

Технология расчета трещиноватости  
с помощью DFN-моделирования  
**6 стр.**

Методология и практика отбора  
глубинных проб в многофазных потоках  
**14 стр.**

Применение интегрированного  
моделирования при разработке  
месторождений **120 стр.**





АГИ



Геомодель



# Геомодель 2025

27-я конференция по вопросам геологоразведки  
и разработки месторождений

8-11 СЕНТЯБРЯ 2025 г. / ГЕЛЕНДЖИК, РОССИЯ

## Разделы научной программы

- Нефтегазовая и рудная геология
- Аппаратура и оборудование для геолого-разведочных работ и разработки МПИ
- Региональные сессии
- Сейсморазведочные исследования
- Несейсмические и дистанционные методы поисков: гравиразведка, магниторазведка, электроразведка, геохимия и др.
- Построение сейсмогеологической модели
- Методы промысловой геофизики и петрофизики, рок-физика, геомеханика
- Практика количественного анализа геолого-геофизической информации
- Разработка месторождений
- Современные математические методы и алгоритмы в геонауках, их реализация в ПО
- Геологоразведка как основа экономического развития

### Курс

Петроупругое моделирование в задачах количественной интерпретации  
данных сейсморазведки

**УСПЕЙТЕ ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬСЯ!**

## 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»

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

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

**Бочков А.С.**, к.т.н., 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

**Ситников А.Н.**, генеральный директор Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**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

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

**Хафизов С.Ф.**, д.геол.-мин.н., профессор, Российский университет дружбы народов

## РЕДАКЦИЯ

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

**Слушев Д.Е.**, пресс-секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**Старикова Е.И.**, начальник управления по связям с общественностью и корпоративным коммуникациям Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

## УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

## ИНДЕКСАЦИЯ

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

PRONEFT.  
PROFESSIONALLY ABOUT OIL

### ABOUT THE JOURNAL

PRONEFT. Professionally about Oil is a specialized scientific and technical journal that publishes articles on topical issues of the oil and gas industry.

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

**Aleksandr N. Sitnikov**, General Director of the Gazprom Neft Science and Technology Centre  
**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

**Veronika R. Filimonova**, Deputy General Director for Expertise and Functional Development of the Gazprom Neft Science and Technology Centre

**Sergey F. Khafizov**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, RUDN University

### EDITORIAL OFFICE

**Elvira R. Kerimova**, Executive Editor, Scientific Secretary of the Gazprom Neft Science and Technology Centre

**Dmitrii E. Slushev**, Press Secretary of the Gazprom Neft Science and Technology Centre

**Ekaterina I. Starikova**, Head of Public Relations and Corporate Communications Department of the Gazprom Neft Science and Technology Centre

### CONTENT DISTRIBUTION TERMS

The content is distributed under the Creative Commons Attribution 4.0 License

### INDEXING

RSCI, scholar-google, ROAD, RSL, VINITI, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire.

The journal is included in the list of periodical scientific publications of the Russian Federation recommended by the Higher Attestation Commission for publication of main results of studies for the degree of Candidate of Sciences and Doctor of Sciences.

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

### 6

#### Концептуальный подход при проведении DFN-моделирования

Н.Ю. Смирнов, В.А. Стародубов, Р.К. Нероп

Conceptual approach to DFN modeling

Nikolay Y. Smirnov, Vladislav A. Starodubov, Roman K. Nerop

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

### 14

#### Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: типология искажений проб пластовых флюидов

А.А. Лобанов, Д.Н. Купоросов, А.В. Южанинов, А.Б. Фукс

Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 3: typology of distortion of reservoir fluid samples

Alexey A. Lobanov, Dmitry N. Kuporosov, Andrey V. Yuzhaninov, Alexander B. Fuks

### 29

#### Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: оценка свойств начальной пластовой нефти по результатам исследований искаженных проб

А.А. Лобанов, А.В. Южанинов, В.А. Коваленко, Р.В. Бондарев, И.А. Тихомиров, М.А. Аксенов, М.А. Звонков,  
В.Л. Каспирович, Т.С. Ющенко, И.И. Газизуллин, А.А. Охотникова, А.В. Волков, Д.Ю. Колупаев

Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 3: Estimation of the initial reservoir oil properties based on the results  
of distorted samples studies

Alexey A. Lobanov, Andrey V. Yuzhaninov, Vyacheslav A. Kovalenko, Igor A. Tikhomirov, Maxim A. Aksenov,  
Mikhail A. Zvonkov, Vladimir L. Kaspirovich, Taras S. Yushchenko, Ilnur I. Gazizullin, Alexandra A. Okhotnikova,  
Alexey V. Volkov, Dmitry Yu. Kolupaev

### 39

#### Деконволюционное пластовое давление как основа современных программ мониторинга пластового давления, снижающая потери добычи углеводородов

А.М. Асланян, А.В. Кибирев, В.В. Овчаров, А.Р. Аюпов, Д.Н. Гуляев

Deconvolution formation pressure as the basis of the modern pressure survey program reducing production deferment

Artur M. Aslanyan, Artem V. Kibirev, Vladimir V. Ovcharov, Amir R. Ayupov, Danila N. Gulyaev

### 49

#### Опыт создания и использования интегрированной модели «пласт — скважина — поверхность» для сопровождения и оптимизации многопластового месторождения в Западной Сибири

Н.А. Виниченко, Г.Г. Саркисов, Л.В. Чуднова, Р.Р. Фахртдинов, И.В. Евдокимов

Experience in creating and using an integrated "reservoir-well-surface" model to support and optimize a multi-layer field  
in Western Siberia

Nikita A. Vinichenko, Gennady G. Sarkisov, Lidia V. Chudnova, Renat R. Fakhrtidinov, Ivan V. Evdokimov

### 59

#### Многоскважинные исследования для выявления причин резкого обводнения скважин

Р.Р. Копейкин, С.Г. Маслак, Г.В. Жевлаков, С.А. Калинин, А.Н. Байкин, Р.Ф. Абдуллин, А.Н. Сибин,  
Д.А. Соколова, Д.Н. Гуляев

Multi-well studies to identify the causes of sudden water breakthrough to producers

Roman R. Kopeikin, Sergey G. Maslak, Gleb V. Zhevlaikov, Sergey A. Kalinin, Alexey N. Baykin, Rustam F. Abdullin,  
Anton N. Sibin, Darya A. Sokolova, Danila N. Gulyaev

## 70

### Повышение успешности зарезок боковых стволов на зрелых месторождениях с помощью технологии импульсно-кодowego гидропрослушивания

А.А. Лутфуллин, И.С. Каримов, И.Р. Мухлиев, Д.Н. Гуляев, Р.А. Мингараев, И.Р. Бурангулов

Brown field side tracing and infill drilling efficiency improvement by cross-well pulse-code pressure interference testing

Azat A. Lutfullin, Ildar S. Karimov, Ilnur R. Mukhliev, Danila N. Gulyaev, Ramil A. Mingaraev, Ilshat R. Burangulov

## 80

### Опыт применения самовосстанавливающегося цемента с целью предотвращения возникновения межколонного давления, а также общего улучшения качества цементирования

М.И. Садыков, В.С. Зырянов, В.В. Василенко, А.В. Фоменков, Е.В. Дьяченко, А.Е. Безбородов

Experience in using self-healing cement to prevent the occurrence of intercasing pressure, as well as generally improve the quality of cementing

Marat I. Sadykov, Viktor S. Zyryanov, Vladimir V. Vasilenko, Alexey V. Fomenkov, Evgeny V. Dyachenko, Alexey E. Bezborodov

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

## 90

### Оценка максимальной приемистости нагнетательных скважин для обратной закачки газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть»

А.В. Войводяну, В.В. Иликбаев, И.В. Коваленко, В.В. Вирт, А.С. Виноградов

Estimation of the maximum efficiency of injection wells for gas re-injection using the example of a field of the Gazprom neft company group

Artyom V. Voivodianu, Valery V. Ilikbaev, Igor V. Kovalenko, Vitaly I. Virt, Anton S. Vinogradov

## 95

### Моделирование и экспериментальное исследование устьевого струйного устройства для обратной закачки попутного нефтяного газа

Р.Н. Коротков, Д.М. Овчаренко, Д.Д. Сидоренко, В.А. Тимошенко, А.В. Федоров, М.В. Симонов

Modeling and experimental study of a wellhead jet device for the reinjection of associated petroleum gas

Roman N. Korotkov, Diana M. Ovcharenko, Daniil D. Sidorenko, Viktor A. Timoshenko, Andrey V. Fedorov, Maksim V. Simonov

## НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ / OILFIELD EQUIPMENT

## 104

### Ремонт морских трубопроводов систем подводной добычи углеводородов

В.В. Бесхижно, Ю.В. Бесхижно, А.И. Ермаков

Repair of offshore pipelines of underwater hydrocarbon production systems

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

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 14.04.2025.  
Подписано в печать 30.06.2025.  
Выход в свет 14.07.2025.

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

КОПИРАЙТ:  
© Оформление. «ПРОНЕФТЬ. 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

## 110

### Система поддержки принятия решения по выбору оптимальной температуры захлаживания газа

М.М. Хасанов, С.А. Нехаев, А.Р. Ильясов, Е.А. Мякишев, П.В. Марюшко, А.С. Епрынцеv, В.Л. Жиделев, А.Е. Коныгин, А.Ч. Хадарцев, С.В. Иванов  
Decision support system for gas cooling temperature optimization

Mars M. Khasanov, Sergei A. Nekhaev, Aidar R. Ilyasov, Evgeniy A. Myakishev, Pavel V. Maryushko, Anton S. Ypryntsev, Victor L. Zhidelev, Andrey E. Konygin, Alan Ch. Khadartsev, Sergey V. Ivanov

## 120

### Перспективы применения интегрированного моделирования на поздних стадиях разработки месторождения

Н.О. Некрасов, Г.Г. Файзрахманов, И.Р. Мавлявов  
Prospects for application of integrated simulation for mature fields  
Nikita O. Nekrasov, Galim G. Fayzrakhmanov, Ilnur R. Mavlyavov

## 132

### Разработка и применение инструмента прогнозирования остаточного ресурса трубопроводов с использованием методов машинного обучения

А.Ф. Садыков, Б.И. Мухаметзянов, М.В. Черняк, Д.В. Батрашкин, Р.А. Абдуллаев, Р.Ф. Гимазетдинов, У.М. Саттаров  
Development and application of a pipeline remaining life prediction tool using machine learning methods

Azamat F. Sadykov, Bulat I. Mukhametzyanov, Mikhail V. Chernyak, Dmitry V. Batrashkin, Rafael A. Abdullaev, Ramis F. Gimazetdinov, Ural M. Sattarov

## 144

### Автоматизация многовариантного моделирования разработки месторождений с использованием расширенных программных возможностей гидродинамического симулятора

Н.А. Шевко  
Automated multivariate modeling of field development using advanced programming features of dynamic simulator

Nikolay A. Shevko

# КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД ПРИ ПРОВЕДЕНИИ DFN-МОДЕЛИРОВАНИЯ

© Коллектив авторов,  
2025



**Н.Ю. Смирнов\***, **В.А. Стародубов**, **Р.К. Непоп**  
ООО «ПетроГМ», РФ, Новосибирск

**Электронный адрес:** smirnov.ny@petrogm.com

**Введение.** Естественная трещиноватость характерна для карбонатных пород и играет определяющую роль при разработке карбонатных коллекторов трещиноватого и трещинно-порового типов. Необходимым условием успешного моделирования трещиноватости с получением систем дискретных трещин является наличие и интерпретация в едином ключе результатов микроимеджевых исследований, данных сейсморазведки приемлемого качества и, по возможности, проведение палеорекострукции геологической эволюции горного массива. В случае недостатка этих данных или их недостаточного качества эффективной альтернативой может служить концептуальный подход, разработке и апробации которого посвящена статья.

**Цель.** Целью данной работы стал анализ возможных подходов к моделированию дискретной трещиноватости, а также разработка и апробация концептуального подхода в случае, когда применение стандартных методов является малоэффективным.

**Методы.** Анализ данных микроимеджевых исследований и сейсморазведки позволяет рассчитывать прямые зависимости параметров трещиноватости как по отдельным скважинам, так и осуществлять их прогноз в межскважинном пространстве. В том случае, когда качество имеющихся данных не позволяет корректно определить такие зависимости и соотнести параметры трещиноватости между скважинами, структурами и сейсмическими атрибутами, эффективной альтернативой может служить концептуальный подход, основанный на понимании механизма возникновения и распространения трещин в меняющихся горно-геологических условиях.

**Результаты.** Предлагаемый подход подразумевает разработку концепции образования трещиноватости в конкретной региональной или деформационной обстановке с последующей ее оцифровкой и использованием вместе со скважинной информацией. В рамках этого подхода был проведен анализ исходных данных микроимеджевых исследований с выделением низко достоверных интервалов интерпретации и их исключением из последующего рассмотрения, а также анализ инцидентов поглощений бурового раствора при бурении, с учетом результатов 1D геомеханического моделирования, для выявления зон трещиноватости, обходных скважинными исследованиями. Рассчитанные параметры трещиноватости стохастически распространялись в моделируемой области согласно распределениям интенсивности трещин, угла наклона и азимута простирания для ранее выделенных петротипов.

**Заключение.** Несмотря на то, что концептуальный подход требует значительно больших трудозатрат и компетенций как при разработке самой концепции и ее оцифровке, так и при последующих расчетах, в итоге именно он позволил построить модель DFN, достоверность и прогнозная сила которой была заверена в ходе проведенных множественных «слепых» тестов по различным параметрам.

**Ключевые слова:** карбонатный коллектор, трещиноватость, DFN, концептуальный подход, ТРИЗ, комплексное моделирование

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

**Для цитирования:** Смирнов Н.Ю., Стародубов В.А., Непоп Р.К. Концептуальный подход при проведении DFN-моделирования. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):6–13. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-6-13>

*Статья поступила в редакцию 28.12.2024*

*Принята к публикации 15.02.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

## CONCEPTUAL APPROACH TO DFN MODELING

**Nikolay Y. Smirnov\***, **Vladislav A. Starodubov**, **Roman K. Nepop**  
LLC "PetroGM", RF, Novosibirsk

**E-mail:** smirnov.ny@petrogm.com

**Introduction.** Natural fracturing is typical for carbonate rocks and plays a decisive role in the development of carbonate fractured and fractured-porous types of reservoirs. A necessary condition for successful natural fractures modeling with obtaining discrete fracture systems is the availability and interpretation in a single uniform way of the results of formation microimager logging, seismic exploration data of suitable quality and, if possible, paleoreconstruction of the geological evolution of the rock mass. In case of a lack of these data or their insufficient quality, an effective alternative may be a conceptual approach, the development and approbation of which is devoted to the article.

**Aim.** The purpose of this work was to analyze possible approaches to discrete fracture modeling, as well as to develop and test such an approach in the case when the use of standard methods turned out to be ineffective.

**Materials and methods.** Analysis of formation microimager logging and seismic exploration data allows building direct correlations of fractures parameters both for wells and making a forecast in the interwell space. In the case where the quality of available data does not allow correctly determining such dependencies and correlating fractures parameters between wells, structures and seismic attributes, a conceptual approach based on understanding the mechanism of fracture forming and propagation in ever changing geological conditions can serve as an effective alternative.

**Results.** The proposed approach involves developing a concept of fractures formation in a specific regional or deformation environment with its subsequent digitization and use with well information. Within the framework of this approach, an analysis of the initial data of formation microimager logging was carried out with the allocation of low-reliability intervals of interpretation and their exclusion from subsequent consideration, as well as an analysis of mud loss incidents while drilling, considering the results of 1D geomechanical modeling, to identify fractured zones bypassed by well studies. The calculated fractures parameters were stochastically distributed in the modeled area according to the distributions of fracture intensity, dip angle and strike azimuth for the previously identified petrotypes.

**Conclusion.** Even though the conceptual approach requires significantly more efforts and competencies both in the development of the concept itself and its digitization, and in subsequent modeling, it ultimately allowed us to build a DFN model, the reliability and predictive power of which were confirmed during multiple "blind" tests for various parameters.

**Keywords:** carbonate reservoir, fracturing, DFN, conceptual approach, unconventional reservoirs overpressure reservoir, complex modeling

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

**For citation:** Smirnov N.Y., Starodubov V.A., Nepop R.K. Conceptual approach to DFN modeling. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):6–13. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-6-13>

*Manuscript received 28.12.2024*

*Accepted 15.02.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Повышение нефтегазоотдачи трещиноватых коллекторов является актуальным и перспективным направлением развития отрасли, в частности трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ). Ситуация, когда добыча из коллекторов с преобладающей трещинной проницаемостью превышает добычу из обычных пластов с матричной проницаемостью, в настоящее время уже не является редкостью. Трещиноватые коллектора, как правило, характеризуются высокой гетерогенностью и анизотропией свойств [1], а их отличительной особенностью является зачастую низкая общая пористость и практически непроницаемая матрица. Тем не менее трещины могут увеличивать эффективную пористость и проницаемость, определяя не только анизотропию проницаемости, но и наличие ее как таковой, особенно в породах с низкой проницаемостью матрицы. Аналогичную роль могут играть и разломы, функционирующие как пути миграции флюида либо барьеры для его распространения [2].

Естественная трещиноватость характерна для карбонатных пород и играет определяющую роль при разработке карбонатных коллекторов трещиноватого и трещинно-порового типов. При моделировании таких коллекторов применение стандартных подходов, основанных на взаимосвязи пористости и проницаемости, ввиду значительной анизотропии и латеральной

изменчивости последней, малоэффективно. Кроме того, дополнительную трудность представляет прогнозирование распределения сети трещин, их геометрических размеров и раскрытости, контролируемой напряженно-деформированным состоянием горного массива, которые и определяют проницаемость и связность продуктивной толщи. В настоящее время основным инструментом при моделировании фильтрационных процессов в трещиноватой среде является модель двойной среды (пористости и проницаемости), а основной технологией (наряду с технологией CFM (Continuous Fracture Modeling) — моделирование непрерывной трещиноватости) является технология DFN (Discrete Fracture Network — система дискретных трещин).

В данной работе анализируются возможные подходы к моделированию дискретной трещиноватости и представляются два способа построения модели DFN. При традиционном подходе основное внимание уделяется прежде всего прямой корреляции выявленных по результатам микроимиджеровых исследований параметров трещиноватости со скважинными данными и сейсмическими атрибутами для их последующего распространения в объеме резервуара для последующей подачи в симулятор DFN. При отсутствии необходимых входных данных или в том случае, когда количество исследований или их качество не позволяет определить параметры трещиноватости, а также

рассчитать валидные зависимости для прямой корреляции, концептуальный подход, основанный на понимании механизма возникновения и распространения трещин в меняющихся в ходе геологической истории региона горно-геологических условиях, может служить эффективной альтернативой. Концептуальный подход требует значительно больших трудозатрат и компетенций

## С ЦЕЛЮ ПРОГНОЗА ТРЕЩИНОВАТОГО И ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО ТИПОВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ДИСКРЕТНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ОСНОВЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ МИКРОИМИДЖЕРОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, АНАЛИЗА ИНЦИДЕНТОВ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ И РЕЗУЛЬТАТОВ 1D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.

как при разработке самой концепции и ее оцифровке, так и при последующих расчетах и распространении свойств в пространстве. Несмотря на это, в итоге именно он позволил построить модель DFN, достоверность и прогнозная сила которой была заверена в ходе проведенных «слепых» тестов и с высокой точностью подтверждена на истории и фактах дальнейшей разработки.

### РАЗЛИЧНЫЕ ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Трещиноватость, связанная с присутствующими в горном массиве структурными и литологическими неоднородностями, контактами и разломами, а также предопределенная минеральным составом пород и различными геомеханическими эффектами, является широко распространенной характеристикой геологической среды. Основная идея процесса моделирования трещиноватости состоит в том, чтобы, опираясь на представления о геологии изучаемого объекта и имеющиеся фактические данные (скважинные замеры, керновые исследования, сейсмические куды и т.д.), определить свойства геологической среды в ячейках трехмерной сетки, которые позволяют рассчитывать проницаемость и пористость как для поровой матрицы пород, так и для трещин, а также оценить влияние трещиноватости на напряженно-деформированное состояние и его влияние на отдельные трещины. Понимание характера локализации трещин в трехмерном пространстве (например, в результате работы алгоритма выделения

разломов/трещин Ant-tracking) позволяет использовать технологию CFM и распространять в ячейках модели значения интенсивности трещиноватости. Такое распространение может осуществляться как детерминистическим способом, т.е. с использованием фактических скважинных данных, так и стохастически.

В отличие от анализа интенсивности трещиноватости (скалярная величина) в случае применения технологии CFM, технология DFN дает возможность имитировать реальные трещины и в целом систему трещиноватости геологической среды. Результатом применения этой технологии является цифровая модель сети дискретных объектов, где по определенным законам моделируются плоскости распределенных в пространстве трещин, охарактеризованных своей протяженностью, ориентацией (угол падения, азимут простирания) и раскрытостью. Создаваемые при моделировании DFN плоскости трещин позволяют учитывать пространственные соотношения свойств в соседних ячейках сетки и рассчитывать коллекторские свойства пласта с учетом их пространственной анизотропии. Такой подход дает понимание особенностей геологического строения коллектора, увязанного с геометрией реальной сети трещин, и позволяет проводить гидродинамическое моделирование связности резервуара (с учетом геологических и геофизических данных, а также данных о добыче и испытаниях скважин). Отметим, что моделирование DFN может базироваться на результатах непосредственного картирования трещин (так называемое геологическое моделирование DFN по [3]), на статистическом подходе к моделированию параметров трещиноватости (или же стохастическое моделирование DFN) и на концептуальном анализе процесса трещинообразования (геомеханическое моделирование DFN по [3]).

Под геологическим картированием подразумевается анализ трещиноватости в естественных обнажениях скальных пород или искусственно вскрытых разрезах (скважинах, карьерах и т.д.). Результаты такого анализа дают более глубокое понимание механизма трещинообразования [4], а оцифровка возникающей системы естественных трещин на объектах аналогах позволяет проводить численное моделирование DFN и дальнейшее моделирование фильтрационных потоков [5, 6].

Появление и развитие стохастического (или геостатистического) подхода к моделированию DFN в 1980-х годах [7, 8], помимо развития вычислительной техники, было связано

прежде всего со сложностью получения полноценной информации о трехмерных системах естественных трещин на реальных природных объектах. В основе геостатистического подхода лежала идея о представлении различных параметров трещиноватости (таких, как положение трещин, их ориентация, размер и т.д.) в виде случайных величин с заданными распределениями вероятностей. По сути, задача построения сети дискретных трещин при таком подходе решалась в вероятностном ключе, когда реальная физическая система является одной из возможных статистических реализаций. При этом для получения достоверного результата должно обеспечиваться достаточное количество моделируемых реализаций. Как показывает практика, использование результатов геологического картирования реальной трещиноватости (например, интерпретация имиджей FMI) существенно повышает точность стохастического моделирования, а при решении практических задач, требующих калибровки и заверки стохастических моделей DFN, такой подход, наряду с анализом результатов гидродинамических испытаний, является необходимым [9]. Несмотря на вероятностный характер стохастического подхода, это обстоятельство можно рассматривать и в качестве преимущества, т.к. при анализе сложных геологических объектов в условиях недостатка информации неизбежна неопределенность получаемых результатов, для которых однозначные прогнозы на основе детерминистических методов могут быть более рискованными [10].

Заметим, что понимание механизма образования и развития трещин в меняющихся горно-геологических условиях дает возможность строить геомеханически обоснованные модели DFN. В основе таких построений лежит математическое моделирование геологических процессов и эволюции сети трещин как геометрический отклик на изменение напряженно-деформированного состояния горного массива, на протяжении всей геологической истории региона, определяемой в результате проводимых палеореконструкций. В настоящее время разработан целый ряд численных методов, позволяющих моделировать изменяющееся поле напряжений, вызывающее зарождение, распространение и слияние дискретных трещин [11, 12]. Преимуществом геомеханического моделирования DFN является непосредственная увязка геометрии и топологии сети трещин с условиями их формирования. С другой стороны, меняющиеся горно-геологические условия не всегда могут быть достоверно

определены при проведении палеореконструкций. Невозможность проведения точного математического моделирования различных природных процессов (тектонических, гидрологических, термических, химических и т.д.), действующих в горном массиве на протяжении всей его эволюции, приводит к неизбежным упрощениям и погрешностям в создании моделей трещин, соответствующих реальным системам.

## **ПРОЦЕСС МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ**

Моделирование трещиноватости представляет собой многоэтапный итерационный процесс, охватывающий несколько смежных дисциплин (рис. 1). Важными составляющими этого процесса являются:

- Анализ разномасштабной геолого-геофизической информации, включая данные по месторождениям аналогам и естественным обнажениям, результаты которого дают представление о механизме и факторах трещинообразования.
- Анализ индикаторов трещиноватости на естественных обнажениях, месторождениях аналогах или по скважинным данным, с целью оценки параметров трещин (интенсивность, ориентация, раскрытость и т.д.). В ходе такого анализа могут быть задействованы параметры трещиноватости, заимствованные с месторождений аналогов, изученные на естественных обнажениях или на извлеченном из скважины керне. Информация о трещиноватости может быть получена при проведении в скважине микроимиджеровых исследований, сейсмоакустического зондирования или геофизических исследований скважин (ГИС). Дополнительными источниками такой информации могут быть результаты структурного анализа, оценки текстурной кавернозности и т.д.
- Промежуточное стохастическое моделирование непрерывных параметров (интенсивность трещин — CFM) и создание куба интенсивности трещин.
- Моделирование сети дискретных трещин, которая, по сути, представляет собой пространственную «статистическую сборку» выявленных на отдельных объектах закономерностей трещиноватости. В качестве таких объектов в зависимости от используемого подхода могут выступать отдельные скважины, месторождения-аналог, концепция трещинообразования и т.д., а само моделирование проводится в симуляторе DFN, генерирующем трехмерное

распределение трещин с определенными характеристиками.

Таким образом, при моделировании трещиноватости могут быть задействованы все обозначенные выше методы — геологическое картирование трещин, стохастическое моделирование параметров трещиноватости и концептуальный анализ процесса трещинообразования. При этом традиционный подход к построению модели DFN подразумевает расчет прямых зависимостей параметров трещиноватости по скважинным данным, прежде всего по результатам микроимджеровых исследований, и их последующей корреляции между скважинами, структурами и сейсмическими атрибутами. При традиционном подходе концептуальные представления о процессе трещинообразования во многом играют вспомогательную роль. Наличие таких представлений во многом облегчает поиск зависимостей и позволяет верифицировать получаемые результаты. Однако в случае невозможности прямого расчета корреляционных зависимостей концептуальный подход из вспомогательного становится основным методом построения корректной модели DFN. При его реализации, помимо разработки самой концепции и ее обоснования, необходимо провести оцифровку концепции на имеющихся данных, построить на ее основе модель дискретной сети трещин и провести настройку и верификацию этой модели с использованием всего массива имеющейся информации.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

При моделировании DFN изначально был задействован стандартный (прямой) подход, который подразумевал использование данных индикаторов трещиноватости по данным ГИС и результатам обработки сейсмической съемки. С учетом того, что на месторождении проведены микроимджеровые исследования, корректная интерпретация которых позволяла бы получить информацию о положении трещин, их ориентации и раскрытости, такой подход выглядел наиболее эффективным и вполне перспективным. Однако детальный анализ имеющихся данных не выявил валидных зависимостей, которые можно было бы использовать при моделировании трещиноватости. Такой результат означал не отсутствие как таковых связей между различными физическими величинами, а лишь недостаточное качество данных, определяющее невозможность расчета корреляционных зависимостей.

В сложившейся ситуации реализация прямого подхода требовала улучшения качества входных данных за счет, прежде всего, переобработки данных сейсморазведки и переинтерпретации в едином ключе данных микроимджеровых исследований, проведенных различными специалистами и приборами. В условиях отсутствия результатов обозначенных исследований для завершения моделирования трещиноватости был произведен поиск месторождений аналогов и анализ данных о трещиноватости на этих

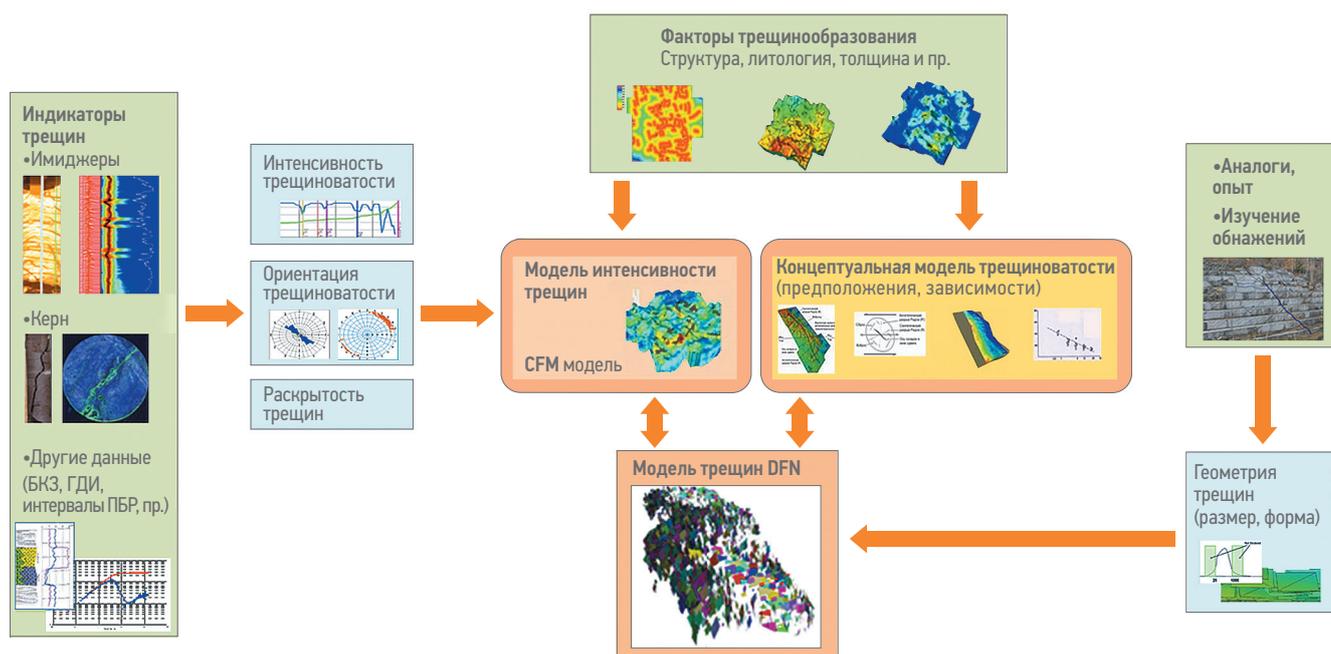


Рис. 1. Общая схема процесса моделирования трещиноватости. Составлено авторами  
 Fig. 1. General scheme of the fracturing modeling process. Prepared by the authors

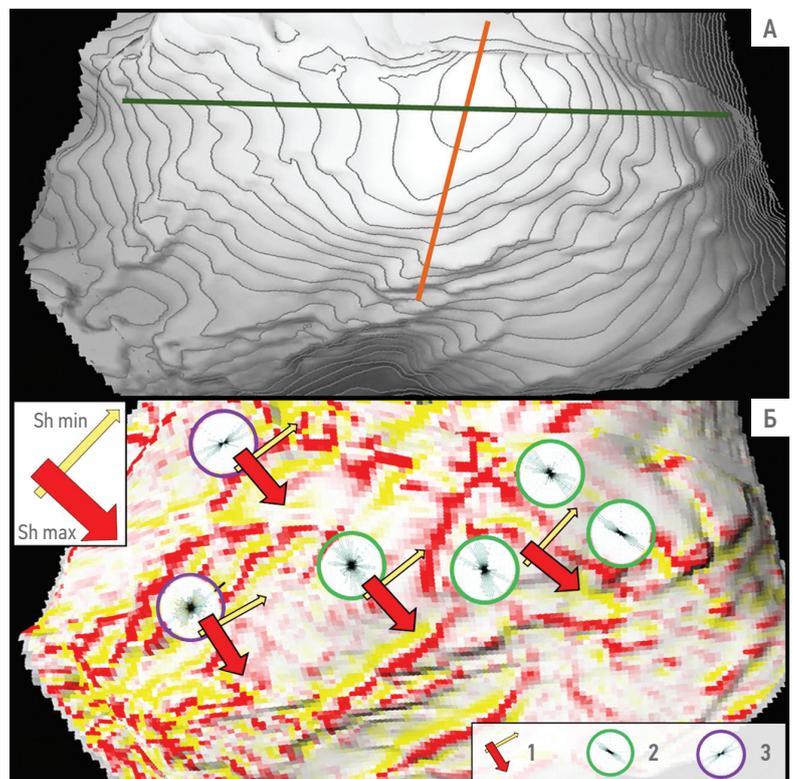
месторождениях, что в итоге позволило построить модель DFN. Альтернативой и дополнением к данному подходу могло стать проведение палеореконокструкций образования структуры с привязкой к зонам деформации тех или иных признаков наличия трещиноватости. Но, как уже было отмечено выше, проведение точного математического моделирования природных процессов (тектонических, гидрологических, термических, химических и т.д.), действующих в горном массиве на протяжении всей его эволюции, задача крайне сложная и неоднозначная.

Другим альтернативным подходом к моделированию DFN в данной ситуации являлся концептуальный подход, подразумевавший анализ механизма образования и развития трещин в ответ на изменение напряженно-деформированного состояния горного массива на протяжении всей геологической истории региона. Отметим, что при разработке концепции, как правило, постулируются общепринятые истины. При кажущейся простоте и очевидности таких постулатов для реализации концептуального подхода необходимо экспертное видение и глубокое понимание процессов, контролирующих трещиноватость, что в конечном счете требует значительных трудозатрат и компетенций. В рамках построения модели DFN проведена масштабная работа по разработке простой и очевидной (концептуальной) модели формирования структуры на месторождении. Проведен анализ исходных данных микромиджеровых исследований с выделением низко достоверных зон интерпретации и их исключением из последующего рассмотрения как альтернатива переобработке данных в едином ключе, а также анализ интервалов поглощений с учетом результатов 1D геомеханического моделирования. Полученные результаты позволили предложить базовую концепцию трещиноватости для данной структуры. Основными постулатами этой концептуальной модели стало представление о наличии складки с двумя осями — основной и второстепенной.

Исходя из этого, трещиноватость рассматриваемой области относится к купольной части месторождения и зонам локальной кривизны структуры, а направление простирания трещин соотносится с простиранием зон основной и локальной кривизны структуры. При этом раскрытость трещин и их проницаемость определяется направлениями и значениями главных напряжений, действующих в массиве на каждую из плоскостей трещин. Далее решалась задача оцифровки разработанной концептуальной модели, что позволило численно рассчитать параметры

трещиноватости. Для того чтобы охарактеризовать свойства в межскважинном пространстве, построены кубы кривизны структуры (рис. 2), отражающие два ее основных свойства.

Первым свойством стал азимут простирания, который контролирует направление простирания трещин; вторым — интенсивность кривизны, определяемой расстоянием до оси складки, с учетом ее принадлежности к основной или второстепенной складке. Также были привязаны углы падения с настройкой на скважинные данные. Распространение свойств в межскважинном пространстве осуществлялось стохастическими методами согласно распределениям интенсивности трещин, угла наклона и азимута простирания для ранее выделенных петротипов по зонам модели. В результате



**Рис. 2.** Реализация концептуального подхода на практике. Структурная модель (панель А) с направлениями основной (зеленая линия) и вторичной (коричневая линия) осей деформации и результаты моделирования (панель Б). Максимальная интенсивность трещиноватости приурочена к зоне максимальной кривизны. Рассчитываемый в процессе моделирования DFN куб кривизны (панель Б) используется в дальнейшем в качестве тренда для распространения параметров трещин в пространстве. Цифрами обозначены: 1 — направление основных стрессов и ориентация трещин (2, 3) по скважинным данным, где 2 — скважины с преимущественно закрытыми и 3 — открытыми трещинами. Составлено авторами

**Fig. 2.** Implementation of the conceptual approach in practice. Structural model (panel A) with directions of the primary (green line) and secondary (brown line) deformation axes and simulation results (panel B). Maximum fracturing intensity is confined to the zone of maximum curvature. The curvature cube calculated during DFN simulation (panel B) is further used as a trend for the propagation of fracture parameters. The numbers indicate: 1 — direction of the main stresses and orientation of fractures (2, 3) according to well data, where 2 — wells with predominantly closed and 3 — predominantly open fractures. Prepared by the authors

построены кубы основных атрибутов, такие как раскрытость трещин, угол и азимут наклона трещины, обусловленный ее простиранием, кубы концентрации, формы и длины трещин, и проведены дальнейшие расчеты в DFN-симуляторе. Достоверность и прогнозная сила построенной модели DFN заверена в ходе проведенных «слепых» тестов и сравнении результатов с фактическими поглощениями при бурении и результатами добычи.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Анализ возможных подходов (геологическое картирование, стохастический анализ и геомеханический подход) к моделированию дискретной трещиноватости обозначил сильные стороны и ограничения каждого из них. Так, геологическое картирование трещиноватости на естественных обнажениях является детерминистическим подходом и дает представление о реальных природных объектах. Ограничения такого подхода связаны с отличающимися от реальных пластовых условиями залегания, масштабом и разрешением проводимых измерений, а также со сложностью моделирования свойств в объеме.

Стохастический подход к определению параметров трещиноватости, сочетая в себе относительную простоту и эффективность генерируемой сети трещин (одинаково применимых как для 3D-моделей, так и для разномасштабных моделей), подвержен чрезмерному упрощению геометрии и топологии трещин, а также сложностью определения статистических параметров. Кроме того, он требует множественных реализаций и зачастую оставляет без должного внимания физические процессы, контролирующие трещинообразование.

Построение модели сети дискретных трещин с использованием геомеханического подхода позволяет рассчитывать параметры трещин с учетом механических свойств пород в условиях меняющегося напряженно-деформированного состояния горного массива на протяжении всей геологической истории региона. Проводимые палеореконструкции и разработка концепции трещинообразования учитывают определяющее влияние основных природных процессов и механизмов возникновения и развития трещин, а также корреляцию между различными параметрами (атрибутами) трещин. Тем не менее геомеханический подход чувствителен к неопределенности исходных данных,

параметров геологической среды и тектонических условий. Кроме того, он требует значительно больших компетенций и трудозатрат, а также не учитывает влияние некоторых процессов (гидрологических, термических, химических и т.д.).

В настоящее время при моделировании DFN традиционно основное внимание уделяется, прежде всего прямой корреляции выявленных по результатам микроимиджеровых исследований параметров трещиноватости со скважинными данными и сейсмическими атрибутами. В условиях невозможности получения валидных зависимостей для расчета с использованием прямых индикаторов таких физических величин, как интенсивность трещиноватости, ориентация трещин и их раскрытость, моделирование DFN может быть выполнено на основании концептуального подхода. При реализации этого подхода была разработана и оцифрована концепция трещинообразования на месторождении, проведен анализ результатов микроимиджеровых исследований с выделением низко достоверных зон интерпретации, а также анализ буровой информации. Для скважин, где проводились исследования FMI/MCI, были рассчитаны кривые интенсивности трещиноватости. С учетом результатов 1D-моделирования полученные параметры трещиноватости стохастически распространялись в моделируемой области. Проведенные исследования позволили создать дискретную модель трещиноватости, заверенную результатами слепых тестов. Доказанная прогнозная сила модели позволяет использовать ее для проведения корректного гидродинамического моделирования, заложения скважин, расчеты параметров стимуляции и оптимизации разработки в целом.

Концептуальный подход, основываясь на глубоком понимании процессов, контролирующих образование трещин, требует значительных больших трудозатрат и компетенций как при разработке самой концепции, так и при ее оцифровке и проведении последующих расчетов. Однако понимание факторов, контролирующих распределение и ориентацию трещин и разломов в продуктивном пласте, может значительно улучшить точность моделирования фильтрационных потоков, тем самым повысив эффективность работ по строительству скважины, планированию способов заканчивания, разработке подходов к проведению обработки призабойной зоны, что в конечном счете обеспечивает повышение рентабельности разработки месторождения.

## Список литературы / References

1. Aguilera R. *Naturally fractured reservoirs*. Oklahoma, 2007. 215 p.
2. Caine, J.S., Evans, J.P., Forster, C.B. Fault zone architecture and permeability structure. *Geology*. 1996;24(11):1025–1028.
3. Lei, Q., Latham, J.P., Tsang, C.F. The use of discrete fracture networks for modelling coupled geomechanical and hydrological behaviour of fractured rocks. *Computers and Geotechnics*. 2017;85:151–176.
4. Petit J.P., Mattauer M. Palaeostress superimposition deduced from mesoscale structures in limestone: the Matelles exposure, Languedoc, France. *Journal of Structural Geology*. 1995;17(2):245–256.
5. Brown S.R., Bruhn R.L. Fluid permeability of deformable fracture networks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 1998;03(B2):2489–2500.
6. Latham J.P., Xiang J., Belayneh M., Nick H.M., Tsang C.F., Blunt M.J. Modelling stress-dependent permeability in fractured rock including effects of propagating and bending fractures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2013;57:100–112.
7. Long J.C., Remer J.S., Wilson C.R., Witherspoon P.A. Porous media equivalents for networks of discontinuous fractures. *Water Resources Research*. 1982;18(3):645–658.
8. Andersson J., Shapiro A.M., Bear J. A stochastic model of a fractured rock conditioned by measured information. *Water Resources Research*. 1984;20(1):79–88.
9. Casciano C., Ruvo L., Volpi B., Masserano F. Well test simulation through Discrete Fracture Network modelling in a fractured carbonate reservoir. *Petroleum Geoscience*. 2004;10(4):331–342.
10. Herbert A.W. Modelling approaches for discrete fracture network flow analysis. In: Stephansson O, Jing L, Tsang C-F, editors. *Coupled thermohydromechanical processes of fractured media*, vol. 79. Amsterdam: Elsevier, 1996. p. 213–229.
11. Nick H.M., Paluszny A., Blunt M.J., Matthai S.K. Role of geomechanically grown fractures on dispersive transport in heterogeneous geological formations. *Physical Review E—Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*. 2011;84(5):056301.
12. Asahina D., Houseworth J.E., Birkholzer J.T., Rutqvist J., Bolander J.E. Hydro-mechanical model for wetting/drying and fracture development in geomaterials. *Computers & Geosciences*. 2014;65:13–23.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Н.Ю. Смирнов** — разработка концепции, интерпретация входных данных и полученных результатов, построение модели DFN, критический анализ текста рукописи, общее руководство.

**В.А. Стародубов** — оцифровка концепции и построение модели DFN, анализ входных данных и полученных результатов, обсуждение и корректировка текста рукописи.

**Р.К. Непоп** — экспертная поддержка при разработке концепции и анализе полученных результатов, написание и критический анализ текста рукописи.

**Nikolay Y. Smirnov** — concept development, data interpretation, discussion of obtained results, DFN modelling, critical analysis of the manuscript, general supervision.

**Vladislav A. Starodubov** — concept simulation, DFN modelling, analysis of input data and obtained results, discussion and correction of the manuscript.

**Roman K. Nepop** — expert support in developing the concept and analyzing the results, writing and critical analysis of the manuscript.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Николай Юрьевич Смирнов\*** — главный инженер, ООО «ПетроГМ»  
630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Академика Лаврентьева, д. 2/2.  
e-mail: smirnov.ny@petrogm.com

**Владислав Алексеевич Стародубов** — начальник отдела геомеханического моделирования инженер, ООО «ПетроГМ»

**Роман Кириллович Непоп** — кандидат геолого-минералогических наук, старший инженер-геомеханик, ООО «ПетроГМ»

**Nikolay Y. Smirnov\*** — Chief engineer, PetroGM LLC  
2/2, Academician Lavrentyev Ave., 630090, Novosibirsk, Russia.  
e-mail: smirnov.ny@petrogm.com

**Vladislav A. Starodubov** — Head of geomechanical department, PetroGM LLC

**Roman K. Nepop** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior engineer, PetroGM LLC

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ТЕОРИЯ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ. ЧАСТЬ 3: ТИПОЛОГИЯ ИСКАЖЕНИЙ ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

© Коллектив авторов,  
2025



**А.А. Лобанов<sup>1,2,\*</sup>, Д.Н. Купоросов<sup>1</sup>, А.В. Южанинов<sup>1</sup>, А.Б. Фукс<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

<sup>3</sup>ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», РФ, Москва

**Электронный адрес:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Введение и цель.** На данный момент в отрасли отсутствует единый документ, регламентирующий интерпретацию результатов исследований проб, искаженных относительно того или иного состояния пластового флюида. Вследствие этого абсолютно правильное утверждение о том, что каждая проба несет информацию о свойствах исследуемого объекта, зачастую понимается превратно и параметры проб принимаются в осреднение без анализа их истории и свойств. Решение этой проблемы является базовой задачей для создания методологического и технологического основания повышения качественной изученности пластовых флюидов.

**Материалы и методы.** При разработке использовались методы системного подхода, экспертного опроса и мысленного эксперимента.

**Результаты.** Представлена терминологическая система для описания процесса интерпретации флюидной информации; классифицированы корреляции, применяемые при этом анализе; предложена типология искажений свойств пластовой нефти и некоторые области ее применения.

**Заключение.** Рекомендуется использовать предложения при формировании нормативно-методической документации в области экспертизы свойств пластовых флюидов.

**Ключевые слова:** корреляции свойств пластовых флюидов, искажения проб, экспертиза, PVT

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

**Финансирование:** работа выполнена при поддержке средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности (проект № FZSM-2024-0003).

**Благодарности:** авторы благодарят Индрупского Илью Михайловича, главного научного сотрудника Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), за поддержку и консультации.

**Для цитирования:** Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фукс А.Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: типология искажений проб пластовых флюидов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):14–28. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-14-28>

*Статья поступила в редакцию 25.02.2025*

*Принята к публикации 17.03.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

THEORY OF DOWNHOLE SAMPLING IN MULTIPHASE FLOWS. PART 3: TYPOLOGY OF DISTORTION OF RESERVOIR FLUID SAMPLES

**Alexey A. Lobanov<sup>1,2,\*</sup>, Dmitry N. Kuporosov<sup>1</sup>, Andrey V. Yuzhaninov<sup>1</sup>, Alexander B. Fuks<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Kazan Federal University, RF, Kazan

<sup>3</sup>State Commission on Mineral Resources, RF, Moscow

**E-mail:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Introduction and aim.** At the moment, there is no single document in the industry regulating the interpretation of the results of studies of samples distorted with respect to a particular state of the reservoir fluid. As a result, the absolutely correct statement that each sample carries information about the properties of the object under study is often misunderstood and the parameters of the samples are taken into averaging without analyzing their history and properties. Solving this problem is a basic task for creating a methodological and technological basis for improving the qualitative knowledge of reservoir fluids.

**Materials and methods.** The methods of a systematic approach, expert survey and thought experiment were used in the development.

**Results.** A terminological system is presented to describe the process of interpreting fluid information; correlations used in this analysis are classified; a typology of distortions in the properties of reservoir oil and some areas of its application are proposed.

**Conclusion.** It is recommended to use the proposals in the Development of normative and methodological documentation in the field of expert examination of the properties of reservoir fluids.

**Keywords:** correlations of reservoir fluid properties, sample distortions, expertise, PVT

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

**Financing:** this work was funded by the subsidy allocated to Kazan Federal University for state assignment in the sphere of scientific activities (Project no. FZSM-2024-0003).

**Acknowledgment:** the authors would like to thank Ilya Indrupsky, Chief Researcher at the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, for his support and advices.

**For citation:** Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. part 3: typology of distortion of reservoir fluid samples. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):14–28. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-14-28>

*Manuscript received 25.02.2025*

*Accepted 17.03.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

По мере усложнения условий геолого-разведочных работ исследователи все чаще и чаще встречаются с необходимостью отбирать глубинные пробы в многофазных потоках и, закономерно, с ситуациями очевидного несоответствия отобранной пробы начальному состоянию пластового флюида. На данный момент в отрасли отсутствует единый документ, регламентирующий интерпретацию результатов исследований подобных проб. Вследствие этого абсолютно правильное утверждение о том, что каждая проба несет информацию о свойствах исследуемого объекта, зачастую понимается превратно и параметры проб принимаются в осреднение без анализа их истории и свойств.

В целом интерпретация результатов исследований проб и принятие решений о свойствах пластовых флюидов является глубоко нестандартным анализом, выполняется экспертным методом и требует высокой квалификации исполнителя. Результаты оценки подтверждаются заключением иных экспертов при прохождении мероприятий различного уровня (внутрикорпоративные геологические обзоры; кросс-корпоративные советы; экспертно-технические советы ГКЗ и т.д.).

К основным методам анализа относятся:

- 1) Сопоставление результатов испытаний и эксплуатации исследуемого объекта с результатами исследования пробы.
- 2) Построение PVT-моделей исследуемого флюида и специальные операции с моделями.
- 3) Применение специальных (не связанных с фазовыми переходами и PVT-характеристикой) методов анализа свойств пробы: гидрогеологических, геохимических, петролеомических,

петроинформационных (к таким методам анализа свойств относятся создание и использование баз данных и многомерного анализа данных, полученных по результатам исследований проб) и т.д.

- 4) Построение корреляций свойств исследуемого флюида.

В настоящей работе авторами предлагается свод терминов, понятий и правил, системно описывающий это направление работ, а также приводятся некоторые соображения по тому, как правильно извлекать информацию из искаженных проб на основании ключевого инструмента анализа — построения корреляций свойств пластовых флюидов.

## ТЕРМИНОЛОГИЯ ДЛЯ НАИБОЛЕЕ ОБЩЕГО ОПИСАНИЯ ПРОЦЕССА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ФЛЮИДАЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЛИ ПРОГНОЗ ИНТЕНСИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Определение или прогноз интенсивных параметров пластового флюида предлагается описывать следующей группой основных терминов и выражений:

- **Разряд пробы** — характеристика пробы по ее способности выступать источником информации о свойствах исследуемого пластового флюида. Авторы выделяют усредняемый, опорный, прогнозный, отбракованный и неинтерпретируемый разряд.
- **Осредняемая проба** — проба, интенсивные<sup>1</sup> параметры которой принимаются

<sup>1</sup> Интенсивные параметры — параметры, не зависящие от количества вещества (плотность, снимаемость, концентрация жира в молоке и т.д.).

в расчет среднеарифметических значений интенсивных параметров пластового флюида. Интенсивные параметры такой пробы являются **осредняемыми**. Параметры пластового флюида, полученные путем усреднения, называются **усредненными**. Усреднение параметров проводится

**НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА, ЭКСПЕРТНОГО ОПРОСА И МЫСЛЕННОГО ЭКСПЕРИМЕНТА РАЗРАБОТАНЫ МЕТОДОЛОГИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ, ВКЛЮЧАЮЩИЕ ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКУЮ БАЗУ ОПИСАНИЯ ПРОЦЕССА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ФЛЮИДНОЙ ИНФОРМАЦИИ И ТИПОЛОГИЮ ИСКАЖЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ.**

по результатам исследований комплектов проб пластовых нефтей, пластовых газов без ретроградной конденсации, пластовых вод и поверхностных проб при атмосферном давлении; пробы пластовых газоконденсатных систем, как правило, не усредняются. Осреднение производится в случае близости всех усредняемых параметров; в качестве критериев идентичности можно принять допустимые расхождения параметров согласно [1]. Расчет среднеарифметического производится с целью нивелирования погрешностей измерения параметров и проверки гипотез о единстве и постоянстве свойств пластового флюида (см. раздел «Методологические основания») по следующей формуле:

$$P = \frac{\sum_{w=1}^W \left( \frac{\sum_{k=1}^K \left( \frac{\sum_{s=1}^S p_s}{S} \right)}{K} \right)}{W}, \quad (1)$$

где:

**P** — значение принятого усредненного параметра;

**p<sub>s</sub>** — значение осредняемого параметра по комплекту представительных и согласованных проб одного вида, отобранных со скважины **w** в заданный период времени; **s = 1...S** — количество представительных проб одного вида в комплекте проб со скважины **w**, отобранных в заданный период времени;

**k = 1...K** — общее количество комплектов проб одного вида, отобранных в различные периоды времени.

**w = 1...W** — количество скважин, в которых отобраны представительные пробы единого интервала в абсолютных отметках.

• **Опорная / базовая проба** — проба, интенсивные параметры которой признаются соответствующими интенсивным параметрам пластового флюида при отсутствии возможности провести их усреднение. Интенсивные параметры такой пробы называются **опорными**. Опорными могут являться пробы пластовых газоконденсатных систем и наиболее представительные или единичные пробы объекта.

• **Отбракованный параметр** — интенсивный параметр пробы, не удовлетворяющим закономерным связям параметров углеводородных систем и не характеризующий аналогичный параметр пластового флюида. Параметр может быть отбракован по следующим причинам:

- проба имеет необратимо искаженное значение интенсивного параметра;
- при измерении параметра были допущены критические ошибки;
- имеются признаки фальсификации исследований.

• **Отбракованная проба** — проба, все интенсивные параметры которой являются отбракованными.

• **Прогнозная проба** — проба, интенсивные параметры которой выступают в качестве исходных данных для прогноза свойств пластового флюида. Интенсивные параметры такой пробы являются **прогнозирующими**. Параметры пластового флюида, полученные по результатам прогноза, являются **прогнозируемыми**. Усреднять значения прогнозирующих параметров в пределах зоны или интервала пласта по формуле (1) нельзя, поскольку каждая прогнозная проба несет уникальную информацию о свойствах исходного флюида; однако прогнозируемые параметры возможно использовать при обосновании средневзвешенных параметров (см. раздел «Применение предлагаемой классификации»).

• **Неинтерпретируемая проба** — проба, интенсивные параметры которой противоречат принятым представлениям о свойствах пластового флюида при отсутствии доказательств некондиционности и непредставительности пробы. Противоречие между результатами исследований конкретной пробы и прогнозируемыми параметрами пластового флюида не может служить единственным обоснованием для признания пробы непредставительной.

При наличии объективных доказательств (первичных данных с оборудования; фото- и видеофиксации процессов и т.д.) некондиционности, представительности пробы и качества промысловых и лабораторных

данных результаты ее исследований должны учитываться при анализе свойств объекта (месторождения, пласта, района скважины, зоны пласта и т.д.), однако могут не включаться в усреднение и не приниматься в качестве опорных.

Связи между разрядами проб и их параметрами весьма многообразны и в наиболее общем виде представлены на **рис. 1**. Отметим, что по мере накопления изученности или в результате переинтерпретации пробы и их параметры могут менять свой разряд.

**Примеры:**

- 1) При исследовании пробы пластовой нефти было обнаружено ее загрязнение РУО. Состав исходного пластового флюида восстановлен методом обратной рекомбинации. Содержание компонентов пластовой нефти может являться усредняемыми или опорными параметрами; все остальные параметры пробы являются отбракованными.
- 2) При исследовании комплекта представительных проб получена достаточная PVT-характеристика всех проб; по одной пробе дополнительно получено значение температуры насыщения нефти парафином. PVT-характеристики могут быть усреднены, а температура насыщения нефти парафином принята в качестве опорной по объекту.
- 3) При анализе результатов исследований проб пластового флюида было обнаружено критическое отклонение — используемый вискозиметр не был откалиброван, что исказило значение динамической

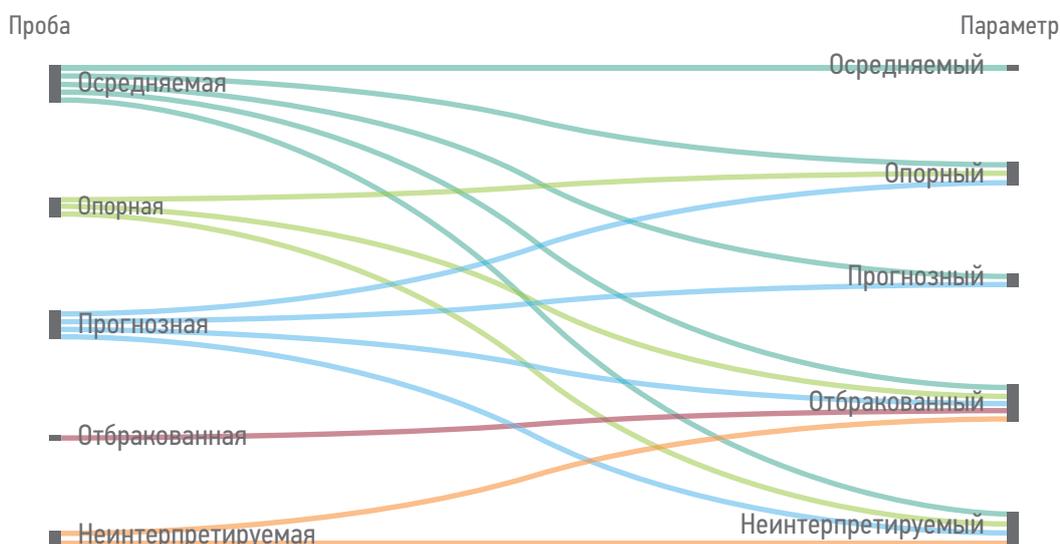
вязкости, но не повлияло на остальные PVT-характеристики пластового флюида. Динамическая вязкость пластового флюида является отбракованным параметром; все остальные PVT-характеристики могут быть приняты в качестве усредняемых или опорных.

- 4) Поступил отчет по исследованию пластового флюида с пластовым давлением 50 МПа. Лаборатория, выполнившая исследование, оснащена оборудованием с рабочим давлением 30 МПа. В случае отсутствия донаказательств, что исследования были проведены в другой лаборатории, имеются основания для признания результатов исследований, полученных при пластовом давлении, сфальсифицированными (с учетом повсеместного распространения PVT-симуляторов возможности комплексной фальсификации результатов исследований значительно возросли).

**КОРРЕЛЯЦИИ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ**

В практике анализа флюидалльной информации **корреляцией свойств пластовых флюидов** называется совокупность математических выражений, характеризующих взаимосвязь параметров пластовых флюидов. В зависимости от масштаба применения авторы предлагают выделить обобщенные, единичные, точечные, локальные, зональные, региональные и межрегиональные (глобальные) корреляции.

- **Обобщенная корреляция свойств пластовых флюидов** — корреляция свойств пластовых флюидов, применяемая



**Рис. 1.** Связи между пробами различных разрядов и их параметрами. Составлено авторами  
**Fig. 1.** Connections between samples of different discharges and their parameters. Prepared by the authors

для прогноза параметров пластовых флюидов заданных диапазонов свойств вне зависимости от региона или стратиграфической единицы их происхождения. Как правило, вне заданных диапазонов свойств обобщенные корреляции являются неадекватными. Обобщенные корреляции могут признаваться адекватными как в периметре отдельной взятой компании, так и в целом по отрасли. Как правило, источником сведений по обобщенным корреляциям являются отраслевые стандарты, внутренние документы компании или публикации авторитетных специалистов (к примеру, [2]).

- **Единичная корреляция свойств пластовых флюидов** — корреляция свойств конкретной пробы, определенная методом аппроксимации результатов ее исследований. Единичная корреляция описывает взаимозависимость отдельных параметров пробы.
- **Точечная корреляция свойств пластовых флюидов** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб участков и интервалов геологического объекта, а также его аналогов, характеризующихся единством

и постоянством свойств пластового флюида. Пример точечной корреляции представлен на рис. 2.

- **Локальная корреляция свойств пластовых флюидов / локальный тренд** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб различных участков и интервалов одного геологического объекта или группы геологических объектов, характеризующихся разностью и непостоянством свойств пластового флюида и находящихся в пределах одного месторождения / ЛУ, а также их аналогов. Примерами локальных корреляций являются карты изобар давления насыщения, карты изолиний газосодержания, композиционные градиенты по разрезу скважины и т.д.
- **Зональная корреляция свойств пластовых флюидов / зональный тренд** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб, отобранных в объектах-аналогах единого нефтегазосносного района или нефтегазосносной области. Пример зональной корреляции представлен в работе [3].
- **Региональная корреляция свойств пластовых флюидов / региональный тренд** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб, отобранных в едином нефтегазосносном бассейне или провинции.
- **Межрегиональная (глобальная) корреляция свойств пластовых флюидов / межрегиональный (глобальный) тренд** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб, отобранных в различных нефтегазосносных бассейнах или провинциях. Пример глобальной корреляции представлен в работе [4].

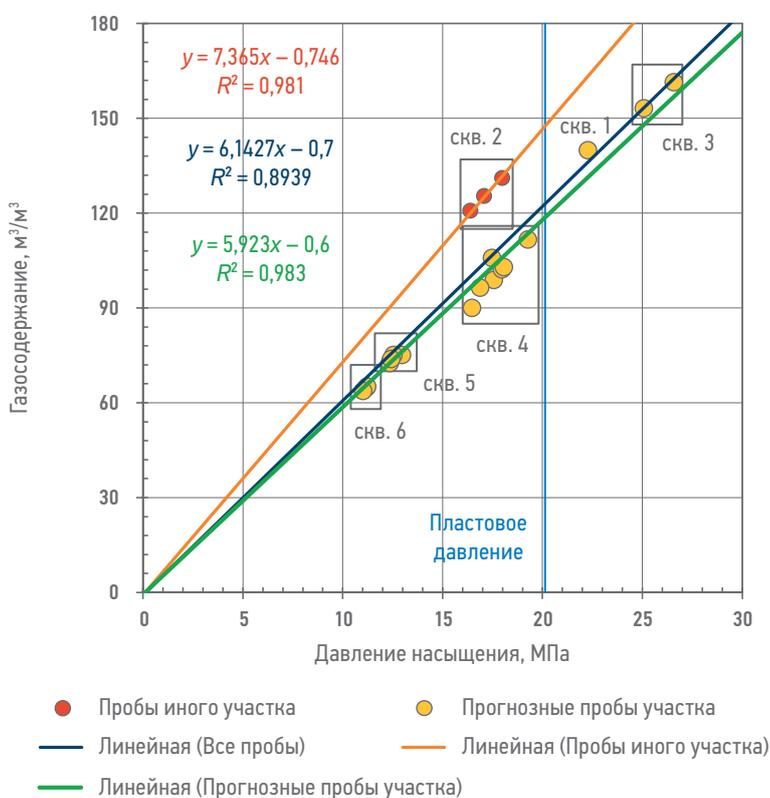


Рис. 2. Пример использования точечной корреляции при обосновании свойств пластового флюида. Составлено авторами

Fig. 2. An example of the use of point correlation in substantiating the properties of a reservoir fluid. Prepared by the authors

## МЕТОДОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ КОРРЕЛЯЦИЙ

В данном разделе авторы рассмотрят наиболее общие вопросы методологии построения корреляций в разрезе трех категорий:

1. Методологические (отчасти даже философские) основания использования этого инструмента;
2. Требования и рекомендации к построению корреляций;
3. Признаки физической согласованности построенной корреляции.

По наблюдениям авторов, убедительная интерпретация результатов исследований проб пластовых флюидов всегда основывается на искусном применении описанных идей вне зависимости от знания интерпретатора о них. Иными словами, описанные предложения являются попыткой авторов формализовать уже известные в профессиональном сообществе принципы и правила.

### МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВАНИЯ

Тот факт, что свойства пластового флюида даже внутри одной гидродинамически связанной области пласта могут меняться в пространстве и времени, неизбежно ставит вопрос о методологических основаниях выделения какой-либо корреляции. Особенно остро данный вопрос встает при обосновании точечных и локальных корреляций — основных объектов анализа при обосновании свойств пластового флюида конкретного объекта. Авторы выделяют две основные гипотезы, применяемые при такого рода анализе: гипотезу о единстве и гипотезу о постоянстве свойств пластового флюида.

#### Гипотеза о единстве свойств флюида

подразумевает, что свойства начального пластового флюида равны в любой точке выделенной области пласта. **Гипотеза о постоянстве свойств флюида** подразумевает, что свойства текущего пластового флюида полностью определяются известными свойствами начального пластового флюида и могут быть спрогнозированы исходя из техногенного воздействия на пласт. Если первая гипотеза не требует отдельных комментариев, то вторая менее очевидна. Обсудим ее. На первый взгляд формулировка гипотезы может показаться избыточной — казалось бы, можно просто сказать, что согласно этой гипотезе не должно происходить изменения свойств добываемого флюида во времени. Однако это, как правило, невозможно — сама система разработки залежи и подготовки скважинной продукции неизбежно влияет на свойства добываемого флюида, особенно при реализации различных методов

увеличения нефтеотдачи пласта. К примеру, снижение плотности дегазированной нефти скважинной продукции по мере истощения залежи летучей нефти может быть обусловлено массообменными процессами между газовой и жидкой фазой [5] и спрогнозировано на самом раннем этапе разработки, таким образом, не нарушая гипотезу о постоянстве. В то же время увеличение содержания асфальто-смолистых веществ в скважинной продукции вследствие образования асфальтенового конуса из необнаруженных битуминозных слоев ее однозначно нарушают, что требует дополнительных исследований при выявлении такого рода аномалий [6, 7]. Именно эти соображения привели к постулированию гипотезы именно в такой ее формулировке<sup>2</sup>.

Причины нарушения единства и постоянства свойств пластовых флюидов на первый взгляд можно разделить на три крупные категории: геологические, техногенные и комбинированные, однако это требует отдельного исследования.

### ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСТРОЕНИЮ КОРРЕЛЯЦИЙ

Авторы выделяют следующие основные требования к построению корреляций (к сожалению, ограничения по объему текста не позволяют давать расширенные комментарии и примеры нарушений этих требований).

- Линейная аппроксимация зависимостей  $ГC_o = f(P_{нац})$  и  $b_H = f(P_{нац})$  может быть адекватной только для нелетучих нефтей в области давлений, при которых не происходит кипение средних фракций при пластовой температуре (как правило, это давление выше 2–5 МПа, см. раздел «Искажения, приводящие к существенному снижению коэффициента растворимости газа вследствие взаимодействия нефти с газом»).
- Корреляция зависимости  $ГC_o = f(P_{нац})$  должна проходить через точку  $(0 \text{ м}^3/\text{м}^3; 0,101325 \text{ МПа})$ . Это связано с тем, что, как правило, давление насыщенных паров нефти последней ступени дифференциального разгазирования ниже атмосферного.
- Корреляция зависимости  $b_H = f(P_{нац})$  должна проходить через точку  $(b_{атм}; 0,101325 \text{ МПа})$ . Объемный коэффициент при пластовой температуре и атмосферном давлении  $b_{атм}$  можно принять непосредственно из лабораторного отчета либо рассчитать, к примеру, через температурные поправки принятой плотности

<sup>2</sup> Отметим, что сама структура формулы (1) содержит проверку на критерий постоянства (параметр k).

дегазированной нефти [8]. Для оперативных задач допускается пренебречь температурным расширением нефти и проводить зависимость через точку (1, 0,101325 МПа).

- Корреляции зависимостей параметров флюидов от глубины строятся в координатах абсолютных отметок:
  - для проб, отобранных в открытом стволе скважины: на фактические глубины точек отбора или на расстояние от точек отбора до заданной поверхности (например, поверхности контакта);
  - для всех остальных проб: на абсолютную отметку кровли продуктивного пласта либо на абсолютную отметку середины интервала перфорации.

### Пример

Выполняется прогноз свойств пластовой нефти нефтяной оторочки на основании данных о газосодержании и давлении насыщения глубинных проб (рис. 2). Изученность по залежи составляет 20 проб из 6 скважин. На диаграмме зависимости параметров выделяются две группы: (1) пробы скважин 1, 3–6 и (2) пробы скважины 2. Линейная корреляция по первой группе имеет  $R^2=0,987$ . Включение проб второй группы в единую корреляцию приводит к незначительному снижению  $R^2$  до значения 0,895,

что объясняется их малым количеством и закономерным незначительным влиянием на корреляцию. Однако линейная корреляция по данной группе, проведенная через точку (0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; 0,101325 МПа), имеет  $R^2=1,000$ , что указывает на физическую согласованность результатов их исследований. Таким образом:

- по данным проведенного анализа не соблюдается критерий единства свойств флюида; имеет смысл выделить скв. 2 в отдельный участок. Требуется дополнительный анализ и обоснование для включения скв. 2 в единую точечную корреляцию.
- по скв. 1, 3–6 возможно принять единую корреляцию  $ГC_o = 5,923 \times P_{нас} - 0,600$ . По условию предельного насыщения пластовой нефти залежи (условие равенства давления на ГНК и давления насыщения нефти газом при пластовом давлении 20,14 МПа) возможно рассчитать газосодержание пластовой нефти в участке скважин 1, 3–6:  $ГC_o = 5,923 \times 20,140 - 0,600 = 118,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- все пробы, участвующие в анализе, могут быть признаны прогнозными, однако при отсутствии возможности отбора проб со скв. 2 и достоверных геологических предпосылок к выделению ее в отдельную зону залежи пробы скв. 2 возможно признать неинтерпретируемыми.

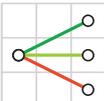
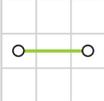
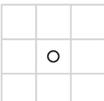
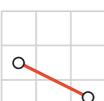
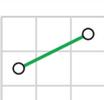
### ПРИЗНАКИ ФИЗИЧЕСКОЙ СОГЛАСОВАННОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ПРОБ

Введем следующее понятие: **физически согласованными** являются такие результаты исследований, которые не противоречат основным термодинамическим и региональным закономерностям поведения пластовых флюидов. Неизбежно встает вопрос: как эффективно формализовать эти необычно разнообразные, зачастую противоречивые закономерности? Авторы предлагают описывать их в формате матриц согласованности (см. Приложение 1). Легенда для чтения матриц представлена в табл. 1.

### Пример

Ведется проверка согласованности параметров двух проб по показателям коэффициента сжимаемости (15 и 20 МПа<sup>-1</sup>) и газосодержания (60 и 40 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> соответственно). Согласно Приложению 1 рост газосодержания при прочих равных приводит к росту коэффициента сжимаемости; здесь же видна иная зависимость, что является противоречием. По мере привлечения дополнительных параметров в данный кросс-анализ может накопиться критическая масса противоречивых связей, на основании которых возможно забраковать одну из проб как физически несогласованную.

Таблица 1. Признаки физической согласованности результатов исследований проб. Составлено авторами  
Table 1. Signs of physical consistency of the results of the sample studies. Prepared by the authors

Символ	Значение
	Взаимосвязь параметров X и Y уникальна для каждой пластовой системы и региона проведения работ
	При прочих равных значение параметра Y не зависит от параметра X
	Пересечение параметров
	При прочих равных более высокое значение параметра X соответствует более низкому значению параметра Y
	При прочих равных более высокое значение параметра X соответствует более высокому значению параметра Y

## ИСКАЖЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Среди всего многообразия характеристик пластовых флюидов авторы предлагают выделить в качестве наиболее информативных и полезных три из них.

1. Коэффициент растворимости газа в нефти: параметр, определяемый соотношением:

$$a = \frac{\Gamma}{P_{\text{нас}}}, \quad (2)$$

где:

$a$  — коэффициент растворимости газа в нефти,  $\text{м}^3/\text{м}^3/\text{МПа}$ ;

$\Gamma$  — газосодержание,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$P_{\text{нас}}$  — давление насыщения нефти газом, МПа.

2. Состав газа первого пузырька (состав газа).
3. Вязкость.

С точки зрения этих трех параметров авторы выделяют 6 типов искажений свойств пластовых флюидов (см. дальнейшие пункты). Необходимо отметить, что предлагаемая классификация носит исключительно эмпирический характер и не претендует на универсальность. Между тем, наблюдения и выводы из предлагаемой классификации могут оказаться полезными для эффективного решения задачи интерпретации флюидной информации.

Отметим, что при сопоставлении коэффициентов растворимости газа в нефти требуется принимать одинаковые значения давления насыщения нефти газом, приведенные к одной температуре. Именно по этой причине (и некоторым другим), по мнению авторов, ССЕ-тест в диапазоне температур требуется включать как безусловную часть программы исследований любой пробы<sup>3</sup>.

### ИСКАЖЕНИЯ, НЕ ПРИВОДЯЩИЕ К СУЩЕСТВЕННОМУ ИЗМЕНЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА РАСТВОРИМОСТИ ГАЗА В НЕФТИ

Как правило, такие искажения характеризуются следующими особенностями:

- Тип начального пластового флюида: тяжелая или нелетучая нефть.
- Источник загрязнения:
  - газ пластовой нефти, выделившийся при давлениях, близких к давлению насыщения нефти газом (состав первого пузырька газа);
  - газ газовой шапки, в случае если его состав близок по составу к газу первого

пузырька пластовой нефти, попавшей на забой скважины при малой депрессии.

- Структурный режим потока: пузырьковый или расслоенный.
- Объем избыточного газа, попавшего в пробу, не приводит к изменению типа отобранного флюида и выпадению существенной доли асфальто-смолистых веществ (характерно для тяжелых нефтей). Особенно критичным для дальнейшей работы с пробой является сценарий захвата такого объема газа, при котором при гомогенизации пробы произойдет переход флюида в газоконденсатное состояние.
- Дегазированная нефть пробы достаточно точно воспроизводит свойства дегазированной нефти начального пластового флюида.

### Пример

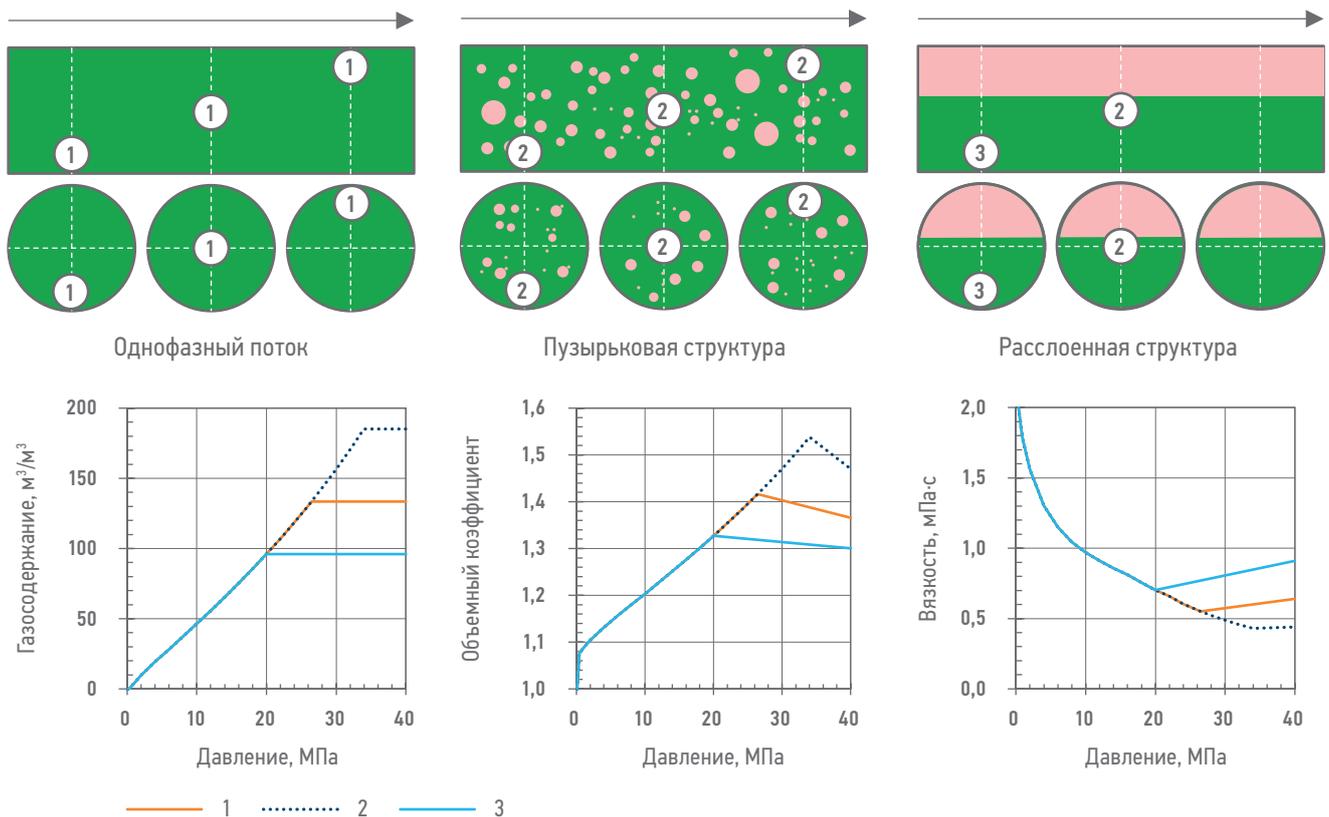
На **рис. 3** представлены примеры искажений свойств пластовой нефти, произошедшей в результате ее разгазирования. Отбор проб осуществлялся в горизонтальном участке скважины.

- Точка и линия 1 характеризует отбор исходной пластовой нефти с исходным составом.
- Точка и линия 2 характеризует отбор нефти с избыточным объемом газа, близком к составу газа первого пузырька пластовой нефти. Поскольку свободный газ имеет меньшую вязкость, он преимущественно попадает в приемную камеру, завышая свое содержание относительно отобранной жидкости; однако коэффициент растворимости газа в нефти при этом изменяется незначительно. При наличии достоверной информации о давлении насыщения нефти газом в лабораторных условиях возможно выполнить процедуру удаления свободного газа при данном давлении и достаточно точно воспроизвести состав исходной пластовой нефти либо воссоздать данный состав при помощи PVT-моделирования.
- Точка и линия 3 характеризует отбор частично дегазированной нефти. Данное искажение позволяет воссоздать состав исходной пластовой нефти с помощью моделированной рекомбинации, выполненной с использованием PVT-симулятора.

### ИСКАЖЕНИЯ, ПРИВОДЯЩИЕ К СУЩЕСТВЕННОМУ СНИЖЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА РАСТВОРИМОСТИ ГАЗА В СЛЕДСТВИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НЕФТИ С ГАЗОМ

Как правило, но необязательно, характеризуются следующими особенностями:

<sup>3</sup> На текущий момент согласно [1] ССЕ-тест в диапазоне температур в обязательном порядке включен только в комплексы исследований Б и В.



**Рис. 3.** Пример искажений свойств пластовой нефти, не приводящих к изменению коэффициента растворимости газа. Составлено авторами  
 1 — исходная пластовая нефть; 2 — проба с завышенным содержанием газа; 3 — проба с заниженным содержанием газа  
**Fig. 3.** An example of distortions in the properties of reservoir oil that do not lead to a change in the gas solubility coefficient. Prepared by the authors  
 1 — initial reservoir oil; 2 — sample with an overestimated gas content; 3 — sample with a low gas content

- состав газа-загрязнителя значительно:
  - обеднен компонентами C2+ относительно состава газа первого пузырька (рис. 4D);
  - обогащен легкими неуглеводородными газами (в теории это могут быть водород, гелий; на практике таким загрязнителем, как правило, выступает азот);
- источник загрязнения и структура потока:
  - газ пластовой нефти, выделившийся при давлениях, много ниже начального давления насыщения нефти газом, но не ниже 2–5 МПа в зависимости от типа флюида; структура двухфазного потока — любая, кроме пузырьковой;
  - газ газовой шапки; структура двухфазного потока — любая;
  - газ, перетекающий из соседних газовых пластов; структура двухфазного потока — любая;
  - технологические закачиваемые газы; структура потока — любая, включая однофазный поток (контактирующий газ растворился в нефти);
- дегазированная нефть пробы может быть достаточно сильно искажена относительно дегазированной нефти начального пластового флюида.

### ИСКАЖЕНИЯ, ПРИВОДЯЩИЕ К СУЩЕСТВЕННОМУ УВЕЛИЧЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА РАСТВОРИМОСТИ ГАЗА ВСЛЕДСТВИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НЕФТИ С ГАЗОМ

Характеризуются следующими особенностями:

- состав газа-загрязнителя значительно:
  - обогащен компонентами C2+ относительно состава газа первого пузырька;
  - обогащен сероводородом или углекислым газом;
- источник загрязнения и структура потока:
  - газ пластовой нефти, выделившийся при низких давлениях (в районе 0,101–5 МПа); структура двухфазного потока — любая, кроме пузырькового;
  - газ газовой шапки; структура двухфазного потока — любая;
  - газ, перетекающий из соседних газовых пластов; структура двухфазного потока — любая;
  - технологические закачиваемые газы; структура потока — любая, включая однофазный поток (контактирующий газ растворился в нефти);
  - газы, образовавшиеся в результате химических реакций при проведении

перфорации, СКО и иных мероприятий; структура потока — любая, включая однофазный поток (контактирующий газ растворился в нефти);

- дегазированная нефть пробы может быть достаточно сильно искажена относительно дегазированной нефти начального пластового флюида.

### ИСКАЖЕНИЯ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ НЕФТИ С УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЖИДКОСТЬЮ

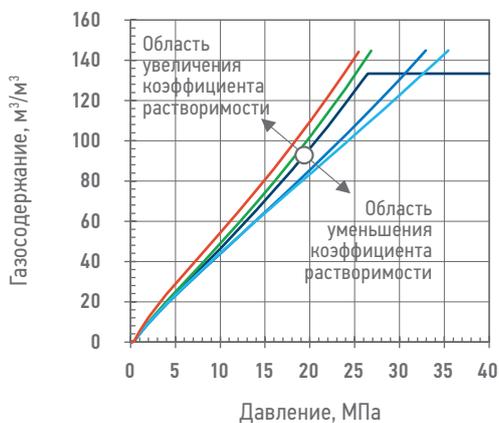
Характеризуются следующими особенностями:

- характер загрязнения — смешивающийся;
- структура потока: любая;
- источник загрязнения:

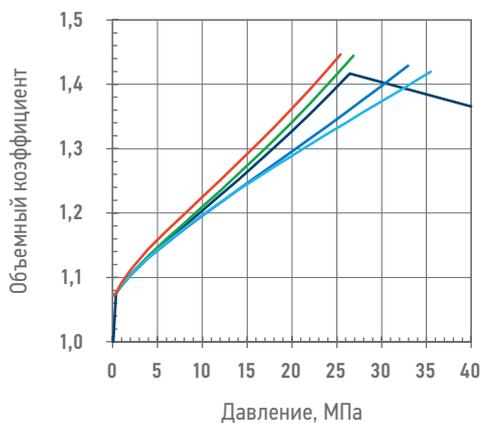
- технологические жидкости и фильтраты (реагенты, буровой раствор на УВ основе);
- перетоки соседних пластов;
- одновременная эксплуатация нескольких пластов;
- асфальтеновые конусы;
- все PVT-характеристики (включая физико-химические характеристики дегазированной нефти) искажаются в соответствии со степенью загрязнения.

### ИСКАЖЕНИЯ, ПРИВОДЯЩИЕ К СУЩЕСТВЕННОМУ ИЗМЕНЕНИЮ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ПРИ МАЛОМ ИЗМЕНЕНИИ ИНЫХ PVT-ХАРАКТЕРИСТИК

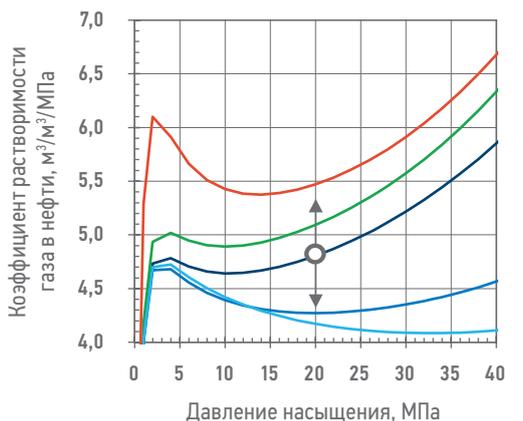
Как правило, характеризуются следующими особенностями:



А. Зависимость газосодержания от давления

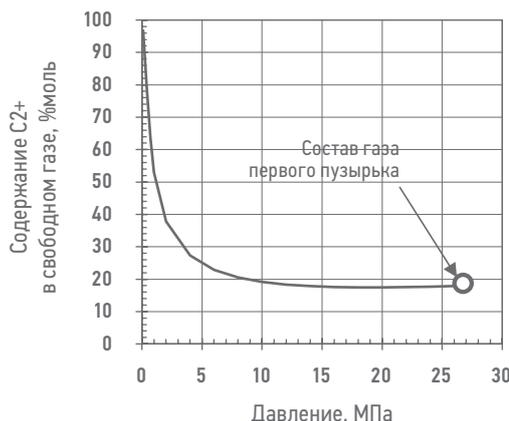


В. Зависимость объемного коэффициента от давления



— 0% — 5% N<sub>2</sub> — 5% CO<sub>2</sub> — 5% H<sub>2</sub> — 5% H<sub>2</sub>S

С. Зависимость коэффициента растворимости газа в нефти от давления



Д. Зависимость содержания компонентов C<sub>2+</sub> в свободном газе исходной пластовой нефти от давления

**Рис. 4.** Влияние загрязнения пластовой нефти неуглеводородным газом на PVT-характеристики пробы.  
Составлено авторами

0% — исходная пластовая нефть; 5% N<sub>2</sub> — загрязнение 5% моль азота; 5% CO<sub>2</sub> — загрязнение 5% моль углекислого газа; 5% H<sub>2</sub> — загрязнение 5% моль водорода; 5% H<sub>2</sub>S — загрязнение 5% моль сероводорода

**Fig. 4.** The effect of contamination of reservoir oil by non hydrocarbon gas on the PVT characteristics of the sample.  
Prepared by the authors

0% — initial reservoir oil; 5% N<sub>2</sub> — contamination of 5% mol. nitrogen; 5% CO<sub>2</sub> — contamination of 5% mol. carbon dioxide; 5% H<sub>2</sub> — contamination of 5% mol. of hydrogen; 5% H<sub>2</sub>S — contamination of 5% mol. hydrogen sulfide

- характер загрязнения — смешивающийся или дисперсный, количество загрязняющей фазы незначительное;
- источник загрязнения:
  - эмульгированная пластовая или техническая вода;
  - компоненты асфальто-смоло-парафиновых отложений;
  - продукты выноса (механические примеси, частицы коррозии, металлическая стружка).

### КОМБИНИРОВАННЫЕ ИСКАЖЕНИЯ

Заключаются в противоречивом и сложноинтерпретируемом характере искажения каждого отдельного параметра пробы.

### ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОЙ КЛАССИФИКАЦИИ

Авторы выделяют следующие области применения предлагаемой классификации:

1. Обоснование выборочной отбраковки параметров проб.
2. Оценка граничных условий и проверка гипотез о постоянстве и единстве свойств флюидов.
3. Обоснование дизайна комбинированных методов восстановления начального пластового флюида.

Рассмотрим два последних пункта отдельно.

### ПРОВЕРКА ГИПОТЕЗ ПОСТОЯНСТВА И ЕДИНСТВА СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ. ОЦЕНКА СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В УСЛОВИЯХ НЕПОДТВЕРЖДЕНИЯ ГИПОТЕЗ

Гипотезы единства и постоянства позволяют строить корреляции и применять их результаты в 2 случаях:

1. Объективное отсутствие достоверной изученности объекта пробами (к примеру, на этапе исследований первой поисково-оценочной скважины).
2. Отсутствие устойчивых противоречий между результатами исследований находящихся проб; выявленной зависимости изменения свойств по площади или глубине залежи, а также исторических и эмпирических предпосылок к наличию такой зависимости.

На рис. 4 все пробы, участвующие в анализе, могут быть признаны прогнозными, однако при отсутствии возможности отбора проб со скв. 2 и достоверных геологических предпосылок к выделению ее в отдельную зону залежи пробы скв. 2 возможно признать неинтерпретируемыми [9]). Физическая

согласованность результатов исследований проб обеих групп позволяет идентифицировать данные пробы как пробы с искажениями, характеризующимися постоянством коэффициента растворимости газа в нефти, и достаточно точно очертить пределы изменчивости флюида по имеющимся данным. К такой же относительно легко диагностируемой зависимости можно отнести композиционный градиент залежи. Однако часто встречаются случаи менее очевидные, когда выделение групп затруднено. Авторы выдвигают предположение, что наличие на диаграмме изученности проб с достоверно диагностированным типом искажения позволяет оценить адекватность гипотез единства и постоянства по следующему правилу: гипотезы нарушаются, если в группе проб присутствует проба с существенно искаженным индикатором (таким, как коэффициент растворимости газа в нефти и др.), однако исследования этого вопроса еще продолжаются.

Отметим, что дополнительную сложность создает то обстоятельство, что проверка гипотез единства и постоянства, как правило, производится (1) по всей залежи в целом в динамике ее неравномерной разработки и (2) в условиях неполной изученности залежи пробами. Вполне возможны ситуации, когда нарушения гипотез единства и постоянства могут быть просто перепутаны друг с другом или с другими неизвестными факторами, так же как могут быть перепутаны причина и следствие.

Авторы обобщили практики по оценке свойств пластового флюида в условиях нарушения гипотез с учетом исторически сложившихся различных подходов в рамках подсчета запасов и формирования ГДМ (табл. 2).

### ОБОСНОВАНИЕ ДИЗАЙНА КОМБИНИРОВАННЫХ МЕТОДОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Напомним читателям, что авторы выделяют экспериментальные, расчетные и комбинированные методы восстановления начального пластового флюида (см. часть 2 данной статьи). К примеру, в случае избыточного объема газа в емкости с пробой нефти:

- экспериментальный метод восстановления начального флюида заключается в отведении свободного газа под заданные условия насыщения нефти;
- расчетный метод восстановления заключается, к примеру, в таком же отведении свободного газа, но внутри настроенной PVT-модели пластового флюида перенасыщенной пробой.

**Таблица 2.** Сценарии подсчета / пересчета запасов и актуализации ГДМ. Составлено авторами  
**Table 2.** Scenarios for reserves assessment and updating geological-hydrodynamic model. Prepared by the authors

№ п/п	Сценарий	Подсчет / пересчет запасов	Актуализация ГДМ
1	Гипотезы соблюдаются на текущий момент разработки залежи	Осреднение по формуле (1)	Насыщение ячеек одинаковым флюидом
2	Существенное увеличение изученности залежи с уточнением свойств без предпосылок к нарушению гипотез	Осреднение по формуле (1) с привлечением нового материала. При необходимости — выделение новых залежей	Аналогично п. 1
3	Экспериментально определенный композиционный градиент на начало разработки	Расчет или моделирование средневзвешенных параметров на среднюю глубину залежи	Насыщение ячеек с моделированием композиционного градиента; параметры на среднюю глубину залежи соответствует ПЗ
4	Нарушение гипотез в масштабе единичных зон	Выделение новых залежей в зоне нарушений гипотез	Обновление ГМД залежей в соответствии с ПЗ
5	Нарушение гипотез на масштабах всей залежи	Уточнение флюидалной модели залежи*	Аналогично п. 4

\* — При возможности сохранения физической согласованности рекомендуется сохранять начальные подсчетные свойства флюида, изменяя динамику его поведения на истощение. При невозможности соблюдения данного условия требуется полное обновление начальных свойств.

В случае достоверной идентификации типа искажения пробы возможно применение комбинированных методов восстановления.

### Пример

Проводится исследование глубинных проб, отобранных на скважине, осваиваемой с помощью азотной установки. Пробы не представительны (давление насыщения выше давления в точке отбора); кроме того, они характеризуются аномальным для данного региона содержанием азота. Ситуация очевидна, и есть все основания отбраковать данные пробы. Однако в случае необходимости адекватной оценки свойств пластового флюида возможна достаточно неочевидная последовательность действий: ступенчато (к примеру, в 3-й степени) закачать в исследуемый флюид некоторое известное количество азота и снять PVT-характеристику данных смесей для дальнейшей экстраполяции полученных экспериментальных зависимостей на фиксированное (к примеру, региональное) содержание азота. Экстраполяция возможна как для непосредственно экспериментально замеренных результатов (к примеру, строится зависимость давления насыщения от концентрации азота и по линии тренда рассчитывается исходное давление насыщения), так и внутри настроенной PVT-модели (регрессия на экспериментальные данные с последующим моделированием смеси с искомым содержанием азота).

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение отметим следующее.

1. Применение предложенной классификации может иметь максимальную ценность в случае, если интерпретатор обладает полной информацией о процессах, происходивших в скважине в период отбора проб. Это обуславливает необходимость повсеместного внедрения новой единицы отчетности в делах скважин — технического отчета по отбору проб пластовых флюидов. Для глубинных проб пластовых флюидов некоторые методологические основы данного отчета представлены авторами в работах [10, 11].
2. Применение инструментов анализа больших данных является достаточно модным направлением научно-исследовательских работ, в том числе в обоснование свойств пластовых флюидов. Однако отмечается [12], что зачастую аналитические модели не учитывают реальную «физику» поведения флюидов. Авторы надеются, что соображения, представленные в данной статье, помогут в решении данных проблем.

### СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ГДМ — гидродинамическая модель;  
 ГКЗ — Государственная комиссия по запасам;  
 ПЗ — подсчет запасов;  
 РУО — буровой раствор на углеводородной основе;  
 СКО — соляно-кислотная обработка;  
 CCE — constant composition expansion — расширение при постоянном составе;  
 УВ — углеводороды.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Таблица 3.** Рекомендации и требования к построению корреляций свойств пластовых флюидов. Составлено авторами  
**Table 3.** Recommendations and requirements for the construction of correlations of the properties of reservoir fluids. Prepared by the authors

Категория требований	Фактор	Рекомендации и требования		
		Точечная	Локальная	Зональная и региональная
Требования к объекту исследования	Локальные аномалии свойств пластового флюида в исследуемых участках и интервалах (битуминозные слои, твердые отложения, зоны аномальных пластовых условий и т.д.)	Локальные аномалии отсутствуют	Наличие локальных аномалий допускается	Объекты-аналоги группируются согласно наличию аномалий
	Непроницаемые разломы и пропластки между участками и интервалами	Отсутствие влияния непроницаемых разломов и пропластков на состав флюида объекта	Допускаются	Не учитывается
Требования к целевому флюиду объекта исследований	Источник генерации УВ	Единство источника генерации УВ	Единство источника генерации УВ	Единство или схожесть (стратиграфический аналог нефтегазоматеринской породы) источника генерации УВ
	Тип пластового флюида	Единый тип пластового флюида	Рекомендуется для единого фазового состояния	Требования отсутствуют
Требования к подготовке данных	Типы данных для учета в прогнозе	Параметры отдельных проб (не требуется проводить усреднение по скважине и периоду отбора)	Рекомендуется принимать усредненные и опорные параметры и адекватные точечные корреляции	Рекомендуется принимать усредненные и опорные параметры и адекватные точечные и локальные корреляции
	Источник данных для прогноза параметров сепарации фаз пластового флюида	Эксперимент «Стандартная сепарация» с учетом экспериментов «Дифференциальное разгазирование» / CVD, ГДИ/ГКИ	Эксперимент «Стандартная сепарация» с учетом экспериментов «Дифференциальное разгазирование» / CVD, ГДИ/ГКИ	Рекомендуется принимать эксперимент «Стандартная сепарация» с учетом экспериментов «Дифференциальное разгазирование» / CVD, ГДИ/ГКИ
	Параметры фазовых переходов, объемного и упругого поведения в пластовых условиях, реологическая характеристика	Принимаются при начальных и текущих пластовых условиях	Принимаются при начальных и текущих пластовых условиях	Принимаются при начальных пластовых условиях

**Таблица 4.** Матрица согласованности PVT-характеристик пластовой нефти нефтяных залежей в зависимости вида  $y=f(x)$ . Составлено авторами  
**Table 4.** The matrix of consistency of PVT characteristics of reservoir oil of oil deposits depending on the type  $y=f(x)$ . Prepared by the authors

Параметр Y \ Параметр X	Давление насыщения нефти газом	Коэффициент сжимаемости	Газо-содержание	Объемный коэффициент	Вязкость в пластовых условиях	Плотность в пластовых условиях	Плотность газа в стандартных условиях	Плотность УВ жидкости в стандартных условиях
Пластовая температура								
Пластовое давление								
Давление насыщения нефти газом								
Коэффициент сжимаемости								

Продолжение таблицы 4

Параметр Y \ Параметр X	Давление насыщения нефти газом	Коэффициент сжимаемости	Газо-содержание	Объемный коэффициент	Вязкость в пластовых условиях	Плотность в пластовых условиях	Плотность газа в стандартных условиях	Плотность УВ жидкости в стандартных условиях
Газосодержание								
Объемный коэффициент								
Вязкость в пластовых условиях								
Плотность в пластовых условиях								
Плотность газа в стандартных условиях								
Плотность УВ жидкости в стандартных условиях								

**Список литературы**

1. Ашмян К.Д. [и др.]. ОСТ 153-39.2-048-2003 Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей / К. Д. Ашмян, Ш. А. Абайдуллин, Н. В. Галактионова, В. В. Гетманенко, А. С. Емельянова [и др.], М.: 2003. 95 с.
2. McCain W.D., Spivey J.P., Lenn C.P. Petroleum Reservoir Fluid Property Correlations / W.D. McCain, J.P. Spivey, C.P. Lenn, Tulsa: PennWell Corporation, 2011. 232 с.
3. Новиков Д.А. [и др.]. Особенности состава газов залежей углеводородов арктического сектора Западной Сибири. Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2020;10(106):84–88.
4. Былинкин Г.П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов. Геология нефти и газа. 6 н. э.;02:55.
5. McCain W.D. Revised gas-oil ratio criteria key indicators of reservoir fluid type; part 5. Petroleum Engineer International. 1994;4(66).
6. Wilhelms A., Larter S.R. Origin of tar mats in petroleum reservoirs. Part I: introduction and case studies. Marine and Petroleum Geology. 1994;4(11):418–441.
7. Wilhelms A., Larter S.R. Origin of tar mats in petroleum reservoirs. Part II: formation mechanisms for tar mats. Marine and Petroleum Geology. 1994;4(11):442–456.
8. Григорьев БА, Бозатов ГФ, Герасимов АА. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б. А. Григорьев, Г. Ф. Богатов, А. А. Герасимов, Москва: Издательство МЭИ, 1999. 373 с.
9. Гужиков ПА, Кунжаринова КМ, Утеубаева ЕЕ. Методические подходы к обоснованию свойств пластовой нефти при подсчете запасов. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020;2(2):71–79.
10. Лобанов АА, Федоровский СА, Промзелев ИО, Тихомиров ЕВ, Звонков МА, Коваленко ВА, Купоросов ДН, Бастрakov АА, Нартымов ВС, Харисов АЮ, Стручков ИА, Плешанов НН, Макаров СЕ, Фролов АС. Сквозной контроль качества глубинных проб от точки отбора до лабораторной установки: это возможно и необходимо. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 12 — 15 октября 2021. Москва: SPE, 2021. С. 37.
11. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.Yu., Struchkov I.A., Pleshonov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary. SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.
12. Dindoruk B., Ratnakar R.R., He J. Review of recent advances in petroleum fluid properties and their representation. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020;June (83):103541.

**References**

1. OST 153-39.2-048-2003 Oil. A typical study of reservoir fluids and separated oils
2. McCain W. D., Spivey J. P., Lenn C. P. Petroleum Reservoir Fluid Property Correlations / W.D. McCain, J.P. Spivey, C.P. Lenn, Tulsa: PennWell Corporation, 2011. 232 p.
3. Novikov D.A. [et al]. Features of the composition of gases from hydrocarbon deposits in the Arctic sector of Western Siberia. *Business Magazine NEFTEGAZ.RU*. 2020;10(106):84–88.
4. Bylinkin G.P. Assessment of the phase transition of deep-submerged reservoir fluids. *Geology of oil and gas*. 6;(02):55.
5. McCain W.D. Revised gas-oil ratio criteria key indicators of reservoir fluid type; part 5. *Petroleum Engineer International*. 1994;4(66).

6. Wilhelms A., Larter S.R. Origin of tar mats in petroleum reservoirs. Part I: introduction and case studies. *Marine and Petroleum Geology*. 1994;4(11):418–441.
7. Wilhelms A., Larter S.R. Origin of tar mats in petroleum reservoirs. Part II: formation mechanisms for tar mats. *Marine and Petroleum Geology*. 1994;(11):442–456.
8. Grigoriev B.A., Bogatov G.F., Gerasimov A.A. Thermophysical properties of oil, petroleum products, gas condensates and their fractions / B. A. Grigoriev, G. F. Bogatov, A. A. Gerasimov, Moscow: Publishing House of MEI, 1999. 373 p.
9. Guzhikov P.A., Kunzharikova K.M., Uteubayeva Y.Y. Methodological approaches to justification of reservoir oil properties for estimation of reserves. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2020;3(2):71–79.
10. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. *End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary*. SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 12–15 October, Moscow: SPE, 2021. P. 37
11. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. *End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary*. SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.
12. Dindoruk B., Ratnakar R. R., He J. Review of recent advances in petroleum fluid properties and their representation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020; June (83):103541.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

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

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

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

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

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

**Alexander B. Fuks** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Алексей Александрович Лобанов\*** — кандидат технических наук, эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»; доцент, Казанский федеральный университет  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
ул. Почтамтская, д. 3–5.  
420008, Россия, Респ. Татарстан, г. Казань,  
ул. Кремлевская, д. 18.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru  
SPIN-код: 4342-5177  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>  
Scopus Author ID: 57204039678

**Дмитрий Николаевич Купоросов** — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

**Андрей Васильевич Южанинов** — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

**Александр Борисович Фукс** — доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, ФБУ «ГКЗ»

**Alexey A. Lobanov\*** — Cand. Sci. (Tech.), Expert, Gazprom нефт company group; Assistant Professor, Kazan Federal University  
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
18, Kremlevskaya str., 420008, Rep. Tatarstan, Kazan, Russia.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru  
SPIN-code: 4342-5177  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>  
Scopus Author ID: 57204039678

**Dmitry N. Kuporosov** — Expert, Gazprom нефт company group

**Andrey V. Yuzhaninov** — Expert, Gazprom нефт company group

**Alexander B. Fuks** — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief researcher, State Commission on Mineral Resources

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,  
2025



# ПРАКТИКА ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ. ЧАСТЬ 3: ОЦЕНКА СВОЙСТВ НАЧАЛЬНОЙ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ ИСКАЖЕННЫХ ПРОБ

**А.А. Лобанов<sup>1,2,\*</sup>, А.В. Южанинов<sup>1</sup>, В.А. Коваленко<sup>1,2</sup>, Р.В. Бондарев<sup>2</sup>, И.А. Тихомиров<sup>1</sup>, М.А. Аксенов<sup>1</sup>, М.А. Звонков<sup>1</sup>, В.Л. Каспирович<sup>1</sup>, Т.С. Ющенко<sup>1</sup>, И.И. Газизуллин<sup>1</sup>, А.А. Охотникова<sup>1</sup>, А.В. Волков<sup>1</sup>, Д.Ю. Колупаев<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург  
<sup>2</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

**Электронный адрес:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Цель.** В работе представлены примеры результатов оценок свойств начальной пластовой нефти при исследовании искажённых проб пластовых флюидов.

**Методы.** Отбирались:

- 1) Глубинные пробы нелетучей нефти в условиях фонтанирующего притока первой поисково-оценочной скважины.
- 2) Устьевые пробы летучей нефти в условиях фонтанирующего притока истощенной залежи.

По отобранным пробам проводился комплекс стандартного PVT-анализа. Устьевые пробы рекомбинировались с применением разработанного авторами эвристического алгоритма расчета состава газа покомпонентной рекомбинации.

**Результаты.** Проиллюстрировано применение методологии работы с пробами, отобранными в многофазных потоках. Даны рекомендации по некоторым оптимальным комплексам исследований.

**Заключение.** Результаты работы рекомендуется применять при разработке образовательных материалов и учитывать при планировании работ по отбору и исследованиям проб пластовых флюидов.

**Ключевые слова:** глубинные пробы, многофазные потоки, искаженные пробы, PVT-свойства

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

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

**Для цитирования:** Лобанов А.А., Южанинов А.В., Коваленко В.А., Бондарев Р.В., Тихомиров И.А., Аксенов М.А., Звонков М.А., Каспирович В.Л., Ющенко Т.С., Газизуллин И.И., Охотникова А.А., Волков А.В., Колупаев Д.Ю. Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: оценка свойств начальной пластовой нефти по результатам исследований искаженных проб. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):29–38. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-29-38>

*Статья поступила в редакцию 25.02.2025*

*Принята к публикации 17.03.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

PRACTICE OF DOWNHOLE SAMPLING IN MULTIPHASE FLOWS. PART 3: ESTIMATION OF THE INITIAL RESERVOIR OIL PROPERTIES BASED ON THE RESULTS OF DISTORTED SAMPLES STUDIES

**Alexey A. Lobanov<sup>1,2,\*</sup>, Andrey V. Yuzhaninov<sup>1</sup>, Vyacheslav A. Kovalenko<sup>1,2</sup>, Igor A. Tikhomirov<sup>1</sup>, Maxim A. Aksenov<sup>1</sup>, Mikhail A. Zvonkov<sup>1</sup>, Vladimir L. Kaspirovich<sup>1</sup>, Taras S. Yushchenko<sup>1</sup>, Ilnur I. Gazizullin<sup>1</sup>, Alexandra A. Okhotnikova<sup>1</sup>, Alexey V. Volkov<sup>1</sup>, Dmitry Yu. Kolupaev<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom нефть company group, RF, Saint-Petersburg

<sup>2</sup>Kazan Federal University, RF, Kazan

**E-mail:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Aim.** The paper presents examples of the results of assessments of the properties of the initial reservoir oil in the study of distorted samples of reservoir fluids.

**Methods.** Sampled:

- 1) Downhole samples of non-volatile oil in the conditions of a gushing inflow of the first well.
- 2) Wellhead samples of volatile oil in conditions of a gushing inflow of depleted reservoir.

A set of standard PVT analysis was performed on the samples. The wellhead samples were recombined using a heuristic algorithm developed by the authors for calculating the composition of a component-by-component recombination gas.

**Results.** The application of the methodology for working with samples taken in multiphase flows is illustrated. Recommendations are given on some optimal set of studies.

**Conclusion.** the results of the work are recommended to be used in the development of educational materials and taken into account when planning work on sampling reservoir fluids.

**Keywords:** downhole samples, multiphase flow, distorted samples, PVT-properties

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

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

**For citation:** Lobanov A.A., Yuzhaninov A.V., Kovalenko V.A., Tikhomirov I.A., Aksenov M.A., Zvonkov M.A., Kaspirovich V.L., Yushchenko T.S., Gazizullin I.I., Okhotnikova A.A., Volkov A.V., Kolupaev D.Yu. Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 3: Estimation of the initial reservoir oil properties based on the results of distorted samples studies. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):29–38. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-29-38>

*Manuscript received 25.02.2025*

*Accepted 17.03.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

В предыдущих частях данного цикла статей [1, 2] авторы представили некоторые практические рекомендации к отбору глубинных проб в многофазных потоках; причем основной упор делался на проблематику водонефтяных систем. Решение таких задач упрощается предположением о незначительности массообмена между нефтью и водой; соответственно решение задачи отбора глубинных проб нефти в обводненном потоке сводится к поиску решений по отделению двух несмешивающихся фаз друг от друга. В случае же газонефтяных потоков все гораздо сложнее; как показано в работе [3], взаимодействие нефти и газа может приводить к глубокому искажению целевого флюида. В таких условиях решение задач недропользователей требует комплексных подходов, включающих анализ исторических лабораторных и промысловых данных и PVT-моделирование. В данной работе приведены примеры применения таких подходов для случаев отбора глубинных и устьевых проб при испытании и эксплуатации скважин.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Напомним некоторые предлагаемые определения из цикла статей [3–5].

- **Техногенное воздействие на пласт** — любые технологические процессы, приводящие к изменению состояния пластовых флюидов. Техногенное воздействие может быть значительным и незначительным:
  - **Незначительное техногенное воздействие на пласт** — техногенное воздействие, при котором возможно отобрать пробу целевого начального пластового

флюида экономически целесообразными методами.

– **Значительное техногенное воздействие на пласт** — техногенное воздействие, в результате которого невозможно отобрать пробу целевого начального пластового флюида экономически целесообразными методами.

- **Целевой флюид отбора** — флюид, пробу которого необходимо отобрать для решения поставленной задачи. В качестве целевого флюида отбора могут выступать нефть, газ, конденсат, вода, эмульсии, многофазные смеси и т.д.
- **Целевое состояние флюида** — состояние, при котором исследуемый флюид обладает всем набором свойств для получения необходимой для решения поставленной задачи информации. По целевому состоянию пластовые флюиды делятся на начальные, текущие, техногенные и технологические.
- **Восстановление флюида** — процедура приведения отобранного флюида в целевое состояние. Примером процедуры восстановления флюида может выступать донасыщение частично дегазированной нефти газом.
- **Целевая фаза флюида** — фаза, пробу которой необходимо восстановить до целевого состояния при невозможности отобрать качественную пробу целевого флюида.

## ПОСТАНОВКА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В ОБСАЖЕННОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Отбор глубинных проб производился в период января–февраля 2023 г. при испытании первой поисково-оценочной скважины, вскрывшей низкопроницаемую залежь.

После проведения ГРП скважина сутки отстаивалась, затем была открыта на разрядку, очистку и вывод на режим. Сепарация и замер скважинной продукции производилась через трехфазный испытательный сепаратор с жидкостными турбинными и газовым диафрагменным расходомерами. Контроль обводненности выполнялся с помощью отбора проб скважинной продукции через щелевое пробоотборное устройство. Работы по отбору проб производились с применением глубинного пробоотборника и комплекса промысловой оценки качества, описанных в работах [2, 6, 7]. Непосредственно на объекте проведения работ по отбираемым пробам проводились процедуры отведения воды под давлением, замера PV-изотермы и стандартной сепарации.

При отработке скважины на штуцере 6 мм был зафиксирован стабильный газовый фактор  $251 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и плотность дегазированной УВ жидкости скважинной продукции  $814 \text{ кг}/\text{м}^3$ , что позволяет классифицировать пластовый флюид как нелетучую (англ. Non-volatile Oil) пластовую нефть. Напомним, что **пластовой нефтью** авторы называют совокупность преимущественно углеводородных соединений, находящихся в пласте в жидком состоянии от начального до текущего момента техногенного воздействия.

Поскольку категория скважины — поисково-оценочная, очевидно, что основной геолого-технической задачей отбора и исследования проб являлось проведение стандартного комплекса определения PVT и физико-химических характеристик пластовой нефти для ПЗ и создания PVT-модели. Согласно государственным требованиям наиболее приоритетным **целевым состоянием отбираемого флюида** для данной задачи является его **начальное состояние** (то есть требовалось отобрать пробу **начальной пластовой нефти** — пластовой нефти, находящейся в пласте на текущий момент техногенного воздействия с неизменным составом), что относит поставленную задачу к **категории 2 — геолого-техническим задачам, решаемым на стадии незначительного техногенного воздействия на залежь за счет исследования проб начального пластового флюида или его рекомбинации** [5].

Сразу после запуска скважины и выноса свободного пропанта была выполнена серия спуско-подъемных операций манометра-термометра с расчетом эффективной плотности потока по стволу скважины. Эти данные использовались для адаптации модели стационарного потока в специализированном ПО. Оценочное значение давления насыщения нефти газом, полученное по результатам

анализа зависимости эффективной плотности потока от глубины [4], составляло 23,7 МПа при  $86 \text{ }^\circ\text{C}$ . Несмотря на высокий темп снижения забойного давления (порядка 1,5 МПа в сутки), значительная степень недонасыщения флюида (пластовое давление составляло 60,4 МПа) могло позволить выполнить работы по отбору проб в нормальном режиме даже несмотря на большую (более 50 %) обводненность скважинной продукции; однако решающую роль в процессе испытания скважины сыграли следующие осложнения.

- Экстремальные метеорологические условия: периодически работы останавливались по причине низкой температуры (ниже  $-45 \text{ }^\circ\text{C}$ ) и метели.

### ПРЕДСТАВЛЕНО ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ПО РАБОТЕ С ИСКАЖЁННЫМИ ПРОБАМИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ, ОТОБРАННЫМИ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ, ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО НЕКОТОРЫМ ОПТИМАЛЬНЫМ КОМПЛЕКСАМ ИССЛЕДОВАНИЙ.

- Формирование гидратных пробок как в лубрикаторе, так и в стволе НКТ. В качестве противогидратных мероприятий проводилось растепление лубрикатора и закачка горячего раствора хлорида кальция, что требовало остановки скважины и последующего ее вывода на режим.

Всего в процессе испытания удалось отобрать 3 глубинные пробы, причем две из них (№1 и 2) по всем признакам соответствовали начальной пластовой нефти, однако имели высокую обводненность, а одна (№3) была отобрана в условиях разгазирования флюида на забое, однако была полностью безводна (напомним, что такие параметры, как давление насыщения нефти газом при температуре отбора и обводненность пробы, определялись непосредственно на объекте проведения работ). Уже на этапе отбора проб стало очевидно, что объема проб №1 и 2 будет достаточно, чтобы провести минимально необходимый комплекс исследований для получения и усреднения подсчетных параметров по ступенчатой сепарации, однако:

- объема пробы №1 не хватало на проведение дифференциального разгазирования;
- объема пробы №2 хватало на проведение дифференциального разгазирования, однако не хватало на проведение замеров вязкости и плотности на ступенях дифференциального разгазирования.

Таким образом, поведение вязкости нефти в процессе дифференциального разгазирования оставалось не исследованным,

а для низкопроницаемых коллекторов данная категория неопределенностей является одной из ключевых. Однако, поскольку:

- степень дегазации флюида на забое была незначительной (5 % по давлению насыщения нефти газом);
- пластовая нефть классифицировалась как нелетучая;
- адаптированная на результаты ПГИ модель стационарного потока показывала пузырьковую структуру [4] на забое скважины;

авторы спрогнозировали, что искажение пробы №3 **не приведет к существенному изменению коэффициента растворимости газа в нефти**. В качестве решения проблемы прогнозирования вязкости при дифференциальном разгазировании флюида был предложен следующий подход:

- 1) провести полный комплекс исследований пробы №3;
- 2) использовать результаты исследований пробы №3 при настройке уравнения состояния для уточнения вязкости пластовой нефти.

В связи с тем что условия выполнения работ на объекте соответствовали критериям **значительного воздействия на залежь** [5], а отобранная проба могла выступать источником необходимой информации, ее задача поменялась с категории №2 на категорию №5 и определилась как **геолого-техническая задача, решаемая за счет исследования фазы пластового флюида**. Под фазой в данном случае подразумевается частично дегазированная нефть.

#### **ПОСТАНОВКА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ОТБОРА И ВОССТАНОВЛЕНИЯ УСТЬЕВЫХ ПРОБ**

В работе [8] авторами представлен эвристический алгоритм расчета компонентного состава газа рекомбинации. Данный алгоритм способен решить задачу воспроизведения известного состава начальной пластовой нефти путем смешения чистых веществ с устьевой пробой нефти (так называемая процедура **покомпонентной рекомбинации**) в условиях отсутствия адаптированного уравнения состояния. Такая задача зачастую возникает в случае отсутствия у недропользователя возможности отбора глубинных проб или проб для проведения рекомбинации.

В качестве примера рассмотрим с точки зрения предлагаемой методологии один из кейсов (конкретно, Флюид б), рассмотренных в статье [8]. Напомним, что исследуемый объект представлял собой истощенную

нефтяную залежь; пробы отбирались со скважины эксплуатационного фонда для проведения исследований водогазового воздействия. По дизайну эксперимента требовалось воссоздание начальной пластовой нефти для насыщения составных керновых колонок. Итак:

1. **Целевым флюидом отбора** является устьевая дегазированная нефть скважинной продукции; **целевым состоянием флюида** является начальное состояние пластовой нефти.
2. В связи с истощением залежи и исходя из дизайна планируемого эксперимента поставленная задача отнесена к:
  - a. Категории 3: **геолого-техническая задача, решаемая на стадии значительного техногенного воздействия на залежь за счет восстановления отобранного флюида до состояния начального пластового флюида**.
  - b. Подкатегории А — **геолого-технические задачи, требующие воссоздания комплексного набора свойств пластового флюида**.
3. Процедурой **восстановления** начального состояния пластовой нефти выступает покомпонентная рекомбинация до заданного состава.

## **РЕЗУЛЬТАТЫ**

### **РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И PVT-МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЛУБИННЫХ ПРОБ**

Сводные результаты по глубинным пробам представлены в **таблице 1**.

Основные PVT-характеристики проб нелетучей нефти представлены на **рис. 1**. Они полностью подтверждают прогнозируемый тип искажения пробы №3, поскольку:

- 1) кривые дифференциального разгазирования проб №2 и 3 совпадают;
- 2) корреляция «газосодержание — давление насыщения» по результатам стандартной сепарации комплекта проб характеризуется высоким  $R^2$ ;
- 3) расхождения параметров проб №1 и 2 не превышают допустимых по дублирующим пробам согласно [9].

При адаптации PVT-модели авторы использовали уравнение состояния Пенга — Робенсона с шифт-поправкой и корреляцией LBC (Lohrenz — Bray — Clark). Адаптация выполнялась по двум сценариям:

1. Настройка единого уравнения состояния проб №1 (проба с наибольшей разницей между давлением отбора и давлением насыщения) и №3.

**Таблица 1.** Общая информация о пробах нелетучей нефти. Составлено авторами  
**Table 1.** General information about non-volatile oil samples. Prepared by the authors

Параметр	Проба 1	Проба 2	Проба 3	
Целевой флюид	Начальная пластовая нефть	Начальная пластовая нефть	Частично дегазированная нефть	
Планируемая / фактическая категория геолого-технической задачи	Категория 2 / Категория 2	Категория 2 / Категория 2	Категория 2 / Категория 5	
Разряд пробы	Осредняемая проба	Осредняемая проба	Прогнозная проба	
Давление отбора / Давление насыщения нефти газом при температуре отбора	33,4 МПа / 26,0 МПа	26,4 МПа / 26,0 МПа	24,7 МПа / 24,7 МПа	
Обводненность пробы / Доступный объем нефти	67 % / 100 см <sup>3</sup>	33 % / 200 см <sup>3</sup>	0 % / 300 см <sup>3</sup>	
Комплекс лабораторных экспериментов	Фактический	Фактический	Фактический	Рекомендуемый
ССЕ-тест	Проводился при 3-х температурах*	Проводился при 3-х температурах*	Проводился при 3-х температурах*	Требуется только при пластовой температуре
Замер вязкости и плотности при давлении выше давления насыщения	Проводился при 3-х температурах*	Проводился при 3-х температурах*	Проводился при 3-х температурах*	Требуется только при пластовой температуре
Стандартная сепарация	Проводилась	Проводилась	Проводилась	Требуется
Ступенчатая сепарация по схеме промышленной подготовки нефти	Проводилась	Проводилась	Проводилась	Не требуется
Дифференциальное разгазирование при пластовой температуре	Недостаточный объем пробы	Проводилось	Проводилось	Требуется
Замер вязкости и плотности на ступенях дифференциального разгазирования	Недостаточный объем пробы	Недостаточный объем пробы	Проводился	Требуется

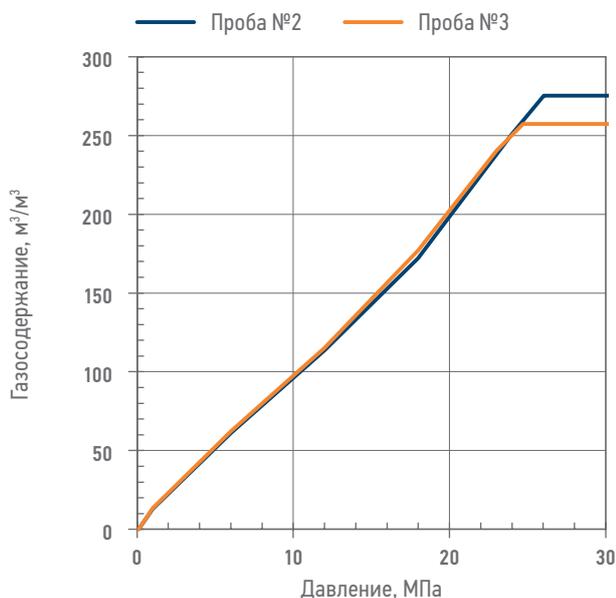
\* — пластовой, промежуточной и стандартной температуре согласно [9].

2. Настройка уравнения состояния пробы №1 с последующей доадаптацией модели на экспериментальную вязкость пробы №3 в двухфазной зоне.

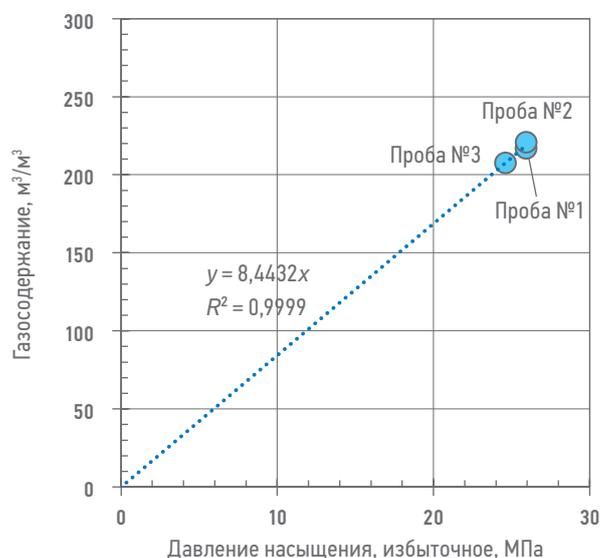
Именно для реализации первого варианта авторы провели расширенный набор

экспериментов по пробе №3 (табл. 1). Такой подход позволил весьма точно воспроизвести все PVT-параметры обеих проб, за исключением вязкости: среднее расхождение между экспериментальными и смоделированными точками в двухфазной зоне

**А.** Кривые дифференциального разгазирования



**Б.** Корреляция «газосодержание — давление насыщения» по результатам стандартной сепарации



**Рис. 1.** PVT-характеристики проб нелетучей нефти. Составлено авторами  
**Fig. 1.** PVT-characteristics of non-volatile oil samples. Prepared by the authors

составляло порядка 12 % (известно, что чем большее количество флюидов моделируется, тем менее «гибкой» является модель). Результаты моделирования по второму сценарию представлены на рис. 2. Подход позволил адаптировать модель на экспериментальные данные со средним отклонением в 4 % и коэффициентом  $R^2 = 0,991$ . На графике видно, что модельная вязкость существенно (выше 10 % от экспериментального значения) уточнена в области давлений ниже 8 МПа. Таким образом, проведенный комплекс исследований пробы №3 являлся избыточным; в качестве оптимального авторы рекомендуют комплекс, представленный в крайнем правом столбце табл. 1. При этом из предлагаемого набора исследований лишь два эксперимента (ССЕ-тест при пластовой температуре, замер вязкости и плотности на ступенях дифференциального разгазирования) предоставляют данные непосредственно для моделирования; остальные эксперименты необходимы для обоснования типа искажения пробы.

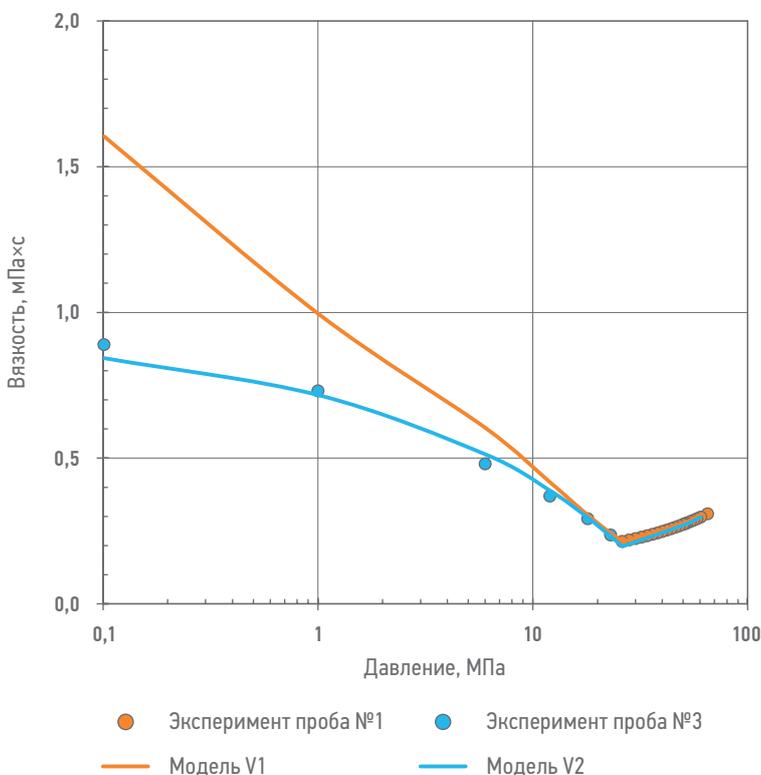


Рис. 2. PVT-характеристики проб нелетучей нефти. V1 — настройка на экспериментальные данные пробы №1; V2 — настройка на экспериментальные данные пробы №1 и 3. Составлено авторами

Fig. 2. PVT-characteristics of non-volatile oil samples. V1 — tuning in to experimental data on sample No. 1; V2 — tuning in to experimental data on sample No. 1 and 3. Prepared by the authors

## РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОБ УСТЬЕВОЙ НЕФТИ

Для планирования работ принимались исторические данные по составу и PVT-свойствам пластового флюида, определенные по представительным пробам. По отобранной устьевой пробе дегазированной нефти были определены состав и основные физико-химические свойства, на основании чего рассчитывался состав газовой смеси для проведения рекомбинации. Подготовка газа рекомбинации проводилась весовым методом; ограничением метода является возможность экономически целесообразно создавать смесь только до нормального гексана<sup>1</sup>. Сопоставление расчетного и фактического состава газа рекомбинации представлено на рис. 3А.

Рекомбинация проводилась объемным методом: известное количество газа рекомбинации смешивалось с устьевой пробой. После рекомбинации по пробе проводился ССЕ-тест, замер вязкости и плотности в однофазной зоне и стандартная сепарация. Основные PVT-характеристики представлены на рис. 3Б-В. Абсолютные отклонения параметров начальной пластовой нефти и рекомбинированной пробы составляли:

- по молярной массе — 1,1 г/моль (1,6 %);
- по объемному коэффициенту — 0,129 (6,9 %);
- по плотности — 7,2 кг/м<sup>3</sup> (0,6 %);
- по вязкости — 0,0105 мПа·с (2,4 %);
- по газосодержанию — 18,05 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (5,7 %);
- по давлению насыщения — 0,05 МПа (0,2 %).

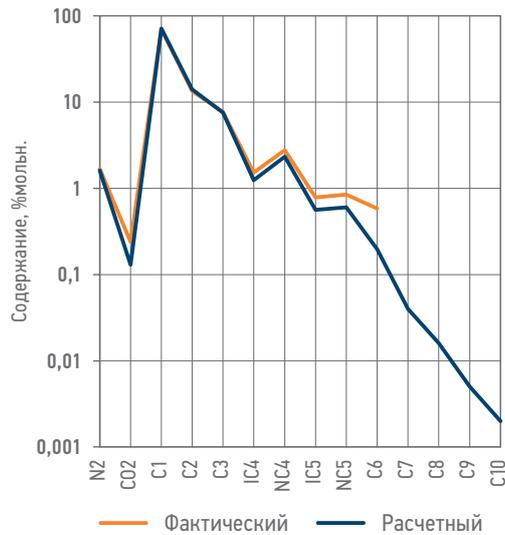
По совокупности отклонений полученные пробы были признаны представительными и использованы для проведения целевого комплекса исследований.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

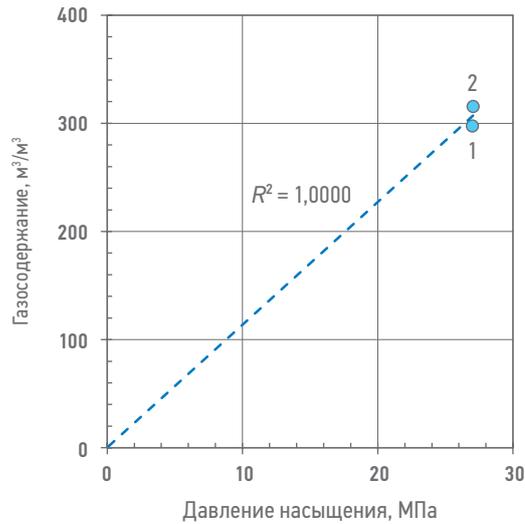
Целевой аудиторией данной статьи авторы считают специалистов недропользователей и сервисных организаций, которые касаются вопросов организации и проведения работ по отбору проб, но для которых верификация свойств пластовых флюидов не является профильной компетенцией. Дело в том, что приведенные подходы не являются секретом для профильных экспертов, однако совершенно не описаны в открытых источниках. Именно поэтому результаты работы рекомендуется

<sup>1</sup> Отметим, что это ограничение делает приоритетным применение метода на поверхностных пробах под давлением, отобранных, например, в металлические контейнеры. Дело в том, что негерметичность емкостей с пробями, отобранными при атмосферном давлении, может привести к улетучиванию компонентов с температурой кипения выше гексана, что может привести к значительным искажениям восстановленной пробы.

А. Расчетный и фактический состав газа рекомбинации



Б. Корреляция «газосодержание — давление насыщения» по стандартной сепарации



В. Заданный и фактический состав пластовой нефти

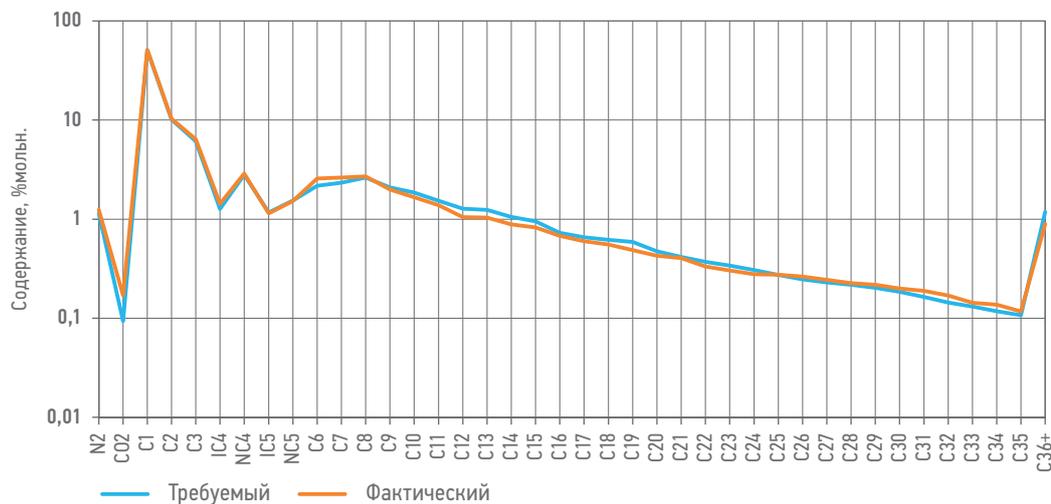


Рис. 3. Результаты лабораторных исследований восстановленной устьевого пробы. 1 — свойства начального пластового флюида; 2 — рекомбинированная устьевого проба. Составлено авторами

Fig. 3. Laboratory results of the recovered well-head oil sample. 1 — properties of initial reservoir fluid; 2 — recombined wellhead sample. Prepared by the authors

применять в первую очередь при разработке образовательных материалов.

### СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ГРП — гидроразрыв пласта;  
ПГИ — промышленные геофизические исследования;  
ПЗ — подсчет запасов;

УВ — углеводороды; углеводородный;  
CCE — аббревиатура, англ. Constant Composition Expansion — расширение при постоянном составе;  
PVT — аббревиатура, сложенная из букв английских слов «Pressure» (Давление), «Temperature» (Температура) и «Volume» (Объем); синоним термодинамических исследований и моделирования пластовых флюидов.

### Список литературы

1. Лобанов А.А., Южанинов А.В., Коваленко В.А., Тихомиров И.А., Аксенов М.А., Звонков М.А., Каспирович В.Л., Ющенко Т.С., Газизуллин И.И., Охотникова А.А., Волков А.В., Калугаев Д.Ю. Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 1: Общая классификация подходов. ПРОНефть. Профессионально о нефти. 2024;1(9):106–116.

2. Лобанов А. А., Южанинов А. В., Коваленко В. А., Тихомиров И. А., Аксенов М. А., Звонков М. А., Каспирович В. Л., Ющенко Т. С., Газизуллин И. И., Охотникова А. А., Волков А. В., Колупаев Д. Ю. Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 2: Испытание методов минимального влияния на структуру потока внутри НКТ. *PRONEFT. Профессионально о нефти*. 2024;2(9):50–57.
3. Лобанов А. А., Купоросов Д. Н., Южанинов А. В., Фукс А. Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 1: Базовые термины и понятия многофазных потоков. *PRONEFT. Профессионально о нефти*. 2024;1:6–20.
4. Лобанов А. А., Купоросов Д. Н., Южанинов А. В., Фукс А. Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 2: Универсальный классификатор геолого-технических задач отбора проб пластовых флюидов. *PRONEFT. Профессионально о нефти*. 2024;2(9):34–49.
5. Лобанов А. А., Купоросов Д. Н., Южанинов А. В., Фукс А. Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: Типология искажений свойств пластовых нефтей. *PRONEFT. Профессионально о нефти*. 2025;10(2):14–28. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-14-28>
6. Лобанов А. А., Федоровский С. А., Промзелев И. О., Тихомиров Е. В., Звонков М. А., Коваленко В. А., Купоросов Д. Н., Бастрakov А. А., Нартымов В. С., Харисов А. Ю., Стручков И. А., Плешанов Н. Н., Макаров С. Е., Фролов А. С. Сквозной контроль качества глубинных проб от точки отбора до лабораторной установки: это возможно и необходимо. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 12–15 октября 2021. Москва: SPE, 2021. С. 37.
7. Лобанов А. А., Сафаров И. Ф., Звонков М. А., Антошкин М. В., Фролов А. С., Пискарев М. А., Харисов А. Ю., Колода А. В. Как происходит незамеченное устаревание технологий: история развития и новые сведения о работе глубинных пробоотборников. Российская отраслевая энергетическая конференция, 3–5 октября 2023 г. Москва: Геомодель, 2023. С. 16.
8. Бондарев Р. В., Сираева И. Р., Сергеев Г. Д., Валева А. И., Сафуллина А. И., Лобанов А. А. Эвристический алгоритм расчета компонентного состава газа рекомбинации без адаптированного уравнения состояния. Актуальные проблемы нефти и газа. 2024;2(15):97–121.
9. Ашмян К. Д., Волпин С. Г., Ковалева О. В. Методическое руководство по определению фазового состояния (жидкость — твердая фаза) пластовых нефтей при разработке нефтяных месторождений. 2020; 40 с.

#### References

1. Lobanov A.A., Yuzhaninov A.V., Kovalenko V.A., Tikhomirov I.A., Aksenov M.A., Zvonkov M.A., Kaspirovich V.L., Yushchenko T.S., Gazizullin I.I., Okhotnikova A.A., Volkov A.V., Kolupaev D.Yu. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: basic terms and concepts of multiphase flows. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2024;1(9):106–116.
2. Lobanov A.A., Yuzhaninov A.V., Kovalenko V.A., Tikhomirov I.A., Aksenov M.A., Zvonkov M.A., Kaspirovich V.L., Yushchenko T.S., Gazizullin I.I., Okhotnikova A.A., Volkov A.V., Kolupaev D.Yu. Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 2: Testing of methods of minimal influence on the flow structure inside the tubing. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2024;2(9):50–57.
3. Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: Basic terms and concepts of multiphase flows. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2024;1.
4. Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 2: Universal classifier of geological and technical tasks of reservoir fluid sampling. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2024;2(9):34–49.
5. Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 3: Typology of distortion of reservoir fluid samples. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2025;10(2):14–28. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-14-28>
6. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. *End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary*. SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.
7. Lobanov A.A., Safarov I.F., Zvonkov M.A., Antoshkin M.V., Frolov A.S., Piskarev M.A., Harisov A. U., Koloda A.V. *How technology obsolescence goes unnoticed: the history of development and new information about the work of downhole samplers*. Russian industry energy conference, 3–5 October 2023. 2023; 16.
8. Bondarev R.V., Siraeva I.R., Sergeev G.D., Valeeva A.I., Safullina A.I., Lobanov A.A. Heuristic algorithm for calculating the component composition of recombination gas without an adapted equation of state. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024;2(15):97–121.
9. Ashmyan K.D., Volpin S.G., Kovaleva O.V. *Methodological guide for determining the phase state (liquid — solid phase) of reservoir oils in the development of oil fields*. 2020; 40 с.

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**А.А. Охотникова** — приняла участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

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

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

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

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

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

**Vladimir L. Kaspirovich** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

**Ilnur I. Gazizullin** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

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

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

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Алексей Александрович Лобанов\*** — кандидат технических наук, эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»; доцент, Казанский федеральный университет  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
ул. Почтамтская, д. 3–5.  
420008, Россия, Респ. Татарстан, г. Казань,  
ул. Кремлевская, д. 18.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru  
SPIN-код: 4342-5177  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>  
Scopus Author ID: 57204039678

**Андрей Васильевич Южанинов** — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

**Вячеслав Андреевич Коваленко** — руководитель направления по отбору проб пластовых флюидов, Группа компаний «Газпром нефть»; Казанский федеральный университет

**Роман Владимирович Бондарев** — инженер, Казанский федеральный университет

**Игорь Александрович Тихомиров** — начальник управления, Группа компаний «Газпром нефть»

**Максим Анатольевич Аксенов** — заместитель генерального директора по геологии и разработке — Главный геолог, Группа компаний «Газпром нефть»

**Михаил Алексеевич Звонков** — руководитель направления по отборам проб пластовых флюидов, Группа компаний «Газпром нефть»

**Владимир Леонидович Каспирович** — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

**Тарас Сергеевич Ющенко** — к.ф.-м.н., руководитель направления по PVT и работе скважин, Группа компаний «Газпром нефть»

**Ильнур Ильдусович Газизуллин** — начальник отдела — руководитель проекта по развитию ресурсной базы, Группа компаний «Газпром нефть»

**Александра Алексеевна Охотникова** — руководитель программы, Группа компаний «Газпром нефть»

**Алексей Владиславович Волков** — руководитель направления по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»

**Дмитрий Юрьевич Колупаев** — генеральный директор, Группа компаний «Газпром нефть»

**Alexey A. Lobanov\*** — Cand. Sci. (Tech.), Expert, Gazprom нефт company group; Assistant Professor, Kazan Federal University  
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
18, Kremlevskaya str., 420008, Rep. Tatarstan, Kazan, Russia.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru  
SPIN-code: 4342-5177  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>  
Scopus Author ID: 57204039678

**Andrey V. Yuzhaninov** — Expert, Gazprom нефт company group

**Vyacheslav A. Kovalenko** — Head of direction of Reservoir Fluid Sampling, Gazprom нефт company group; Kazan Federal University

**Roman V. Bondarev** — Engineer, Kazan Federal University

**Igor A. Tikhomirov** — Head of the Department, Gazprom нефт company group

**Maxim A. Aksenov** — Deputy General Director for Geology and Development — Chief Geologist, Gazprom нефт company group

**Mikhail A. Zvonkov** — Head of reservoir fluid sampling, Gazprom нефт company group

**Vladimir L. Kaspirovich** — Head of direction, Gazprom нефт company group

**Taras S. Yushchenko** — Cand. Sci. (Phys.-Math.), Head of PVT and well operations, Gazprom нефт company group

**Ilnur I. Gazizullin** — Head of the Department — Head of the project for the development of the resource base, Gazprom нефт company group

**Alexandra A. Okhotnikova** — Program Manager, Gazprom нефт company group

**Alexey V. Volkov** — Head of the Geology and Development Direction, Gazprom нефт company group

**Dmitry Yu. Kolupaev** — General manager, Gazprom нефт company group

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ДЕКОНВОЛЮЦИОННОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ КАК ОСНОВА СОВРЕМЕННЫХ ПРОГРАММ МОНИТОРИНГА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, СНИЖАЮЩАЯ ПОТЕРИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

© Коллектив авторов,  
2025



**А.М. Асланян<sup>1</sup>, А.В. Кибирев<sup>2</sup>, В.В. Овчаров<sup>2</sup>, А.Р. Аюпов<sup>3</sup>, Д.Н. Гуляев<sup>3,\*</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Нафта колледж», РФ, Казань

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть-Заполярье», РФ, Тюмень

<sup>3</sup>ООО «Софойл», РФ, Казань

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

**Введение.** Распределение текущего пластового давления по площади залежи углеводородов является очень важным параметром, оказывающим сильное влияние на профиль добычи месторождения. В связи с этим мониторинг пластового давления на месторождениях является очень важной стандартной процедурой, которая, к сожалению, очень затратная для добывающих компаний из-за потерь добычи вследствие остановок скважин для проведения гидродинамических исследований.

**Цель.** Представить методологию и практический пример оценки пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции, проводимой на основе данных длительного мониторинга забойного давления и добычи группы скважин в процессе их эксплуатации.

**Материалы и методы.** Оценка пластового давления основана на построении многоскважинной модели взаимосвязи дебита и давления на исследуемом участке. Модель основана на свертке переходных характеристик, являющихся откликом давления на работу скважин с единичным дебитом, с историческими изменениями дебита скважин. Переходные характеристики подвергаются деконволюции на основе исторических записей забойного давления в скважинах. Деконволюционное пластовое давление использует методологию самопроверки, что означает, что она может проверять собственную достоверность во время добычи. В тот момент, когда рассчитанное забойное давление начинает существенно отличаться от исторических записей, необходимо повторить процесс деконволюции, начиная с этого исторического момента, и установить новый набор переходных характеристик для остальной части истории работы скважин.

**Результаты.** Разработана технология определения пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции без фактической остановки скважин.

**Заключение.** Деконволюционное пластовое давление как основа современных программ мониторинга позволяет снижать затраты добывающих компаний, предоставляя возможность в режиме реального времени прогнозировать значение пластового давления без потерь добычи.

**Ключевые слова:** мультискважинная деконволюция, мониторинг пластового давления, гидродинамические исследования, межскважинная интерференция, скин-фактор

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

**Благодарности:** для выполнения многоскважинной деконволюции и получения численных результатов мы используем программное обеспечение Полигон компании Поликод (<https://polykod.ru/>).

**Для цитирования:** Асланян А.М., Кибирев А.В., Овчаров В.В., Аюпов А.Р., Гуляев Д.Н. Деконволюционное пластовое давление как основа современных программ мониторинга пластового давления, снижающая потери добычи углеводородов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):39–48. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-39-48>

Статья поступила в редакцию 11.03.2025

Принята к публикации 01.04.2025

Опубликована 30.06.2025

DECONVOLUTION FORMATION PRESSURE AS THE BASIS OF THE MODERN PRESSURE SURVEY PROGRAM REDUCING PRODUCTION DEFERMENT

**Artur M. Aslanyan<sup>1</sup>, Artem V. Kibirev<sup>2</sup>, Vladimir V. Ovcharov<sup>2</sup>, Amir R. Ayupov<sup>3</sup>, Danila N. Gulyaev<sup>3,\*</sup>**

<sup>1</sup>Nafta College LLC, RF, Kazan

<sup>2</sup>Gazpromneft-Zapolyarye LLC, RF, Tumen

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

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

**Introduction.** Energy distribution at a hydrocarbon pay is a very important part of reservoir development analysis with a strong impact on production performance. Estimating formation pressure across the field is a highly

important routine procedure which is unfortunately very costly due to production deferment during the well shut-in for pressure survey.

**Goal.** To provide the methodology and case study of the estimation of formation pressure based on deconvolution of the long-term permanent downhole pressure monitoring and its correlation with the offset wells production history.

**Materials and methods.** The formation pressure estimation is based on a multi-well pressure-rate relationship for a given group of wells. The pressure-rate model is based on convolution of pressure transient self-response and pressure transient cross-well responses with rate histories. The pressure transient responses are deconvolved for the historical records of permanent downhole pressure gauges. Deconvolution formation pressure is a self-validated methodology, which means it can check its own accuracy during well production. The moment a bottom-hole pressure from convolution pressure-rate model prediction starts deviates from historical records substantially one should repeat the deconvolution process from this historical moment onwards and provide the new set of model parameters for the rest of the production history.

**Results.** The technology has been developed for reservoir pressure evaluation using multi-well deconvolution without actual well shut-ins.

**Conclusion.** Deconvolutional formation pressure, as the basis of modern reservoir surveillance programs, allows operators to reduce costs by providing an opportunity to predict the value of reservoir pressure in real time without production deferment.

**Keywords:** multi-well deconvolution, reservoir pressure monitoring, pressure transient analysis, well interference, skin-factor

**Acknowledgements:** we use the Polygon software by Polycod LLC (<https://polycod.ru/>) to perform multiwell deconvolution and to obtain the numerical results.

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

**For citation:** Aslanyan A.M., Kibirev A.V., Ovcharov V.V., Ayupov A.R., Gulyaev D.N. Deconvolution formation pressure as the basis of the modern pressure survey program reducing production deferment. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):39–48. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-39-48>

*Manuscript received 11.03.2025*

*Accepted 01.04.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

### ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Анализируемое месторождение приурочено к куполовидной складке с углами наклона крыльев до 2°, размером 25x15 км, амплитудой 150 м. Месторождение является многопластовым, в данной работе авторы сфокусировали внимание на анализе работы скважин, вскрывающих песчано-алевролитовые шельфовые отложения неокомского возраста. Коллектор — поровый, средняя пористость 17%, проницаемость пласта — 20 мД. Разрабатываемые отложения находятся в подгазовой зоне поэтому депрессии скважин ограничены. Для получения экономически привлекательных дебитов принято решение о разбуривании залежи горизонтальными и многозабойными скважинами.

### ЗАДАЧА ИССЛЕДОВАНИЯ

Месторождение находится на начальной стадии разработки, при этом пробуренные скважины не удается пока вывести на высокие уровни добычи. В связи с этим весьма актуальным является вопрос о причине такого уровня добычи:

- насколько это связано с диапазоном изменения пластового давления, на которое влияет расширение газовой шапки;
- насколько это связано с с ростом кольматации призабойной зоны пласта или сокращением работающей длины горизонтального ствола, что сказывается на продуктивности добывающих скважин.

Для ответа на данные вопросы необходимо было:

- 1) оценить гидропроводность, проницаемость и другие свойства пласта в районе исследуемых скважин;
- 2) определить динамику коэффициента продуктивности и скин-фактора исследуемых скважин;
- 3) восстановить историю количественного влияния работы ближайших окружающих скважин на исследуемые скважины;
- 4) оценить изменение динамики пластового давления в районе исследуемых скважин.

### МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Деконволюционное пластовое давление рассчитывается на основе мультискважинной деконволюции (МДКВ). Исходными данными послужили результаты длительного мониторинга забойного давления по выбранной

скважине, история ее работы и история работы всех окружающих скважин. Давление в скважине изменяется в следствии ее работы, а также работы окружающих скважин. Для количественного определения межскважинной интерференции используется математический алгоритм **мультискважинной деконволюции [1–4]**. Основным элементом, на котором базируется деконволюция, является **переходная характеристика** — это отклик давления в скважине на ее работу с единичным дебитом. Процедура деконволюции подбирает такие переходные характеристики скважин, при которых конволюция фактической истории работы скважин с их переходными характеристиками дает минимальные расхождения фактической и расчетной кривых забойного давления (1):

$$P_n(t) = P_{in} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} (q_k^\alpha - q_k^{\alpha-1}) p_{nk}^\alpha(t - t_\alpha), \quad (1)$$

где  $P_n(t)$  — давление на  $k$ -й скважине на произвольный момент времени;  $P_{in}$  — начальное давление на  $k$ -й скважине;  $q_k^\alpha$  — дебит  $\alpha$ -переходного режима на  $k$ -й скважине;  $p_{nk}^\alpha(t)$  — переходная характеристика в интервале между  $n$ -й и  $k$ -й скважинами;  $t_\alpha$  — момент времени начала  $\alpha$ -переходного режима на  $k$ -й скважине;  $N$  — число скважин, участвующих в поиске решения;  $N_k$  — число переходных режимов у  $k$ -й скважины.

При этом полагается, что:

- $q_k^{-1} = 0$  — для любой скважины  $k = 1 \dots N$ ;
- $p_{nk}^\alpha(t) = 0$  при  $t < 0$  для любой пары скважин  $n, k = 1 \dots N$ .

Задача мультискважинной деконволюции заключается в нахождении  $N^2$  функций  $p_{nk}^\alpha(t)$  и  $N$  функций  $P_n(t)$  по известной истории изменения дебитов и давлений  $\{P_n(t), \{q_k^\alpha\}_{\alpha=1 \dots N_k}\}_{n=1 \dots N}$ .

Эта задача решается путем оптимизации модифицированным методом Шретера.

Для  $N$  скважин получается  $N^2$  переходных характеристик, так как для каждой скважины получается одна диагональная переходная характеристика и  $(N-1)$  недиагональных переходных характеристик — итого  $N$  переходных характеристик для каждой скважины.

После проведения деконволюции все переходные характеристики (давления и логарифмические производные) адаптируются до получения единого набора параметров модели (скин-фактора ( $S$ ) каждой скважины и гидропроводности ( $\sigma$ ) + пьезопроводности ( $\chi$ ) в окрестности каждой скважины).

Попутно в процедуре мультискважинной деконволюции допускается коррекция значений дебитов каждой скважины, входящей в исследование  $\{q_k^\alpha\}_{\alpha=1 \dots N_k} \rightarrow \{\tilde{q}_k^\alpha\}_{\alpha=1 \dots N_k}$ .

Допустимая величина коррекции дебита задается пользователем исходя из представлений о достоверности полевых процедур измерения дебита в анализируемых скважинах.

## ПРЕДСТАВЛЕНА МЕТОДОЛОГИЯ И ПРАКТИЧЕСКИЙ ПРИМЕР ОЦЕНКИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ, ПРОВОДИМОЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ДЛИТЕЛЬНОГО МОНИТОРИНГА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ДОБЫЧИ ГРУППЫ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

После нахождения решения основная скважина исследования математически останавливается на заданное пользователем количество часов, получая в результате пластовое давление в данный момент времени. Данная процедура повторяется для получения кривой пластового давления во времени. Длительность математической остановки обычно соответствует времени окончания радиального режима течения и начала влияния геологических границ залежи.

Для того чтобы решение, найденное с помощью мультискважиной деконволюции, было единственным, необходимо, чтобы в истории работы скважин за анализируемый период было много достаточно сильных изменений режимов их работы, что достигается с помощью большой продолжительности периода мониторинга работы скважин.

### УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Технология применима только для линейного закона фильтрации, поэтому при использовании мультискважинной деконволюции необходимо проводить предварительный анализ промысловых данных, чтобы установить, выполняется ли условие линейности для данного участка в данном интервале времени теста. В случае невыполнения данного условия временной интервал исследования разбивается на периоды, в которых данное условие выполняется.

Ограничениями применимости МДКВ являются:

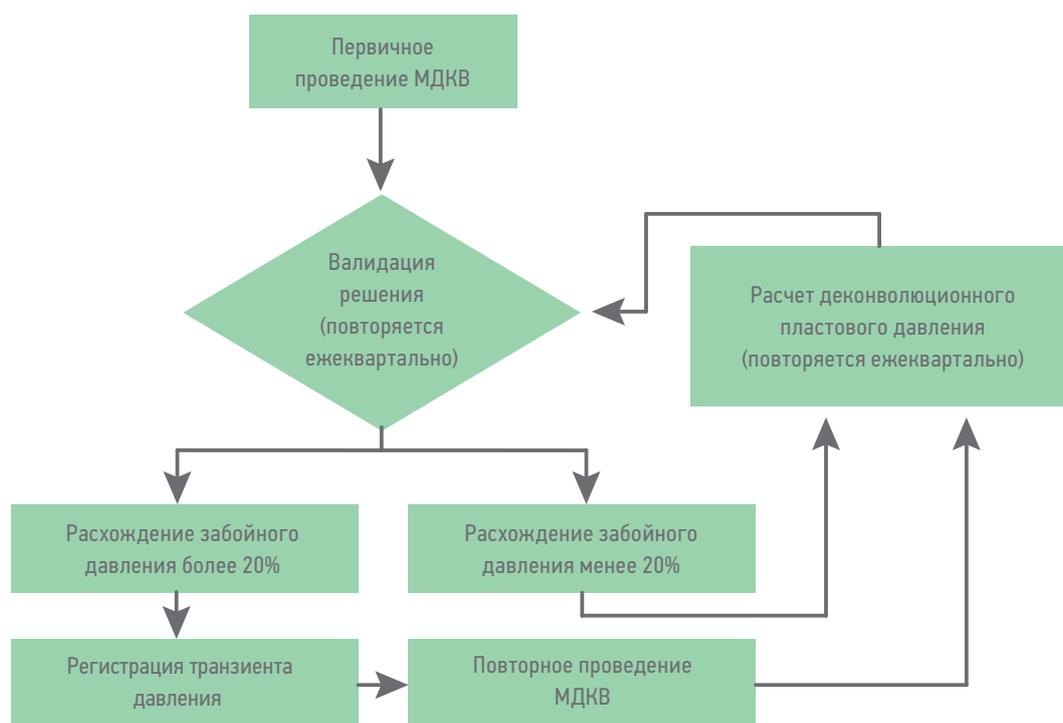
- наличие истории работы скважин;
- наличие истории забойного давления как минимум в одной скважине;
- наличие достаточного количества несинхронных изменений дебита (приемистости) скважин за анализируемый период времени.

### ПРОЦЕДУРА САМОДИАГНОСТИКИ

Технология получения пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции предусматривает процедуру

автоматической проверки достоверности получаемого результата, блок-схема работы которого приведена на **рис. 1**. Под транзиентом давления понимается изменение забойного давления в скважине вследствие резкого ступенчатого изменения ее дебита или остановки, то есть кривая восстановления давления (КВД), кривая стабилизации давления на запуске (КСД-пуск), кривая стабилизации давления при смене режима работы скважины (КСД-режим), анализ динамики давления (АДД) или длительные кривые измерения давления (ДКИД). Первым шагом проверки достоверности найденного с помощью мультискважинной деконволюции решения является сопоставление фактического транзиента давления, нормированного на значение дебита с полученной с помощью деконволюции переходной характеристикой в двойных логарифмических координатах. На ранних и средних временах не должно быть значительных расхождений, на поздних временах они должны существенно расходиться, т.к. на транзиент давления влияет работа окружающих скважин, а переходная характеристика очищена от данного влияния, связи с тем, что для каждой из скважин окружения получена собственная переходная характеристика. В случае видимого расхождения на средних временах исследования ищется новое решение.

Следующий этап проверки достоверности полученного пластового давления заключается в проверке предсказательной способности найденного решения. Часть данных о забойном давлении в центральной скважине исследования исключается из набора данных для поиска решения и без них находятся переходные характеристики. По ним и фактической истории дебитов скважин рассчитывается забойное давление в центральной скважине исследования как для обучающего периода времени, так и для периода времени, выбранного для валидации решения. Строится кросс-plot рассчитанного и измеренного забойного давлений. Если переходные характеристики не поменялись во времени, то расхождение измеренного и рассчитанного забойных давлений не превысит  $\pm 5\%$  и полученное с помощью мультискважинной деконволюции пластовое давление является достоверным. Если же рассчитанное и фактические значения забойного давления отличаются более чем на 20%, то произошло изменение переходных характеристик. Наиболее частой причиной этого является изменение скин-фактора скважины. В этом случае пластовое давление, рассчитанное на основе старых переходных характеристик, будет недостоверным и требуется поиск нового решения мультискважинной деконволюции [5–8].



**Рис. 1.** Схема автоматической самопроверки достоверности деконволюционного пластового давления. Составлено авторами

**Fig. 1.** The scheme of automatic self-verification of deconvolutional formation pressure reliability. Prepared by the authors

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрим пример использования мульти-скважинной деконволюции для оценки пластового давления, параметров пласта и выявления потенциала для увеличения добычи на анализируемом месторождении.

Положение скважин в анализируемой области приведено на **рис. 2**.

Центральной скважиной исследования, для которой проводилась оценка пластового давления, является скважина XX31G.

История работы скважин анализируемого участка приведена на **рис. 3**.

Отметим, что устьевой дебит скважин каждого добываемого флюида был пересчитан в забойный дебит/расход каждой фазы и просуммирован. Видно, что у всех скважин на анализируемом участке было достаточно много существенных изменений дебита и остановок и они не были полностью синхронными.

В ходе проведённых исследований методом мультискважинной деконволюции была

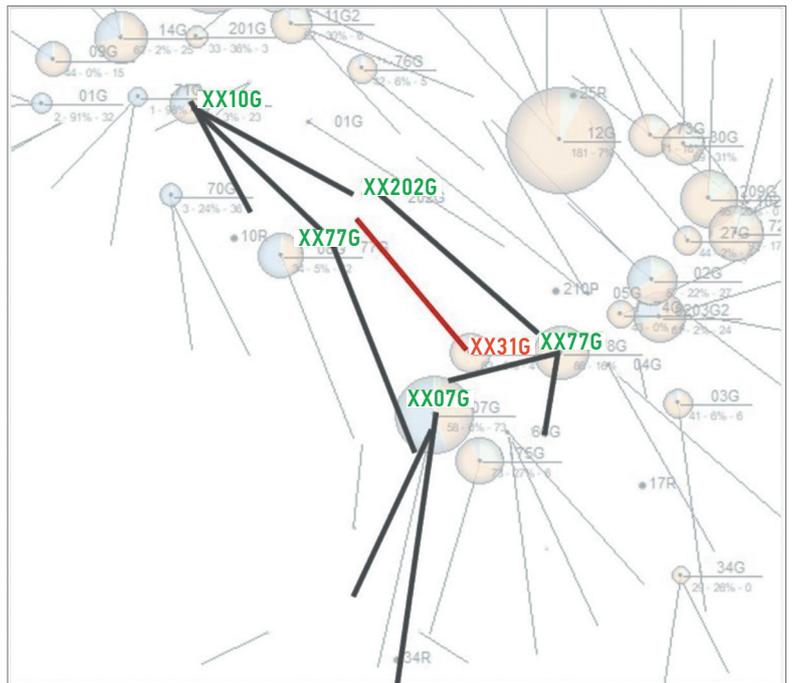


Рис. 2. Положение скважин на анализируемом участке. Составлено авторами  
Fig. 2. Wells location at the tested area. Prepared by the authors

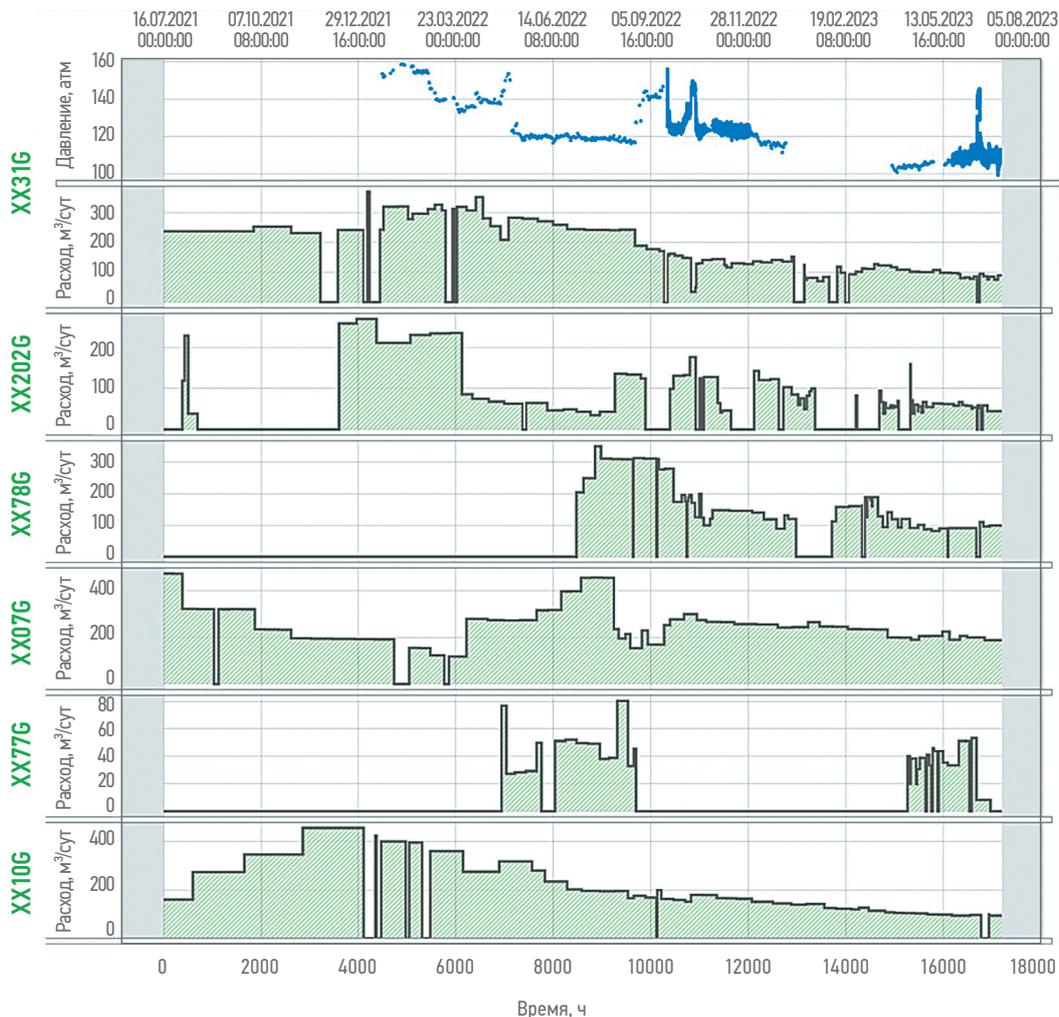


Рис. 3. История работы скважин анализируемого участка. Составлено авторами  
Fig. 3. Wells production history at the tested area. Prepared by the authors

восстановлена динамика пластового давления, значение которого на момент завершения исследований достигло 145,1 атм. Подготовлен прогноз пластового давления на 6 месяцев для сценария работы скважины с постоянным дебитом, значения которого взяты равными значениям на конец анализируемого периода. Прогноз представлен на **рис. 4**.

Прогнозное значение давления для случая продолжения работы скважин с текущими дебитами составило 125 атм.

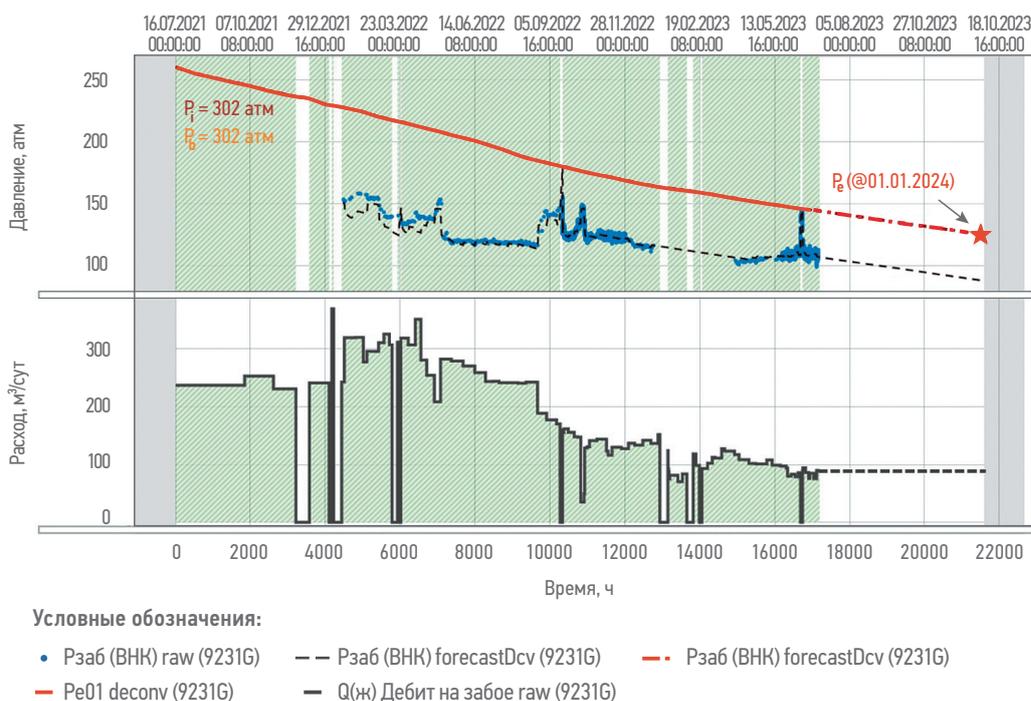
Коэффициент общей продуктивности исследуемой скважины в анализируемый период почти не изменялся и составлял  $\sim 2,9 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{атм})$ .

Критериями достоверности решения мультискважинной деконволюции являются соответствие диагональной переходной характеристики нормированному на дебит транзиенту давления и его логарифмической производной (в интервале КВД или КСД) и соответствие рассчитанного и фактического забойных давлений во временном интервале слепой кросс-валидации. Сопоставление в двойных логарифмических координатах цикла кривой восстановления давления, нормированного на дебит, и полученной с помощью мультискважинной деконволюции переходной характеристики, а также результаты ее интерпретации с помощью математического аппарата, используемого

при интерпретации ГДИС, и сопоставление давления при слепой валидации решения приведены на **рис. 5**.

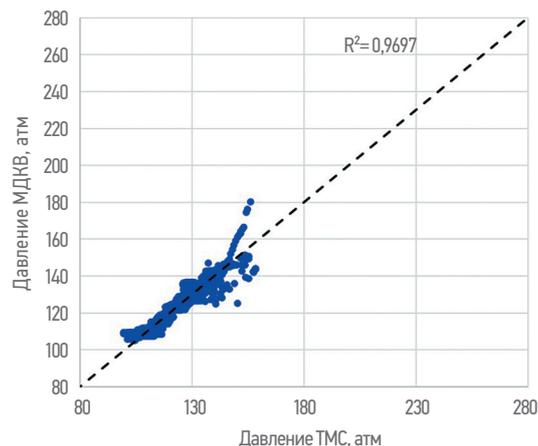
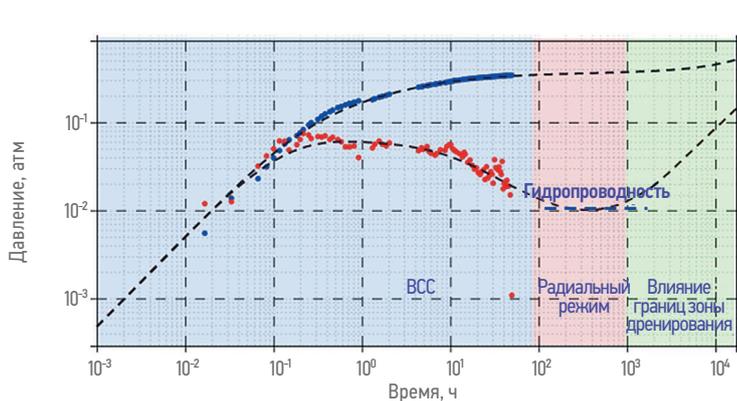
При интерпретации видно, что на расстоянии, которое достигает воронка изменения давления за 10 ч, фильтрационные свойства пласта существенно повышаются и короткие гидродинамические исследования значительно недооценивают проницаемость пласта в дальней зоне, а большая длительность переходной характеристики позволяет не только достоверно оценить проницаемость на удалении от скважины, но и определить объем пласта, дренируемый исследуемыми скважинами. В данном случае область дренирования ограничена не геологическими границами, а интерференцией со скважинами второго круга окружения. Результаты интерпретации мультискважинного ретроспективного теста (МРТ) переходной характеристики и результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) приведены в **таблице 1**.

Отрицательное значение геометрического скин-фактора обусловлено горизонтальным заканчиванием скважины. Имеется значительный потенциал стимуляции скважины. Дренируемый объем ограничен непроницаемыми границами на расстоянии 700–1500 м вследствие интерференции со скважинами второго ряда окружения. РИГИС существенно недооценивает проницаемость пласта.



**Рис. 4.** Прогноз пластового давления, подготовленный с помощью мультискважинной деконволюции. Составлено авторами

**Fig. 4.** Formation pressure forecast prepared by multi-well deconvolution. Prepared by the authors



Условные обозначения: ● P Pta\_PTA1\_Q(ж)(raw)\_Pзаб(ВНК)(raw) ● P' Pta\_PTA1\_Q(ж)(raw)\_Pзаб(ВНК)(raw)  
 ● P TRA\_9231G<9231G ● P' TRA\_9231G<9231G

**Рис. 5.** Сопоставление деконволюционной переходной характеристики исследуемой скважины (черный пунктир) и нормированное на предшествующий дебит давление для цикла остановки скважины (синими точками) и его логарифмическая производная (красными точками). Сопоставление рассчитанного и фактического давления в интервале кросс-валидации. Составлено авторами  
**Fig. 5.** Comparison of deconvolution-based pressure transient response of the tested well (black dotted line) and normalized on previous flow rate pressure build-up (blue dots) and its logarithmic derivative (red dots). Comparison of calculated and actual pressure in the cross-validation time interval. Prepared by the authors

## ОБСУЖДЕНИЕ

Следуя алгоритму на рис. 1, проведена реконструкция пластового давления через 8 месяцев работы. Результаты приведены на рис. 6.

Обновленное значение пластового давления составило 126,8 атм, что несколько выше ранее спрогнозированного значения. Разница обусловлена более низкими отборами добывающих скважин, чем фиксированные значения дебитов, использованные в прогнозе ранее.

В скважине в анализируемый период была остановка, обработанная заказчиком

как гидродинамическое исследование по технологии регистрации кривой восстановления давления (рис. 7).

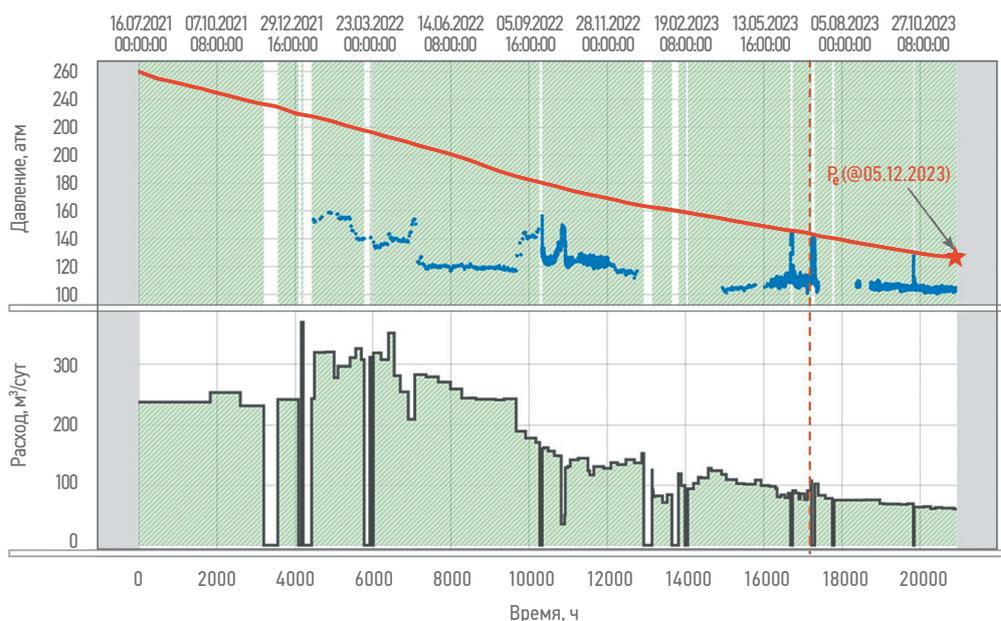
Значение пластового давления составило 125,4 атм.

Таким образом, погрешность оценки пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции составила 1,1%.

Результаты анализа помимо данных о пластовом давлении позволяют дать рекомендации по повышению добычи. В частности, на анализируемом месторождении были выбраны скважины со значительной кольматацией призабойной зоны пласта для проведения стимуляции. Выделены

**Таблица 1.** Результаты интерпретации переходной характеристики центральной скважины исследования. Составлено авторами  
**Table 1.** The results of the interpretation of pressure transient response of the central well of the study. Prepared by the authors

Свойства	Аббревиатура	Значение по МРТ	Значение по РИГИС	Ед. изм.
Толщина пласта	$H_{net}$	4,6	← 4,6	м
Гидропроводность по нефти	$\sigma$	900	94,3	мД·м/сПз
Интегральный скин-фактор	$S_T$	+7,1		
Механический скин-фактор	$S_M$	+15		
Геометрический скин-фактор	$S_G$	-7,8		
Проницаемость	$k$	62,6	6,6	мД
Длина горизонтального ствола	$L$	983	983	м
Коэффициент вертикальной анизотропии	$k_z / k_r$	0,3		
Продуктивность	$J_t$	2,9		м <sup>3</sup> /(сут·атм)
Пластовое давление @ 24.06.2023	$P_e$	145,1		атм
Начальное пластовое давление в залежи	$P_i$	302		атм



Условные обозначения: • Pzab (BHK) raw (9231G) — Q(ж) Дебит на забое raw (9231G) — Pe01 deconv (9231G)

Рис. 6. Восстановленное пластовое давление через 8 месяцев работы скважины. Составлено авторами  
 Fig. 6. Formation pressure reconstruction after 8 months of well production. Prepared by the authors

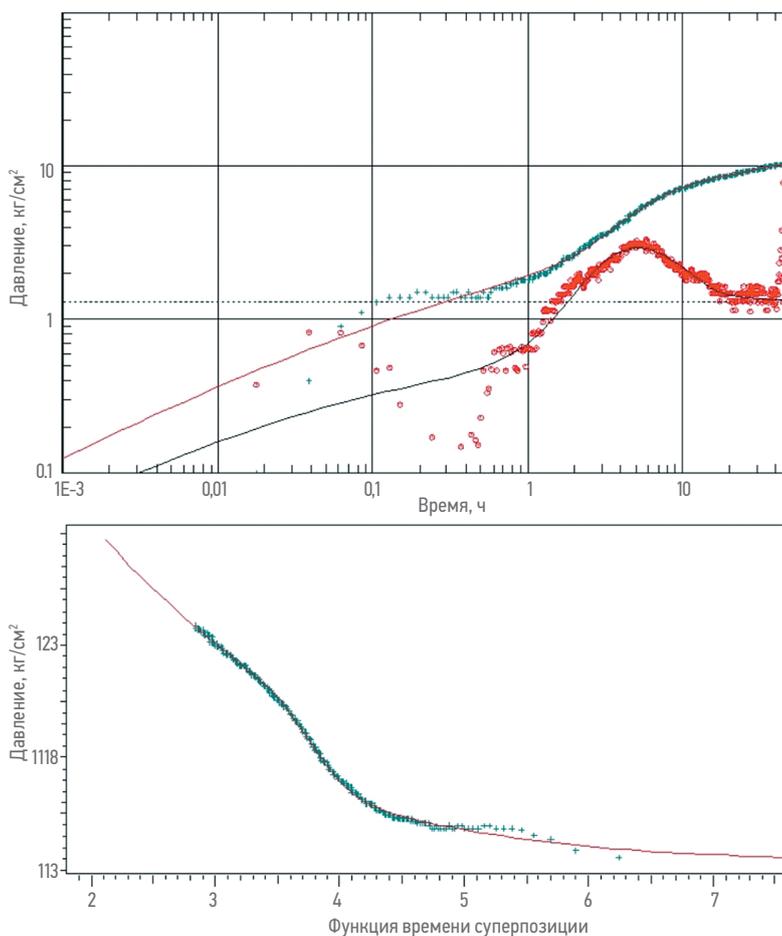


Рис. 7. График анализа КВД в log-log координатах и в координатах Хорнера.  
 Составлено авторами  
 Fig. 7. Plot of the PBU analysis in log-log coordinates and in Horner coordinates.  
 Prepared by the authors

зоны с агрессивным падением пластового давления. Выделены скважины с подозрением на обводнение перетоком из водоносных горизонтов. Рекомендованы оптимальные режимы работы скважин для максимизации добычи нефти и минимизации подтягивания воды. К моменту публикации статьи только по одной из рекомендованных для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) скважин уже выполнена стимуляция. Результаты работы скважины ХХ33Г приведены на рис. 8. Видно, что после ГТМ в октябре 2024 г. произошел рост общего дебита при постоянном забойном давлении, прирост дебита нефти превысил 20 м³/сут.

## ВЫВОДЫ

1. В скважине ХХ31Г зафиксировано снижение продуктивности относительно потенциального значения из-за большого скин-фактора. Потенциал увеличения коэффициента продуктивности после стимуляции составляет 180%.
2. Пластовое давление демонстрирует значительное снижение с сохраняющейся тенденцией на спад. Поддержка давления от газовой шапки и аквифера не компенсируют отборы. Наибольшее снижение пластового давления обусловлена интерференцией со скважинами ХХ07Г и ХХ10Г. При этом скважина ХХ31Г находится в зоне кумулятивного интерференционного



**Рис. 8.** История работы скважины XX33G до и после стимуляции. Составлено авторами  
**Fig. 8.** Well XX33G production history before and after stimulation. Prepared by the authors

- воздействия всех анализируемых окружающих скважин.
3. Переходная характеристика, в отличие от обычных гидродинамических исследований, обладает большей глубиной и позволяет более достоверно определять гидропроводность и границы области дренирования. Выявлена область с более высокими фильтрационными свойствами на расстоянии 300 м от скважины XX31G.
  4. Технология определения пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции без фактической остановки скважин показала свою работоспособность и подтверждена сопоставлением с кривой восстановления пластового давления. Расхождение составило 1,1%.
  5. Технология анализа позволила выявить области с агрессивным снижением давления, выделить скважины со снижением продуктивности. Проведение геолого-технических мероприятий подтвердило достоверность анализа и позволило увеличить добычу нефти.

#### Список литературы

1. Ким В.Ю., Гуляев Д.Н., Аюпов А.Р., Бакнинова Е.В. Пример восстановления истории пластового давления скважин без необходимости их остановки с помощью мультискважинной деконволюции / В книге: ГеоБайкал 2022. Сборник материалов 7-й научно-практической конференции. Москва, 2023; 115–118.
2. Ким В.Ю., Асланян А.М., Гуляев Д.Н., Фарахова Р.Р. Проведение гидродинамических исследований межскважинного пространства без потерь добычи при организации системы поддержания пластового давления в карбонатных коллекторах Восточной Сибири. Нефтяное хозяйство. 2020;9:38–43.
3. Гуляев Д.Н., Жданов И.А., Ридель А.А., Пахомов Е.С., Колесников М.В., Асланян А.М., Фарахова Р.Р., Кричевский В.М., Гусс Р.В. Межскважинные исследования для адаптации геолого-гидродинамической модели с целью выявления зон остаточных запасов и увеличения добычи на зрелом месторождении. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2022;7(3(25)):42–51.
4. Мушегова А.И., Радькова Е.Ю., Гуляев Д.Н. Применение алгоритмов математической деконволюции для оптимизации системы поддержания пластового давления на примере шельфового месторождения / В книге: Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика). Тезисы докладов. Москва, 2023; 106–107.
5. Радькова Е.Ю., Мушегова А.И., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н. Повышение добычи нефти на месторождении Восточной Сибири на основе результатов мультискважинного ретроспективного тестирования / В сборнике: Актуальные проблемы нефти и газа. Сборник трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. Москва, 2023; 65–68.
6. Асланян А., Акимов А., Ямалов И., Овчаров В., Гадельшин Э., Кричевский В., Гуляев Д., Фарахова Р. Системный подход к тестированию методов анализа полевых данных на примере многоскважинного ретроспективного тестирования. 2020.
7. Асланян А., Асмадияров Р., Наешников И., Бинжулов М., Фарахова Р., Кричевский В., Гуляев Д., Мусалеев Х. Мультискважинная деконволюция как важный метод оптимизации добычи: пример Западной Сибири / В сборнике: Международная конференция нефтегазовых технологий 2019, IPTC 2019. 2019.
8. Ямалов И., Овчаров В., Акимов А., Гадельшин Э., Асланян А., Кричевский В., Гуляев Д., Фарахова Р. Системный подход в апробации методик анализа промысловых данных на примере мультискважинного ретроспективного тестирования / В сборнике: Offshore Technology Conference Asia 2020, OTCA 2020. 2020.

#### References

1. Kim V.Yu., Gulyaev D.N., Ayupov A.R., Bakinova E.V. An example of restoring the history of reservoir pressure of wells without the need to stop them using multi-well deconvolution / In the book: GeoBaikal 2022. Collection of materials of the 7th scientific and practical conference. Moscow, 2023; 115–118.
2. Kim V.Yu., Aslanyan A.M., Gulyaev D.N., Farakhova R.R. Conducting hydrodynamic studies of the inter-well space without production losses while organizing a reservoir pressure maintenance system in the carbonate reservoirs of Eastern Siberia. The Oil Industry. 2020;9:38–43.
3. Gulyaev D.N., Zhdanov I.A., Ridel A.A., Pakhomov E.S., Kolesnikov M.V., Aslanyan A.M., Farakhova R.R., Krichevsky V.M., Guss R.V. Downhole studies to adapt the geological and hydrodynamic model in order to identify zones of residual reserves and increase production at a mature field. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3(25)):42–51.
4. Mushegova A.I., Radkova E.Yu., Gulyaev D.N. Application of mathematical deconvolution algorithms to optimize the reservoir pressure maintenance system using the example of an offshore field / In the book: New technologies in the gas industry (gas, oil, energy). Abstracts of reports. Moscow, 2023; 106–107.

5. Radkova E.Yu., Mushegova A.I., Gulyaev D.N., Nikonorova A.N. *Increase in oil production at a field in Eastern Siberia based on the results of multi-well retrospective testing. In the collection: Current problems of oil and gas / Proceedings of the VI All Russian Youth Scientific Conference. Moscow, 2023; 65–68.*
6. Aslanyan A., Akimov A., Yamalov I., Ovcharov V., Gadelshin E., Krichevsky V., Gulyaev D., Farakhova R. *Systematic approach in testing field data analysis techniques with an example of Multiwell Retrospective Testing. 2020.*
7. Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I., Bikkulov M., Farakhova R., Krichevsky V., Gulyaev D., Musaleev K. *Multiwell Deconvolution as important guideline to production optimisation: Western Siberia case study / In the collection: International Conference on Non-traditional Technologies 2019, IPTC 2019. 2019.*
8. Yamalov I., Ovcharov V., Akimov A., Gadelshin E., Aslanyan A., Krichevsky V., Gulyaev D., Farakhova R. *Systematic approach in testing field data analysis techniques with an example of Multiwell Retrospective Testing / In the collection: Conference on International Technologies of Asia 2020, OTCA 2020. 2020.*

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.М. Асланян** — разработка методологии определения деконволюционного пластового давления.

**А.В. Кибирев** — анализ КВД и сопоставление деконволюционного пластового давления с пластовым давлением, определённым по КВД.

**В.В. Овчаров** — выбор скважин для геолого-технических мероприятий (ГТМ) и мониторинг эффекта от ГТМ.

**А.М. Аюпов** — прогнозирование пластового давления по результатам мультискважинной деконволюции.

**Д.Н. Гуляев** — проведение мультискважинной деконволюции.

**Artur M. Aslanyan** — multi well deconvolution methodology development for formation pressure assessment.

**Artem V. Kibirev** — analysis of pressure build-up curves and comparison of deconvolution formation pressure with reservoir pressure determined by pressure build-up interpretation.

**Vladimir V. Ovcharov** — selection of wells for well interventions and monitoring of its effect.

**Amir M. Ayupov** — forecasting reservoir pressure based on the results of multi-well deconvolution.

**Danila N. Gulyaev** — multi-well deconvolution conducting.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Артур Михайлович Асланян** — ректор, ООО «Нафта колледж»

**Артём Валерьевич Кибирев** — руководитель программ по поддержке и управлению изменениями бизнес-кейсов, ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Владимир Владимирович Овчаров** — руководитель программ по формированию бизнес-кейсов по достижению потенциала, ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Амир Рустамович Аюпов** — менеджер по развитию бизнеса, ООО «Софойл»

**Данила Николаевич Гуляев\*** — руководитель проекта в отделе разработки программного обеспечения, ООО «Софойл»  
420108, Россия, г. Казань, ул. Магистральная, зд. 59/1, офис 2  
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

**Artur M. Aslanyan** — Rector, Nafta College LLC

**Artem V. Kibirev** — Head of programs for support and management of business cases changes, Gazpromneft-Zapolyarye LLC

**Vladimir V. Ovcharov** — Head of programs of business cases development for achieving potential, Gazpromneft-Zapolyarye LLC

**Amir R. Ayupov** — Business development manager, Sofoil LLC

**Danila N. Gulyaev\*** — Project manager in the software development department, Sofoil LLC  
59/1, of. 2, Magistralnaya str., 420074, Kazan, Russia.  
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ОПЫТ СОЗДАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ «ПЛАСТ — СКВАЖИНА — ПОВЕРХНОСТЬ» ДЛЯ СОПРОВОЖДЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

© Коллектив авторов,  
2025



**Н.А. Виниченко\***, **Г.Г. Саркисов**, **Л.В. Чуднова**, **Р.Р. Фахртдинов**, **И.В. Евдокимов**

ООО «ПетроТрейс», РФ, Москва

**Электронный адрес:** [nikita.vinichenko@ptgeos.com](mailto:nikita.vinichenko@ptgeos.com)

**Введение.** В современных условиях ограничения объемов добычи нефти, связанные с ОПЕС+, делают актуальной задачу перераспределения добычи между скважинами для снижения обводненности продукции и разгрузки сети сбора. Принятие решений об оптимальном распределении дебитов часто осложнено интерференцией скважин, которые могут влиять друг на друга как через пласт, так и через систему сбора. Поэтому для оптимизации работы промысла целесообразно использовать многовариантные расчеты на адресной интегрированной модели.

**Цель.** С целью оптимизации работы месторождения в условиях ограничения добычи нефти ОПЕС+ построена, адаптирована и использована в мониторинге разработки полномасштабная интегрированная модель месторождения.

**Материалы и методы.** Для построения интегрированной модели нефтяного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, предложены оптимальные методы учета добывающих скважин, находящихся в периодической эксплуатации, моделирования процессов выпадения парафинов, инструменты моделирования скважин с негерметичностями, учета совместных скважин, разрабатывающих несколько эксплуатационных объектов (ЭО) одновременно. Полномасштабная интегрированная неизоэнтальпическая модель месторождения включает 7 гидродинамических моделей, более 400 моделей добывающих и нагнетательных скважин, модели системы поглощения, модель системы поддержания пластового давления (ППД), включающей местную закачку, модели второстепенных объектов разработки и сеноманского водоносного горизонта, построенные методом материального баланса. Главной особенностью реализованной модели является большой фонд действующих скважин, периодический характер работы значительной части фонда, множество негерметичностей, а также осложнения, связанные с выпадением парафинов.

**Результаты.** Примененные способы оптимизации интегрированной модели позволили провести многовариантные расчеты с реализацией различных стратегий по вхождению месторождения в установленные ОПЕС+ ограничения добычи по наиболее экономически рентабельному сценарию. Высокая скорость расчета полномасштабной интегрированной модели месторождения позволила создать полезный дополнительный инструмент мониторинга разработки.

**Заключение.** Полученные результаты подтверждают эффективность использования полномасштабной интегрированной модели нефтяного месторождения на поздней стадии при мониторинге разработки и принятии решений.

**Ключевые слова:** интегрированная модель, мониторинг разработки, ограничение добычи, периодическая эксплуатация

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

**Для цитирования:** Виниченко Н.А., Саркисов Г.Г., Чуднова Л.В., Фахртдинов Р.Р., Евдокимов И.В. Опыт создания и использования интегрированной модели «пласт — скважина — поверхность» для сопровождения и оптимизации многопластового месторождения в Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):49–58. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-49-58>

*Статья поступила в редакцию 10.03.2025*

*Принята к публикации 01.04.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

EXPERIENCE IN CREATING AND USING AN INTEGRATED “RESERVOIR-WELL-SURFACE” MODEL TO SUPPORT AND OPTIMIZE A MULTI-LAYER FIELD IN WESTERN SIBERIA

**Nikita A. Vinichenko\***, **Gennady G. Sarkisov**, **Lidia V. Chudnova**, **Renat R. Fakhrtidinov**,

**Ivan V. Evdokimov**

PetroTrace ltd., RF, Moscow

**E-mail:** [nikita.vinichenko@ptgeos.com](mailto:nikita.vinichenko@ptgeos.com)

**Introduction.** In modern conditions, the limitations of oil production associated with OPEC+ make it urgent to redistribute production between wells in order to reduce the water content of products and unload the collection network. Making decisions about the optimal distribution of flow rates is often complicated by the interference of wells, which can affect each other both through the reservoir and through the collection system. Therefore, to optimize the operation of the fishery, it is advisable to use multivariate calculations based on an address integrated model.

**Aim.** In order to optimize the operation of the field in conditions of limited OPEC+ oil production, a full-scale integrated field model was built, adapted and used in development monitoring.

**Materials and methods.** To build an integrated model of an oil field at a late stage of development, optimal methods for accounting for producing wells in periodic operation, modeling paraffin deposition processes, tools for modeling wells with leaks, accounting for joint wells developing several EOS simultaneously are proposed. The full-scale integrated non-isothermal model of the field includes 7 hydrodynamic models, more than 400 models of producing and injection wells, models of the absorption system, a model of the PPD system including local injection, models of secondary development facilities and the Cenomanian aquifer constructed by the material balance method. The main feature of the implemented model is a large fund of operating wells, the periodic nature of the work of a significant part of the fund, many leaks, as well as complications associated with the loss of paraffins.

**Results.** The applied methods of optimization of the integrated model made it possible to carry out multivariate calculations with the implementation of various strategies for entering the field into the OPEC+ production limits according to the most economically profitable scenario. The high calculation speed of a full-scale integrated field model has allowed us to create a useful additional development monitoring tool.

**Conclusion.** The results obtained confirm the effectiveness of using a full-scale integrated model of an oil field at a late stage when monitoring development and making decisions.

**Keywords:** integrated model, development monitoring, production limitation, periodic operation

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

**For citation:** Vinichenko N.A., Sarkisov G.G., Chudnova L.V., Fakhrtudinov R.R., Evdokimov I.V. Experience in creating and using an integrated "reservoir-well-surface" model to support and optimize a multi-layer field in Western Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):49–58. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-49-58>

*Manuscript received 10.03.2025*

*Accepted 01.04.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования в данной работе является многопластовое нефтяное месторождение на поздней стадии разработки, расположенное в Западной Сибири, осложненное выпадением парафинов в системе сбора, большим количеством скважин с негерметичностями и высокой долей фонда добывающих скважин в периодической эксплуатации. Месторождение находится под изменяющимся ограничением объемов добычи нефти, связанным с OPEC+, что требует решать задачу перераспределения добычи между скважинами через остановку части фонда и возможный запуск ранее простаивавшей части фонда для снижения обводненности продукции и разгрузки сети сбора. Принятие таких решений осложнено интерференцией скважин по пласту и системе сбора, которая оказывает серьезное влияние на точность оценки показателей экономической эффективности мероприятий. Необходим инструмент, учитывающий физические процессы как в пласте, так и в системе сбора. На изучаемом месторождении нет возможности эффективно использовать прокси-модели для оценки интерференции скважин по пласту, т.к. часть объектов разработки приурочена к отложениям ачимовской

толщи и тюменской свиты, характеризующимся высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Кроме того, осложнения, связанные с выпадением парафинов в системе сбора и на устьях скважин, не позволяют использовать изотермические модели скважин и системы сбора. Поэтому в качестве прогностического инструмента для решения задач перераспределения добычи использована полномасштабная интегрированная неизотермическая модель, связывающая гидродинамические модели (ГДМ), модели скважин и модели элементов поверхностного обустройства. Такая сложная модель характеризуется высокой длительностью расчетов, что является критическим фактором при мониторинге разработки, где решения должны приниматься оперативно. Решение этой проблемы сводится к оптимизации интегрированной модели (ИМ) и применению нестандартных методик построения отдельных ее элементов.

## ЦЕЛЬ

Для оптимизации и мониторинга разработки многопластового нефтяного месторождения на поздней стадии построена полномасштабная интегрированная

неизотермическая модель, использующая ГДМ, модели скважин и модели элементов поверхностного обустройства. Ввиду технической сложности модели и необходимости оперативного принятия решений в рамках как мониторинга разработки, так и корректировки работы действующего фонда скважин, связанной с ограничителями ОПЕС+, были разработаны модификации стандартных подходов к построению и адаптации отдельных элементов ИМ, направленные на ускорение расчета таких моделей без потерь точности. Эти модификации позволили оперативно решать задачу оптимизации разработки при изменении ограничений добычи, а также использовать ИМ как инструмент мониторинга разработки актива.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

### ПРОЦЕСС РАСЧЕТА ИМ

Полномасштабная интегрированная модель построена в двух программных продуктах: ГДМ созданы в Aspen Tempest MORE, модели скважин и элементов поверхностного обустройства в Aspen METTE. Синхронизация всех элементов ИМ в ходе расчетов осуществлялась также средствами программного обеспечения (ПО) Aspen METTE. Полностью синхронизированная балансировка данных осуществлялась во всех узлах сети сбора и на забоях скважин [1, 2]. Для расчета каждого временного шага применялся следующий алгоритм (рис. 1).

1. В начале каждого расчетного шага для каждой скважины, включая нагнетательные, формируются зависимости расходов фаз от забойного давления (IPR-кривые). Кривые рассчитываются в ГДМ по 10 точек на каждую скважину, а для скважин, реализованных в моделях материального баланса (например, водозаборные скважины, пробуренные на сеноманский пласт), IPR-кривые рассчитываются исходя из определенного методом материального баланса пластового давления и продуктивности.
2. IPR-кривые передаются в METTE.
3. Переданные IPR кривые используются в качестве граничных условий при решении системы нелинейных уравнений, составленной исходя из законов сохранения энергии, массы, момента импульса и условий равенства давлений в узлах сети сбора. Для замыкания системы уравнений используются граничные условия: граничное условие снизу — переданные IPR-кривые, которые гарантируют, что любое решение системы уравнений на забое скважины

будет соответствовать ее IPR-кривой; граничное условие сверху — давление в конечной точке площадного объекта (установки по давлению на входе в пункт подготовки нефти или ДНС). Также в некоторых элементах системы сбора и скважин присутствуют параметры, задаваемые оператором: частота вращения вала электроцентробежного насоса (ЭЦН), диаметр проходного отверстия штуцера и т.д.

## ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ И МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ОПЕС+ ПОСТРОЕНА, АДАПТИРОВАНА И ИСПОЛЬЗОВАНА ПОЛНОМАСШТАБНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЮЩАЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, МОДЕЛИ СКВАЖИН И ЭЛЕМЕНТОВ ПОВЕРХНОСТНОГО ОБУСТРОЙСТВА.

4. Решением системы нелинейных уравнений являются в том числе дебиты и суточные закачки каждой скважины, которые передаются в ГДМ.
5. Переданные в ГДМ дебиты используются для гидродинамических расчетов и отборов флюидов из ГДМ и моделей материального баланса.
6. Рассчитанные в ГДМ отборы фаз и соответствующие им забойные давления передаются в METTE для выполнения следующего временного шага.

### ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ АКТИВА С ПОМОЩЬЮ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Мониторинг разработки месторождения сводится к постоянному обновлению используемых моделей (прокси-модели, модели материального баланса, ГДМ, ИМ и др.) с последующими многовариантными расчетами различных бизнес-кейсов или вариантов полномасштабных корректировок стратегии разработки и выбором из пула вариантов оптимального. Для сложных моделей с большим количеством элементов выделяют дополнительный этап проверки корректности модели [3]: проверяют воспроизводимость моделью аналогичных прогнозируемым процессом, произошедших в исторический период. В рассматриваемой работе актуализация элементов модели происходила в два этапа: актуализация моделей скважин и системы сбора и актуализация ГДМ. На первом этапе актуализировалось внутрискважинное оборудование, замененное оператором

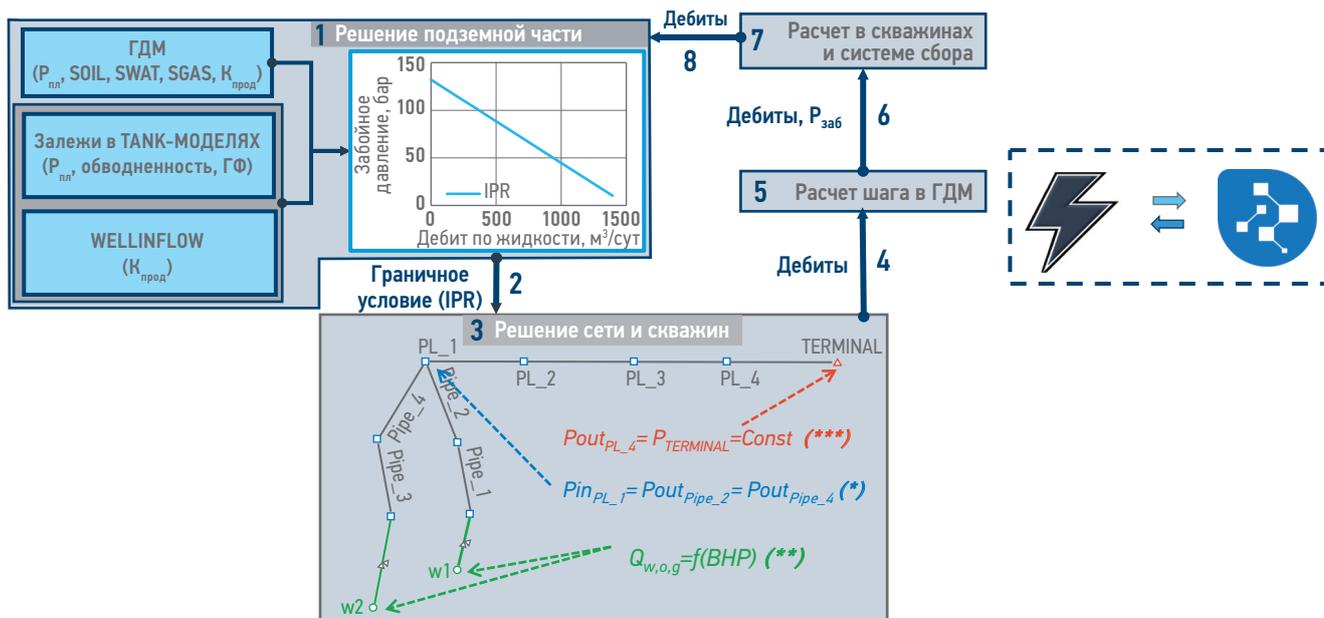


Рис. 1. Алгоритм расчета ИМ. Составлено авторами  
 Fig. 1. An algorithm for calculating IAM. Prepared by the authors

в отчетный период времени, обновлялось сезонное колебание температуры окружающего трубопроводы грунта, добавлялись модели новых скважин. Также проверялась корректность моделей скважин через введение фактических забойных и устьевых давлений, параметров работы оборудования (частота вращения вала ЭЦН) с проверкой соответствия фактических данных рассчитанных моделью расходов фаз. На втором этапе актуализации элементов модели в используемые ГДМ добавлялись новые скважины и проведенные геолого-технические мероприятия, восстанавливались отборы за отчетный период и верифицировалось энергетическое состояние залежей. Далее проводилась проверка воспроизводимости фактической добычи и закачки на ИМ, а также воспроизводимость специфических ситуаций, важных для решения конкретных задач (например, включение в работу ранее простаивавших скважин). Проверка воспроизводимости проводилась по относительной невязке дебитов скважин и суммарных расходов фаз в контрольных точках (вход в дожимную насосную станцию (ДНС), пункт подготовки нефти (ППН), выход из кустовой насосной станции (КНС) и др.), суммарной добычи, закачки, поглощения на месторождении. При этом управление работой модели осуществлялось аналогично уставкам оператора: частота вращения вала насоса для добывающих и водозаборных скважин, а также шурфовых установок, диаметр проходного отверстия штуцера для оборудованных штуцерами нагнетательных и поглощающих скважин,

режим работы агрегата для КНС, давление на входе для ППН и ДНС. После проверки воспроизводимости добычи за рассматриваемый период (а для ряда задач дополнительно специфических процессов) проводились многовариантные расчеты с выдачей рекомендаций по мониторингу разработки: сценарии входа или выхода из ограничений ОПЕС+, оптимизация систем сбора и ППД, поиск скважин-кандидатов для вывода из бездействия. Также производился поиск участков сети сбора с условиями для выпадения парафинов и предлагалось изменение уставок оборудования для его предупреждения в рамках решения задач по подготовке к зиме (рис. 2).

Этап проверки воспроизводимости на ИМ фактической добычи и закачки дополнялся проверкой воспроизводимости процессов, являющихся ключевыми в прогнозных расчетах (рис. 3):

- для поиска скважин кандидатов для вывода из действующего фонда проверялись отклики всех скважин при аналогичном выводе скважин их бездействия в историческом периоде;
- для сценариев с ограничениями ОПЕС+ проверялись периоды массовых запусков и остановок действующего фонда скважин; для верификации скважинам выставлялись соответствующие фактическим данным значения частот вращения валов ЭЦН и проверялись все значимые для моделирования показатели: добиты фаз, забойные и буферные давления, давления на приеме ЭЦН, линейные давления;



Рис. 2. Цикл мониторинга разработки актива с использованием ИМ. Составлено авторами  
 Fig. 2. Monitoring cycle of asset development using IAM. Prepared by the authors

- для сценариев подготовки к зиме и поиска участков выпадения парафинов были детализированы теплофизические характеристики трубопроводов, учтены потери тепла на ЭЦН и погружных электродвигателях;
- для задач, связанных с системой ППД, в ИМ были добавлены агрегаты КНС, системы местной закачки, поглощения.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИН В ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Месторождение находится на поздней стадии разработки, и более 60% действующего фонда добывающих скважин находится в периодической эксплуатации. Прямое моделирование периодической эксплуатации подразумевает запуск и остановку скважин в ИМ соответствии с их режимами работы.

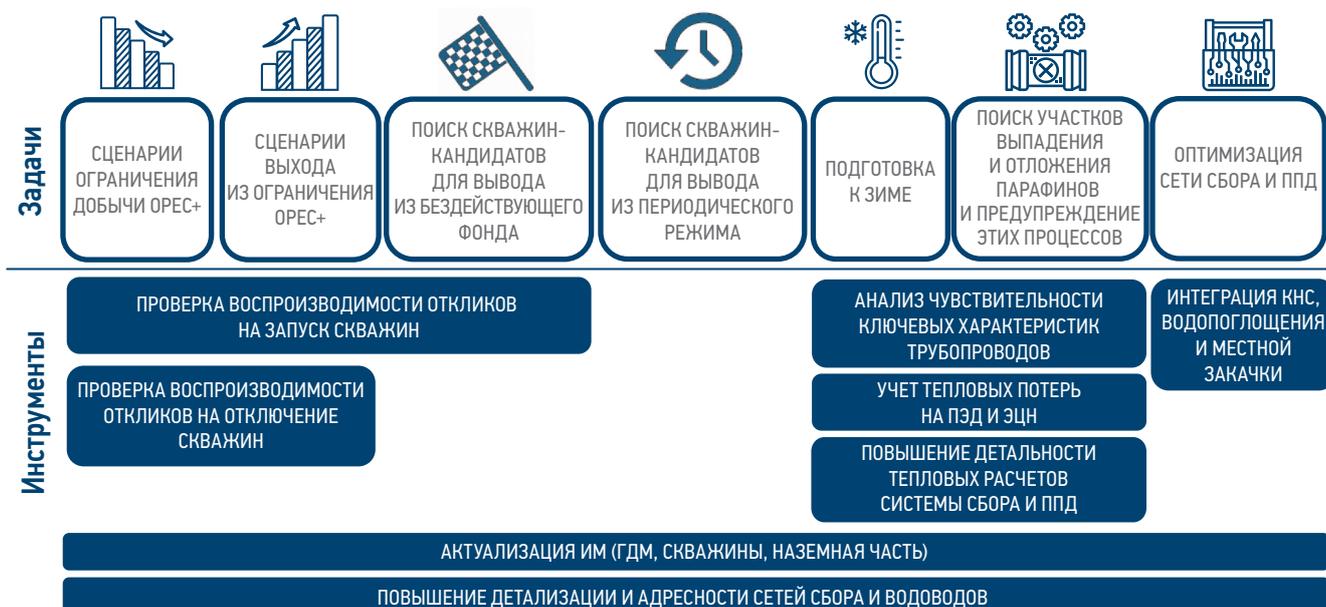


Рис. 3. Дополнительные модификации и проверки в ИМ при решении специфических задач. Составлено авторами  
 Fig. 3. Additional modifications and checks in IAM when solving specific tasks. Prepared by the authors

Такой подход к моделированию приводит к постоянному изменению потоков в системе сбора и изменению количества действующих скважин в течение каждого расчетного дня. Это сильно увеличивает время расчета модели, что особенно критично для условий оперативного принятия решений в рамках мониторинга разработки.

Для ускорения расчетов необходимо модифицировать метод моделирования скважин, находящихся в режиме периодической эксплуатации, таким образом, чтобы давления и температуры сохранили свое значение в характерных точках модели (забои и устья скважин, узлы системы сбора). Так как фонд скважин в периодической эксплуатации значителен и они запускаются и останавливаются в разное время суток, допущение об усреднении расхода в трубопроводах системы сбора в течение дня (или нескольких дней) допустимо. Это означает, что кривые распределения давления (КРД) и кривые распределения температуры (КРТ) в трубопроводах системы сбора при осреднении расхода фаз по системе сбора на сутки (независимо от того, что некоторые скважины работают по 3 ч в сутки) будут сохранены. Таким образом, задача модификации ИМ сводится к осреднению на сутки расхода в трубопроводах системы сбора (непрерывной подаче фаз в систему сбора из скважин) и сохранению КРД и КРТ в скважинах. Для этого моделирование периодической эксплуатации заключалось в непрерывной добыче жидкости из ГДМ, искусственном увеличении расхода на забое (1) в модели скважины (в целях корректного расчета КРД и КРТ в скважине) и искусственном уменьшении расхода на устье (2) скважины, с заданием в ГДМ коэффициентов эксплуатации равных множителю расхода на устье (2) для корректного расчета забойного давления скважин.

$$Mult_{заб} = \frac{t_{откачки} + t_{накопления}}{t_{откачки}}, \quad (1)$$

$$K_{экспл} = Mult_{уст} = \frac{t_{откачки}}{t_{откачки} + t_{накопления}}, \quad (2)$$

где  $K_{экспл}$  — коэффициент эксплуатации, закладываемый в ГДМ, д.ед.,  $Mult_{заб}$  — множитель на расход на забое скважин (точка передачи расхода из ГДМ в модели скважин), д.ед.,  $Mult_{уст}$  — множитель на расход на устье скважин (точка передачи расхода модели скважин и модель системы сбора), д.ед.,  $t_{откачки}$  — время откачки в цикле работы скважины, ч,  $t_{накопления}$  — время накопления в цикле работы скважины, ч.

Такой подход позволил уменьшить время расчета ИМ на горизонте 1 год более чем на два порядка при количестве скважин в периодической экспликации более 250. При этом чем выше количество скважин, находящихся в периодической эксплуатации, тем большее увеличение скорости расчета дает описанная модификация ИМ.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИН С НЕГЕРМЕТИЧНОСТЯМИ

В случаях невозможности моделирования источника негерметичности в ГДМ или неоправданности такого моделирования (ввиду сложности или значительно-го увеличения времени расчета ГДМ) в ИМ для таких скважин строились TANK-модели (модели материального баланса) с постоянным пластовым давлением. Для корректного контроля интерференции по пласту в ГДМ по скважинам с негерметичностями задавался контроль по дебиту нефти. Добыча скважин с негерметичностями передавалась в ИМ не из ГДМ, а из TANK-модели.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ СОВМЕСТНЫХ СКВАЖИН

Для скважин, разрабатывающих два эксплуатационных объекта (далее — ЭО), представленных в разных ГДМ, данные передавались в ИМ одновременно из двух ГДМ с последующим смешиванием флюидов в модели скважины (с усреднением PVT-свойств). Модель совместной скважины фактически состоит из двух коротких скважин, подключенных к «трубопроводу», повторяющему траекторию скважины от верхних дыр перфорации верхнего объекта до устья (рис. 4).

Таким образом, была устранена необходимость в объединении всех имеющихся ГДМ в одну, что положительно сказалось на времени счета.

## СТРАТЕГИЯ ВХОДА В ОГРАНИЧЕНИЯ ОПЕС+

При выработке стратегии оптимизировался свободный денежный поток по месторождению в целом (FCF), а в качестве граничного условия задавалась суммарная добыча нефти по месторождению, равная ограничению по ОПЕС+. Для оптимизации на полномасштабной ИМ проведена серия расчетов, отличавшихся действующим фондом добывающих скважин. Так как ИМ включает все основные системы промысла, то в зависимости от выбранного фонда добывающих скважин снижалась подача воды на площадные объекты и ее передача в систему ППД, поглощения и т.п.

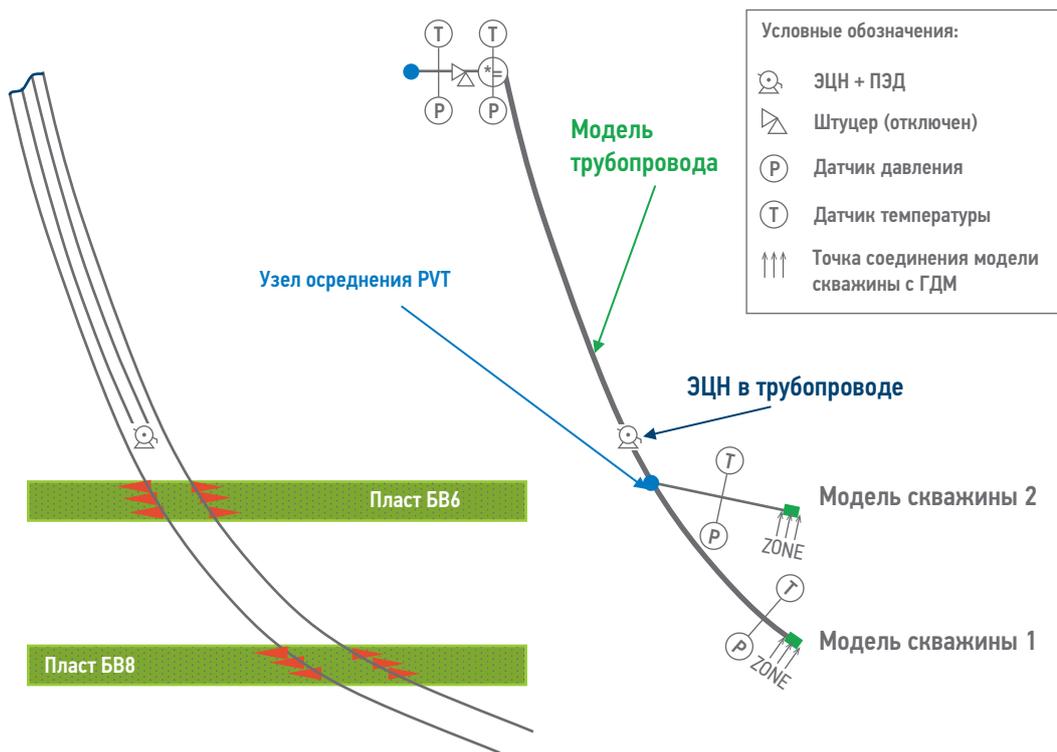


Рис. 4. Модель совместной скважины. Составлено авторами  
 Fig. 4. A model of a joint well. Prepared by the authors

Тривиальный вариант максимизации FCF — провести сортировку скважин по их индивидуальному FCF, рассчитанному по текущему режиму работы, от максимального к минимальному и сокращать список работающих скважин с конца до тех пор, пока суммарная добыча нефти не будет удовлетворять ограничению (остановка скважин с наименьшим денежным потоком). Однако в сравнении с вариантами, основанными на других критериях сортировки и более адресном учете состояния сети сбора, этот вариант экономически менее привлекателен (рис. 5). Это происходит из-за технологически неверной нагрузки и разгрузки сети сбора. Наименее рентабельные скважины с высоким буферным давлением, низким дебитом нефти, но и низкой обводненностью могут повысить свой дебит жидкости и соответственно нефти при разгрузке участка сети, в котором они находятся. И наоборот, низкое буферное давление не позволит ощутимо разгрузить сеть для высокорентабельных. Ситуации подобной интерференции при большом изменении действующего фонда требуют адресного анализа на интегрированной модели. Постановка задачи ограничения добычи отсекает некоторые способы увеличения FCF — в привычных задачах оптимизации разработки основным источником роста FCF является увеличение добычи нефти, однако в задаче входа в ограничения ОПЕС+

добыча нефти у всех вариантов одинакова и оптимизация FCF сводится к поиску

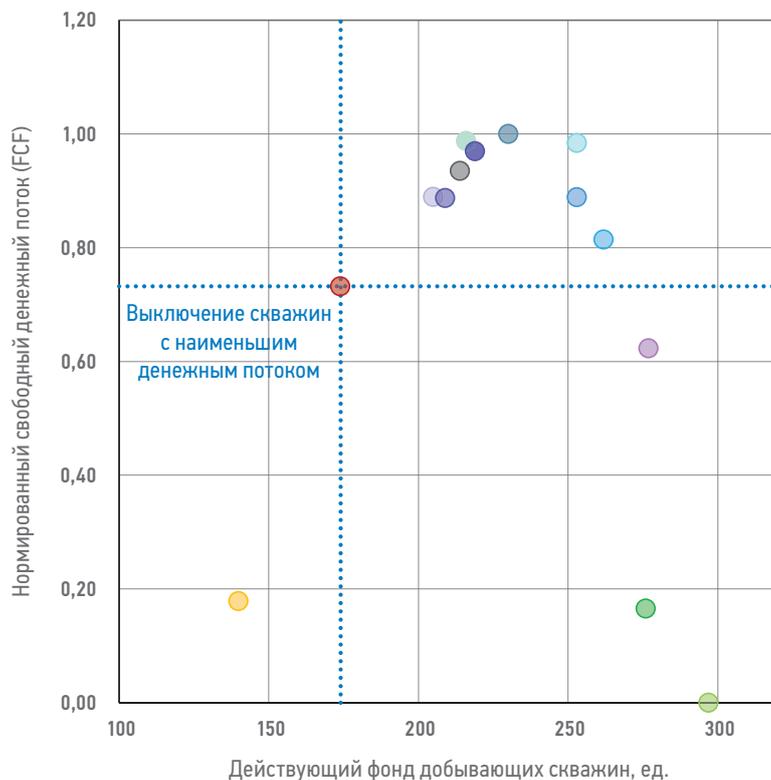


Рис. 5. Результаты оптимизации стратегии входа в ограничения ОПЕС+. Составлено авторами  
 Fig. 5. Results of optimization of the OPEC+ entry strategy. Prepared by the authors

такого сценария, при котором произойдет перераспределение добычи нефти между скважинами с максимальной суммой FCF. В итоге найденный оптимальный вариант не соответствует ни одному из «очевидных» критериев, когда скважины отключаются

и по обводненности, и по буферному давлению, и по FCF, и по результатам качественного анализа их взаимодействия с другими скважинами. На рис. 6–8 приведены основные параметры работы скважин оптимального варианта.

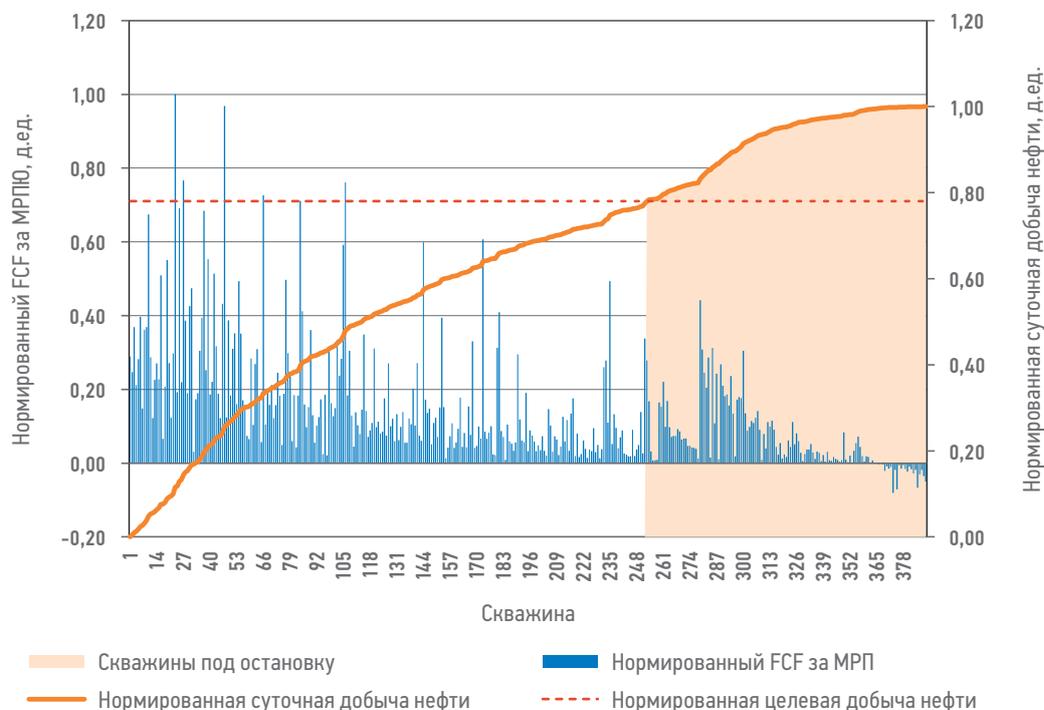


Рис. 6. Рейтинг скважин по FCF оптимального варианта входа в ограничения ОПЕК+. Составлено авторами  
 Fig. 6. The rating of wells according to FCF of the optimal option for entering the OPEC+ restrictions. Prepared by the authors

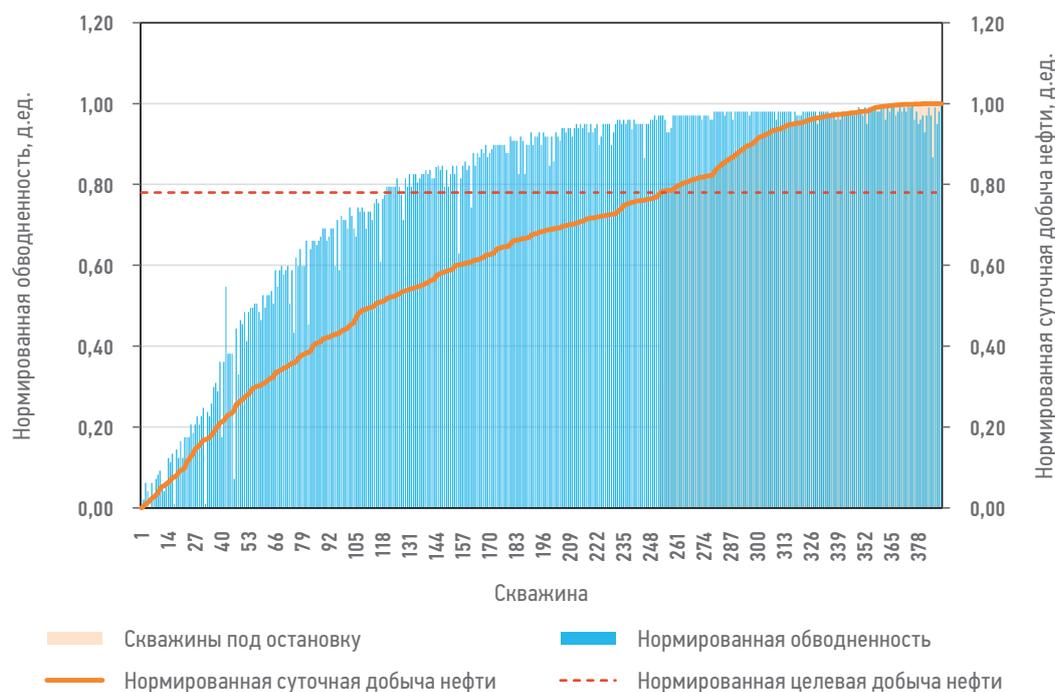


Рис. 7. Рейтинг скважин по обводненности оптимального варианта входа в ограничения ОПЕК+. Составлено авторами  
 Fig. 7. The rating of wells according to watercut of the optimal option for entering the OPEC+ restrictions. Prepared by the authors

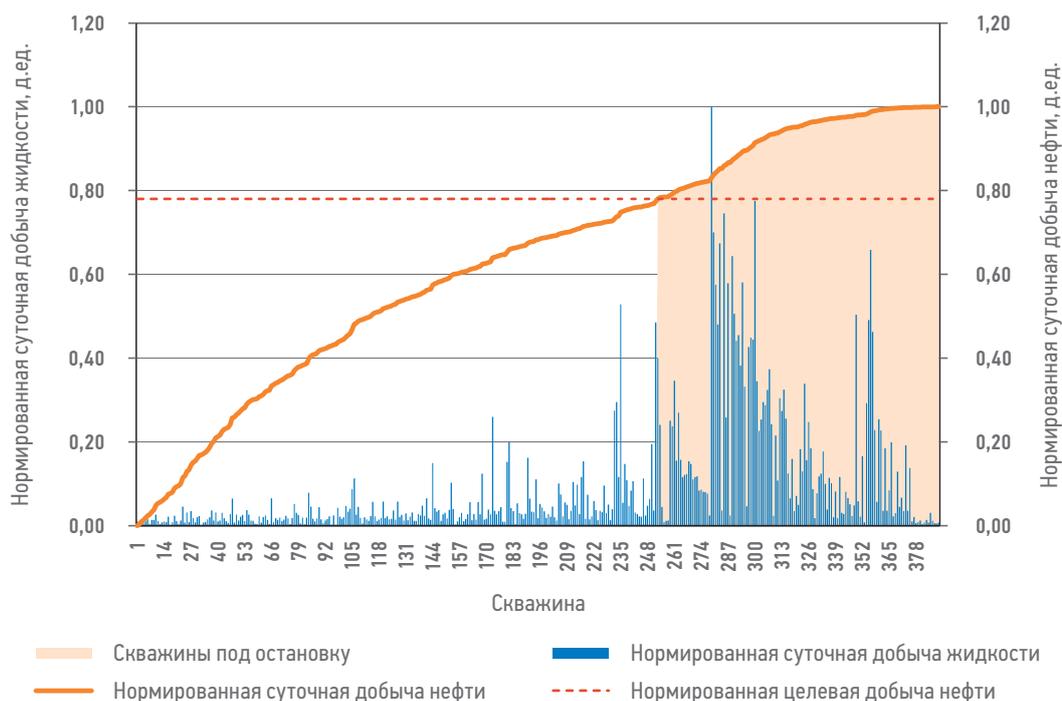


Рис. 8. Рейтинг скважин по суточной добыче жидкости оптимального варианта входа в ограничения ОПЕС+. Составлено авторами

Fig. 8. The rating of wells according to liquid rate of the optimal option for entering the OPEC+ restrictions. Prepared by the authors

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Использованные при построении отдельных элементов модели (скважины с негерметичностями, совместные скважины, работающие на несколько ЭО, скважины, работающие в периодическом режиме) методы позволили увеличить скорость расчета ИМ на два порядка, что предоставило возможность увеличения детальности модели с ростом прогностической способности специфических событий, таких как массовый запуск и массовая остановка скважин, а также возможность эффективно использовать ИМ как инструмент для мониторинга разработки и принятия оперативных решений.

В ходе мониторинговых работ построенная полномасштабная ИМ нефтяного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, позволила определить наиболее экономически привлекательный сценарий входа в ограничения ОПЕС+ (рис. 5), учитывающий выпадение твердой фазы в трубопроводах, связанное

с сезонным снижением температуры окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе представлены усовершенствованные методы построения отдельных элементов ИМ, позволившиекратно увеличить скорость расчета полномасштабной неизотермической ИМ с большим действующим фондом скважин, системой ППД и, водозабора и поглощения, с большим количеством скважин, которые находятся в периодической эксплуатации. Увеличение скорости расчета ИМ позволило применить такую модель как инструмент мониторинга разработки и принятия оперативных промышленных решений, в том числе по стратегии входа в ОПЕС+. Полученные результаты подтверждают возможность использования сложных моделей не только для долгосрочного планирования, но и для расчета сложных физических процессов в оперативном управлении промыслом.

### Список литературы

1. Mikhin A., Salavatullin K., Kamartdinov M. Main Aspects of the Integrated Asset Modeling and Gas Field Development Optimization under Surface Facilities Constraints. Ежегодная техническая выставка SPE. 2018.
2. Engebretsen S. How to establish an integrated production management system across the reservoir lifecycle. First Break. 2018;2:65–69. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0072>
3. Myasnikov A., Mikhin A., Kamartdinov M. Integrated Asset Modelling: Tips, Tricks and Pitfalls. Ежегодная техническая выставка SPE. 2019. <https://doi.org/10.2118/196875-MS>

## References

1. Mikhin A., Salavatullin K., Kamartdinov M. *Main Aspects of the Integrated Asset Modeling and Gas Field Development Optimization under Surface Facilities Constraints*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2018.
2. Engebretsen S. *How to establish an integrated production management system across the reservoir lifecycle*. First Break. 2018;2:65–69. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0072>
3. Myasnikov A., Mikhin A., Kamartdinov M. *Integrated Asset Modelling: Tips, Tricks and Pitfalls*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2019. <https://doi.org/10.2118/196875-MS>

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Н.А. Виниченко** — разработал методы ускорения расчета модели, подготовил текст статьи, координировал все этапы работы.

**Г.Г. Саркисов** — разработал методы ускорения расчета модели, отредактировал текст статьи, оказал экспертную поддержку на всех этапах работы.

**Л.В. Чуднова** — выполнила многовариантные расчеты на интегрированной модели, приняла участие в построении и настройке элементов модели.

**Р.Р. Фахртдинов** — выполнил многовариантные расчеты на интегрированной модели, принял участие в построении и настройке элементов модели.

**И.В. Евдокимов** — принял активное участие в организации и координации работ по внедрению интегрированной модели в мониторинг разработки.

**Nikita A. Vinichenko** — developed the methods for accelerating the calculation of the model, prepared the text of the article, coordinated all stages of the work.

**Gennady G. Sarkisov** — developed the methods for accelerating the calculation of the model, edited the text of the article, provided expert support at all stages of the work.

**Lidia V. Chudnova** — performed multivariate calculations on an integrated model, took part in the construction and configuration of model elements.

**Renat R. Fakhrtidinov** — performed multivariate calculations on an integrated model, took part in the construction and configuration of model elements.

**Ivan V. Evdokimov** — took an active part in the organization and coordination of work on the implementation of the integrated model in development monitoring.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Никита Алексеевич Виниