. Во время обучения, сначала обучается нейронная сеть $\overline{B}$ на небольшом объеме размеченных данных. На вход модели подается двухканальный временной ряд, первый канал — АИ, второй — рассчитанные по АИ коэффициенты отражения. Стоит учесть, что данные второго канала вполне могут быть рассчитаны самой нейронной сетью в латентном пространстве признаков, однако они явно подаются как атрибут, имеющий физическое обоснование. Выходом модели являются сейсмические трассы, соответствующие поданным импедансом.

В силу того что функциональная зависимость P проще зависимости F и успешно решается с помощью математической модели сверточной трассы, предполагается, что даже небольшой выборки будет достаточно для обучения нейронной сети. Замена этой математической модели на нейронную сеть $\overline{B}$, позволяет, с одной стороны, избавиться от необходимости извлечения импульса из скважинных данных, с другой стороны — получить более комплексную зависимость, в неявном виде учитывающую наличие шума в данных и положение трассы в пространстве. При обучении нейронной сети минимизируется функционал среднеквадратичной ошибки (MSE).

$$L_{MSE}(B) = E[\| d_{obs} - B(m_{obs}) \|_2^2]. \quad (3)$$

При обучении модели $\overline{A}$ были использованы веса обученной модели $\overline{B'}$. Входными для модели $\overline{A}$ являются сейсмические трассы, на выходе ожидаются восстановленные кривые АИ. На «размеченных» данных также была рассчитана среднеквадратичная ошибка (MSE). Для «неразмеченных» данных использовано циклическое преобразование: выбрав некоторою сейсмическую трассу s, она была преобразована с помощью A в кривую АИ $\tilde{a}$, затем с помощью уже обученной модели $\overline{B'}$ выполнено обратное преобразование из $\tilde{a}$ в $\tilde{s}$. Считая, что нейронная сеть $\overline{B'}$ корректно восстанавливает зависимость P, нейронной сети $\overline{A}$ нужно так преобразовать неразменные данные, чтобы исходная сейсмическая трассы s и восстановленная в результате циклического преобразования $\tilde{s}$ были идентичны. Итоговой функционал ошибки для нейронной сети $\overline{A}$ записывается следующим образом:

$$L(A) = \alpha L_{MSE}^{labeled}(A) + \beta L_{MSE}^{unlabeled}(A), \quad (4)$$

$$\begin{aligned} L(A) = \alpha E[\| m_{obs} - A(d_{obs}^{l}) \|_2^2] + \\ + \beta E[\| d_{obs} - B'(A(d_{obs}^{ul})) \|_2^2], \end{aligned} \quad (5)$$

где d_{obs}^{l} — сейсмические трассы из размеченной выборки, d_{obs}^{ul} — сейсмические трассы из неразмеченной выборки, α и β — коэффициенты.

Б. Сценарий 2. Ошибка MSE + cGAN

Несмотря на использование цикличного преобразование для учета неразмеченных данных, минимизация функционала MSE может приводить к сильному переобучению в условиях довольно ограниченной «размеченной» выборки. Одним из способов борьбы с переобучением нейронных сетей является добавление регуляризирующего функционала в общий функционал ошибки.

Нейронные сети GAN способны генерировать данные из случайного вектора z в заданном латентном пространстве. Такие нейронные сети состоят из двух частей: генератора G и дискриминатора D. Генератор G создает данные, соответствующие распределению признаков целевых примеров, дискриминатор D, в свою очередь, отличает целевые реальные данные и сгенерированные

генератором. Процесс обучения GAN можно представить как игру с нулевой суммой.

$$\min_G \max_D L(G, D) = E[\log D(x)] + \\ + E[\log 1 - D(G(z))], \quad (6)$$

Для того чтобы генерировать данные по некоторому предварительному условию, например метке класса, во время обучения вместо или совместно с вектором случайного шума на вход генератора подается векторизованное условие. На вход дискриминатора подается как условие, так и целевые данные, сгенерированные или реальные.

В контексте решаемой задачи использован дискриминатор как регуляризирующий функционал в общей функции ошибки нейросети $\overline{A}$. Благодаря добавлению данного слагаемого удалось достичь более обобщенного результата генерации кривых АИ и повысить робастность модели. В данной работе использована условная модель cGAN (conditional GAN) Вассерштейна с добавлением градиентного штрафа для устойчивого обучения модели дискриминатора на небольшом объеме данных.

$$L(A) = \alpha L_{MSE}^{labeled}(A) + \beta L_{MSE}^{unlabeled}(A) + \\ + \gamma L_{GAN}(A, D_A), \quad (7)$$

$$L_{GAN}(A, D_A) = -E[D_A(m, d)] + E[D_A(A(d), d)] + \\ + \lambda E[(\| \nabla_{\tilde{m}} D_A(\tilde{m}, d) \|_2 - 1)^2], \quad (8)$$

где $\tilde{m}$ — случайная линейная интерполяция между каротажем АИ из скважины и сгенерированным нейронной сетью $\overline{A}$.

Таким образом, удалось скомбинировать ошибку MSE и cGAN, обучая нейронную сеть, генератор $\overline{A}$ как на «размеченных», так и на «неразмеченных» данных и дискриминатор D_A на размеченных данных с целью большей обобщающей способности модели.

В. Сценарий 3

Добавляя дискриминатор D_A, удалось решить задачу с переобучением модели $\overline{A}$ при небольшом объеме обучающих данных. Однако для обучения модели $\overline{B}$ в описанном подходе использован только «размеченный» набор данных. Поэтому в сложных геолого-геофизических условиях модель $\overline{B}$ может некорректно восстановить зависимость P, например из-за переобучения на шумных данных, что приведет к ошибочному циклическому преобразованию при обучении нейронной сети $\overline{A}$. Дополнительно учесть неразмеченные данные также возможно с помощью генеративно-состязательной нейронной сети.

Во время обучения нейронной сети $\overline{B}$ дополнительно использована ошибка безусловной модель GAN Вассерштейна. Результирующий функционал ошибки принимает вид:

$$L(B) = \alpha L_{MSE}(B) + \beta L_{GAN}(B, D_B), \quad (9)$$

$$L_{GAN}(B, D_B) = -E[D_B(d)] + E[D_B(B(m))] + \\ + \lambda E[(\| \nabla_{\tilde{d}} D_B(\tilde{d}) \|_2 - 1)^2], \quad (10)$$

где D_B — безусловный дискриминатор, $\tilde{d}$ — случайная линейная интерполяция между реальной сейсмической трассой и сгенерированной нейронной сетью $\overline{B}$.

Идея использования безусловного дискриминатора, помимо регуляризации нейронной сети $\overline{B}$, заключается в изучении распределения характеристик сейсмических трасс по изучаемой площади. Каждая из моделей $\overline{A}$, $\overline{B}$, D_A, D_B помимо описанных входных данных дополнительно получает векторизованную информацию о положении входного временного ряда в пространстве. Использование этой информации при обучении позволяет построить более корректную зависимость P между данными АИ и сейсмическими трассами. Корректная зависимость P, в свою очередь, приведет к более стабильному обучению основной нейронной сети $\overline{A}$.

Схема сценария 3, содержащая элементы сценариев 1 и 2, приведена на **рис. 1**.

Г. Архитектура нейронных сетей и особенность реализации

Все из перечисленных нейронных сетей $\overline{A}$, $\overline{B}$, D_A, D_B основаны на архитектуре Трансформер [7] (Transformer), предназначенной для обработки последователей и активно используемой как в задачах обработки естественного языка, так и в задачах обработки изображений.

Входная последовательность данных, такие как кривые АИ или сейсмические трассы, разбивается на части, токены, по заданному числу отчетов. Полученная последовательность токенов суммируется с позиционными векторами, эмбедингами (positional embedding), вычисленными по синусоидальному закону, и описывающими положение каждого токена в 3-мерном пространстве изучаемого объекта. Благодаря такому механизму обработки последовательности становится возможным явно учитывать характеристики кривых как по глубине, так и по положению на 2D-сетке.

Нейронные сети генераторы $\overline{A}$, $\overline{B}$ состоят из кодировщика, включающего в себя несколько подряд идущих блоков трансформера, и сверточного декодера, преобразующий скрытый вектор, полученный кодировщиком в данные в исходном пространстве.

В дискриминаторах D_A и D_B используется

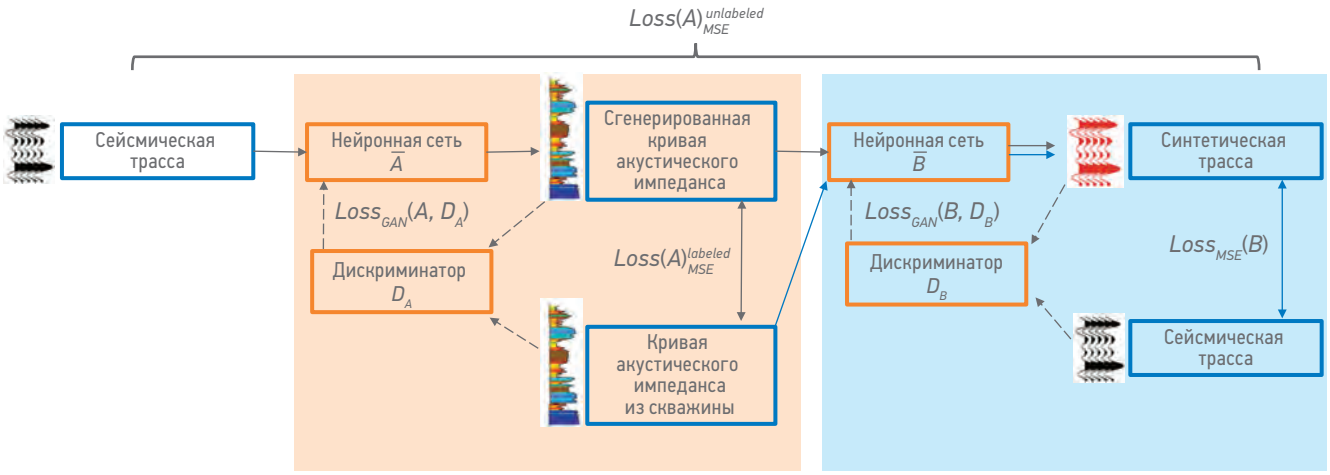


Рис. 1. Схема модели глубокого обучения, описанная в сценарии 3 (Е.Е. Шилов, В.Д. Гришко)
Fig. 1. Diagram of the deep learning model described in Scenario 3 (Egor E. Shilov, Vladimir D. Grishko)

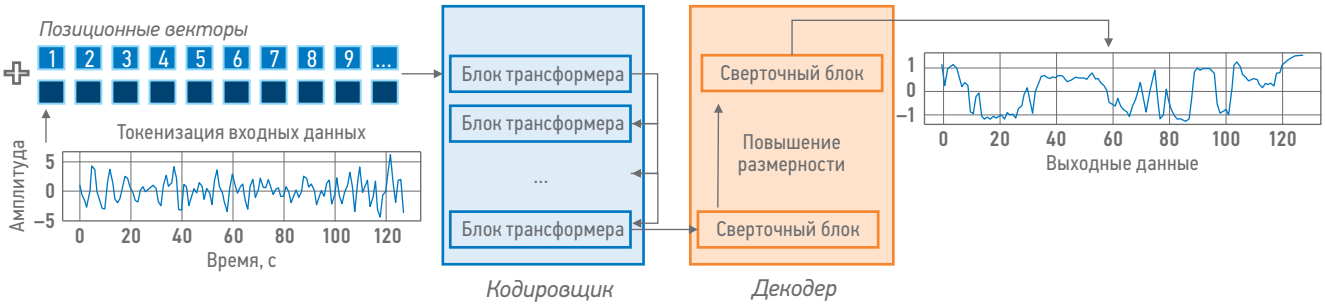


Рис. 2. Архитектура нейронной сети генератора (Е.Е. Шилов, В.Д. Гришко)
Fig. 2. Architecture of the generator neural network (Egor E. Shilov, Vladimir D. Grishko)

только часть кодировщика, однако дополнительно обучается специальный токен, обрабатывающийся со всей остальной последовательностью, значение которого является ответом модели дискриминатора. (**рис. 2**).
Для нейронных сетей $\overline{A}$, D_A и $\overline{B}$, D_B были выбраны одинаковые параметры кодировщика: 12 блоков трансформера с размерностью скрытого вектора в 128 элементов и 8 блоков трансформера с размерностью скрытого вектора в 64 элемента, соответственно.
Сверточный блок содержит два нейронных сверточных оператора, пакетную нормализацию и остаточное соединение.
Особенностью реальных данных является разная глубина скважин. Для пакетной обработки нескольких скважин одновременно случайным образом выбирается длина обрабатываемой последовательности текущего пакета, затем из каждой кривой АИ или сейсмической трассы берется часть последовательности, выбранной длинны, начиная со случайно определённого времени старта для каждой кривой. Абсолютное положение выбранных примеров задается с помощью позиционных векторов. Такое сэмплирование также добавляет стохастичность во время обучения моделей, что может повысить их робастность и выразительность.

РЕЗУЛЬТАТ

Для апробации метода использованы данные, полученные на месторождении, расположенном в Восточной Сибири. Площадь изучаемого участка составляет 2000 тыс. км^2.
В соответствие с петрофизическими исследованиями, проведенными на объекте, есть связь между значениями АИ и коэффициентом глинистости, что, в свою очередь, позволяет прогнозировать коллектор в целевом, рифейском интервале разреза. Наибольший интерес представляет интервал ниже предвендской эрозионной поверхности (отражающий горизонт (ОГ) R0 +30 мс).
В рамках стандартного графа обработки и интерпретации выполнена акустическая инверсия с помощью алгоритма model-based, где используется низкочастотная модель (НЧМ) построенная по данным ГИС. Выборка скважин стандартно делится на используемые в НЧМ и тестовые, по которым оценивается качество инверсии.

Для обучения нейросетевого алгоритма использованы те же скважины, по которым построена НЧМ. Всего для исследования было доступно 30 скважин, 20 из которых использовались в обучающей выборке.
Дополнительным вызовом для предложенного метода является неравномерное распределение скважин как по латерали, так и по глубине. Глубже 1100 мс (около — 2500 м) пробурены только 4 скважины (2 в обучающей выборке, 2 в тестовой). Нейросетевой алгоритм может оказаться непригоден для экстраполяции на более глубокие времена в силу и без того небольшой обучающей выборки.
В ходе работы нейронная сеть обучалась в течение 2000 эпох по трем сценариям, описанным в предыдущем пункте. После выбора лучшей модели *B'* также в течение 2000 эпох обучалась модель A. В сценариях с наличием дискриминатора были выбраны коэффициенты для функционала ошибки GAN таким образом, чтобы его значение было одного порядка со значением MSE ошибки. В противном случае эффект от ошибки GAN либо становится незаметен, либо становится слишком велик, что ведет к ухудшению метрик качества. Для оптимизации функционалов ошибки использована градиентная оптимизация Adam со скоростью обучения (learning rate) в 0,0004.
Разрезы куба АИ представлены на **рис. 3**. Заметно, как при усложнении модели улучшается прогнозная способность алгоритма и устойчивость полученного решения. Если в первом сценарии ниже горизонта

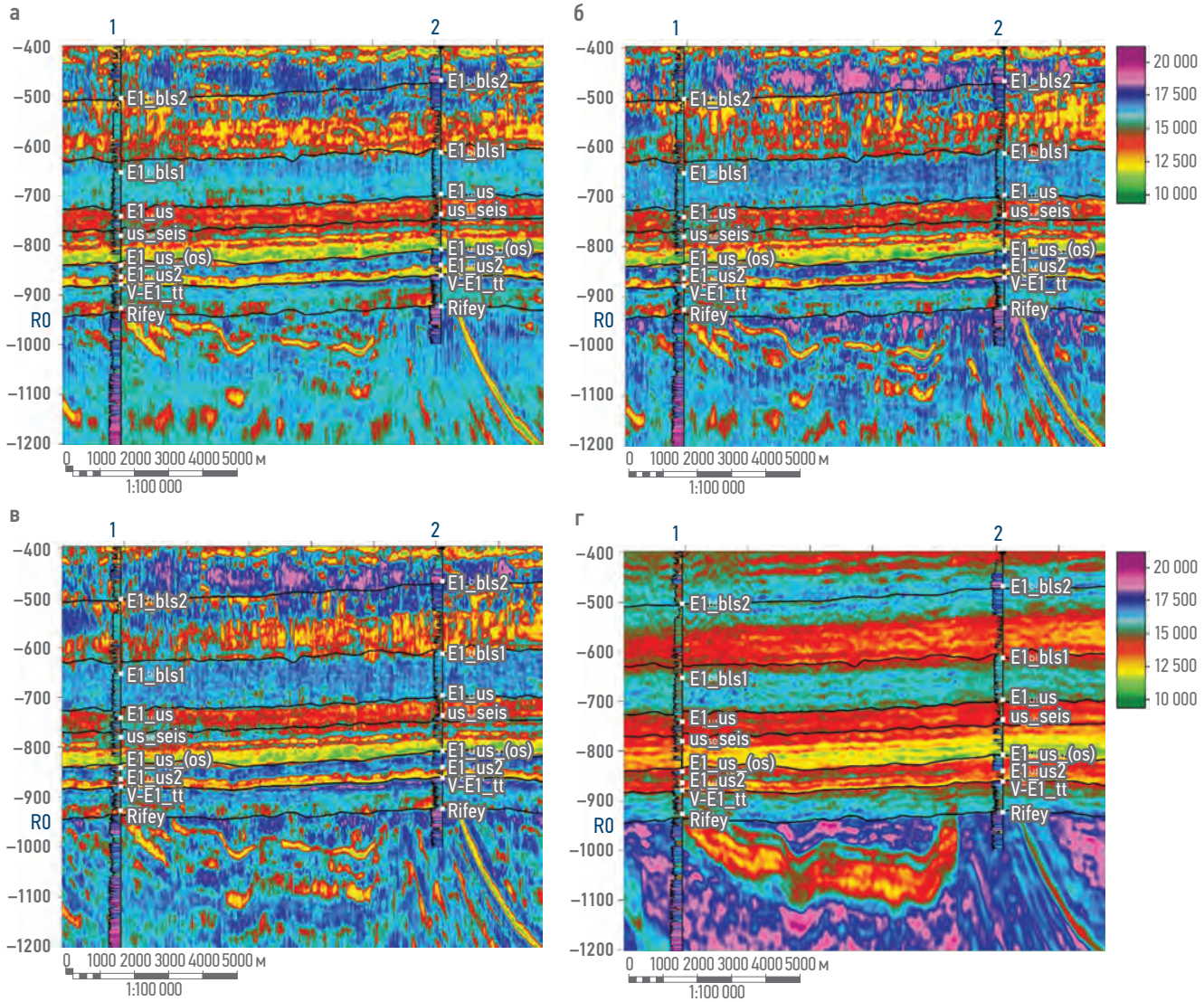


Рис. 3. Разрезы АИ полученные с помощью методов ГО и model-based инверсии: (а) первый сценарий; (б) второй сценарий; (в) третий сценарий, лучший результат среди методов ГО; (г) model-based инверсия. Скважина 2 является валидационной (Е.Е. Шилов, В.Д. Гришко)
Fig. 3. Acoustic Impedance sections obtained using deep learning methods and model-based inversion: (a) first scenario; (б) second scenario; (в) third scenario (the best result among deep learning methods); (г) model-based inversion. Well 2 is the validation well (Egor E. Shilov, Vladimir D. Grishko)

R0 не удается выделить блоковые структуры, то в 3 сценарии отчетливо видны все, в том числе крутонаклонные блоки. Заметная латеральная неоднородность результата предположительно вызвана чувствительностью моделей ГО к шуму, из-за чего даже на соседних трассах может колебаться значение прогнозного импеданса. Такая особенность предсказания в дальнейшем может быть компенсирована с помощью сглаживания или с помощью одновременного использования нескольких соседних трасс для расчёта значений АИ. На картах поверхности R0 + 30 мс (**рис. 4**) также наблюдается схожий характер распределения аномалий АИ по латерали.

Анализируя метрики качества на валидационных скважинах (**табл. 1**), также можно сделать вывод о высоком качестве прогноза по предложенному методу, сопоставимом со стандартным подходом.

При этом необходимо отметить, что время, затраченное на расчёт куба АИ, по разработанному методу кратно меньше (с учётом создания НЧМ и т.д.).

Таблица 1. Оценка качества инверсии АИ по валидационным скважинам
Table 1. Assessment of the quality of Acoustic Impedance inversion by validation wells

	Предложенный метод (сценарий 3)	Model-based инверсия
Коэффициент корреляции	**0,78**	0,77
Коэффициент корреляции (целевой интервал)	**0,71**	0,7
Средняя абсолютная ошибка*	1,30	**1,26**
Средняя абсолютная ошибка* (целевой интервал)	1,54	**1,44**

* Стандартизированные данные (среднее 0, дисперсия 1)
* Standardized data (mean 0, variance 1)

ВЫВОДЫ

В статье продемонстрирован метод сейсмической амплитудной инверсии в акустическом варианте с применением генеративно-состязательных нейронных сетей на основе архитектуры Трансформер. Учитывая специфику реальных проектов, на которых количество скважин, т.е. «размеченных» данных, как правило, сильно ограничено, в данной работе использованы различные техники

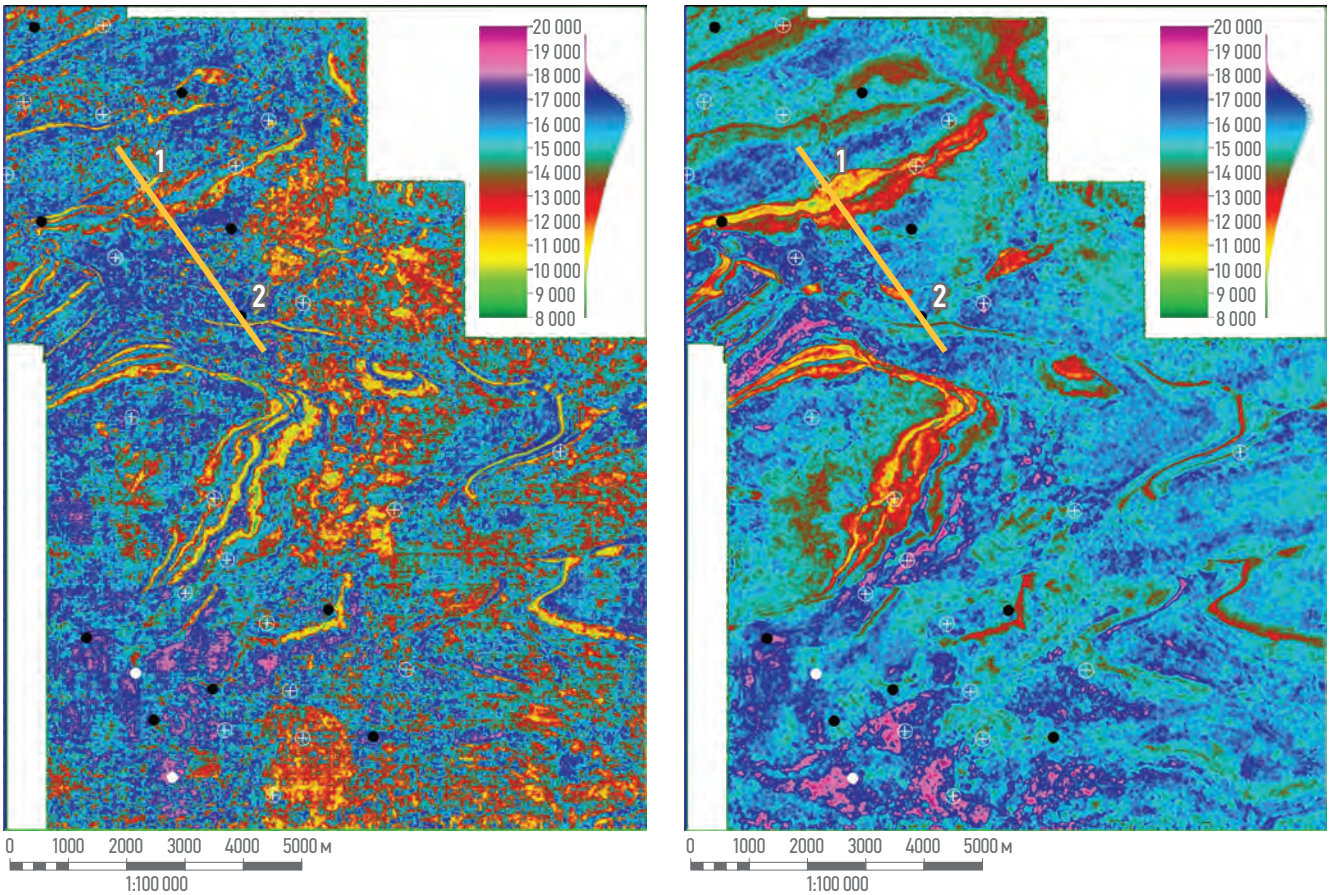


Рис. 4. Срезы куба АИ на уровне R0 + 30 мс. Слева — результат модели ГО сценария 3, справа — результат model-based инверсии. Черными точками показаны валидационные скважины (Е.Е. Шилов, В.Д. Гришко)
Fig. 4. Slices of the Acoustic Impedance cube at R0 + 30 ms. The left panel shows the result of deep learning model from Scenario 3, and the right panel shows the result of model-based inversion. Black dots indicate validation wells (Egor E. Shilov, Vladimir D. Grishko)

для повышения прогнозной способности алгоритма. Для учета как «размеченной» информации пар каротажа АИ и соответствующих им сейсмических трасс, так и «неразмеченной» использовано циклическое преобразование с помощью обучения двух моделей нейронных сетей. Одна из моделей решает основную задачу преобразования сейсмического куба в кривые АИ, вторая является вспомогательной и решает более простую задачу преобразования значений АИ по ГИС в сейсмическую трассу. В ходе экспериментов также показано, что при обучении нейронных сетей с помощью минимизации только MSE функционала происходит потеря предсказательной способности и переобучения модели на обучающих скважинах. Для минимизации этого эффекта использован функционал ошибки GAN Вассерштейна дополнительно к MSE. Роль дискриминатора в таком случае может интерпретироваться как регуляризация, направленная на генерацию более обобщённого результата. Использование дискриминаторов для обучения как основной и вспомогательной моделей позволило добиться наиболее релевантного прогноза свойств среды в межскважинном пространстве. Новизной работы является использование нейронных сетей архитектуры Трансформер с абсолютным позиционным кодированием как для генераторов, так и для дискриминаторов.

Предложенный авторами метод позволяет получить оценку упругих свойств разреза без дополнительного построения низкочастотной модели и извлечения импульса из скважин, используя только сейсмический куб амплитуд и значения АИ по ГИС, и может рассматриваться как экспресс-метод акустической инверсии. Для апробации метода были использованы реальные данные, полученные на территории Восточной Сибири, что позволило добиться результата, сопоставимого по метрикам качества с результатом наиболее часто используемого алгоритма model-based инверсии. При этом время обучения нейронных сетей и расчета куба АИ на тестируемом объекте составило менее одного часа, что на два порядка меньше времени, затраченного на расчёт инверсии по стандартному графу. На данный момент в предложенном методе остался открытым вопрос о необходимом минимальном количестве скважин для инверсии АИ. Таким образом, дальнейшие исследования связаны с модификацией алгоритма для устойчивости к малому числу скважин.

Список литературы

1. *Жданов М.С.* Теория обратных задач и регуляризации в геофизике. М.: Научный мир, 2007. 712 с

2. *Данько Д.А.* Разработка принципов изучения нетрадиционных глинистых коллекторов на основе петроупругого моделирования и амплитудной инверсии сейсмических данных: дис. ... канд. геол.-мин. наук [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. — Москва, 2018. — 273 с.

3. *Kim Y., Nakata N.* Geophysical inversion versus machine learning in inverse problems, Lead. Edge, 2018, vol. 37, no. 12, pp. 894–901.

4. *Wu B., Meng D., Wang L., Liu N., Wang Y.* Seismic impedance inversion using fully convolutional residual network and transfer learning, IEEE Geosci. Remote Sens. Lett., 2020, vol. 17, no. 12, pp. 2140–2144.

5. *Sheng H., Wu1 X., Si X., Li J., Zhang S., Duan X.* Seismic Foundation Model (SFM): All-Purpose Feature Extraction from Seismic Data for Diverse Geophysical Applications, 85th EAGE Annual Conference & Exhibition, 2024, p. 1–5.

6. *Meng D., Wu B., Wang Z., Zhu Z.* Seismic impedance inversion using conditional generative adversarial network, IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters, 2021, vol. 19, p. 1–5.

7. *Vaswani A., Shazeer N., Parmar N., Uszkoreit J., Jones L., Gomez A.N., Kaiser Ł., Polosukhin I.* "Attention is all you need," Advances in neural information processing systems, vol. 30, 2017.

References

1. Zhdanov M.S. Theory of Inverse Problems and Regularization in Geophysics. Moscow: Nauchny Mir, 2007, 712 p.

2. Danko D.A. Development of principles for studying unconventional clay reservoirs based on petroelastic modeling and amplitude inversion of seismic data. 2018, 273 p.

3. Kim Y., Nakata N. Geophysical inversion versus machine learning in inverse problems, Lead. Edge, 2018, vol. 37, no. 12, pp. 894–901.

4. Wu B., Meng D., Wang L., Liu N., Wang Y. Seismic impedance inversion using fully convolutional residual network and transfer learning, IEEE Geosci. Remote Sens. Lett., 2020, vol. 17, no. 12, pp. 2140–2144.

5. Sheng H., Wu1 X., Si X., Li J., Zhang S., Duan X. Seismic Foundation Model (SFM): All-Purpose Feature Extraction from Seismic Data for Diverse Geophysical Applications, 85th EAGE Annual Conference & Exhibition, 2024, p. 1–5.

6. Meng D., Wu B., Wang Z., Zhu Z. Seismic impedance inversion using conditional generative adversarial network, IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters, 2021, vol. 19, p. 1–5.

7. Vaswani A., Shazeer N., Parmar N., Uszkoreit J., Jones L., Gomez A.N., Kaiser Ł., Polosukhin I. "Attention is all you need," Advances in neural information processing systems, vol. 30, 2017.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.Д. Гришко — разработал и обучил алгоритмы глубокого обучения для инверсии акустического импеданса по данным сейсмики и скважин. Провел количественную оценку результатов по установленным метрикам качества.
А.А. Козяев — осуществлял общее и методическое руководство. Оказал экспертную поддержку в анализе полученных результатов.
Е.Е. Шилов — оказал экспертную поддержку в анализе полученных результатов. Предоставил графические материалы.
Д.А. Петров — оказал экспертную поддержку в разработке алгоритма и анализе полученных результатов.

Vladimir D. Grishko — developed and trained deep learning algorithms for acoustic impedance inversion using seismic and well log data. Conducted quantitative evaluation of the results based on established quality metrics.
Andrey A. Kozyayev — provided overall and methodological supervision. Offered expert support in the analysis of obtained results.
Egor E. Shilov — provided expert support in the analysis of obtained results. Supplied graphic materials.
Denis A. Petrov — provided expert support in developing the algorithm and support in the analysis of obtained results.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Дмитриевич Гришко* — геофизик ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
e-mail GrishkoVD@knipi.rosneft.ru
660098, Россия, г. Красноярск, ул. 9 Мая, д. 65д.

Андрей Александрович Козяев — кандидат геолого-минералогических наук, начальник управления, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

Егор Евгеньевич Шилов — геолог ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

Петров Денис Александрович — начальник отдела, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

Vladimir D. Grishko* — Geophysicist at "RN-KrasnoyarskNIPIneft" LLC, Siberian Federal University (SFU)
e-mail: GrishkoVD@knipi.rosneft.ru
65D, 9th May Street, 660098, Krasnoyarsk, Russia.

Andrey A. Kozyayev — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Department, "RN-KrasnoyarskNIPIneft" LLC

Egor E. Shilov — Geologist at "RN-KrasnoyarskNIPIneft" LLC

Denis A. Petrov — Department manager, "RN-KrasnoyarskNIPIneft" LLC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

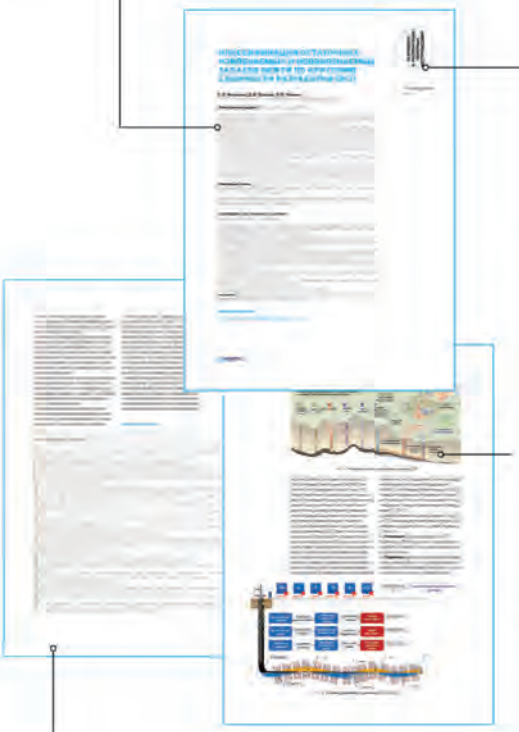
ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ
Эльвира Римовна Керимова, ученый секретарь
ProNeft@gazprom-neft.ru

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.

АГИ
Ассоциация геологов, геофизиков и инженеров

Геомодель

ГЕОБАЙКАЛ'25

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ПОЛЕВОЙ СЕМИНАР

Куркутский залив Байкала,
19-22 августа 2025 г.

Научно-практический полевой семинар «ГеоБайкал 2025» состоится на берегу озера Байкал и будет включать в себя как дискуссии по предложенным тематикам, так и выезд к геологическим объектам западного Прибайкалья

Темы научных сессий

1. Геология Восточной Сибири
2. Малоглубинные исследования
3. Геофизические методы и их комплексирование
4. Сопровождение бурения, бурение и внутрискважинные работы
5. Разработка месторождений
6. Петрофизика и изучение керна

ОКОНЧАНИЕ ПОДАЧИ ТЕЗИСОВ — 15 МАЯ 2025 Г.

www.geoscience.ru www.geomodel.ru

«на правах рекламы»

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU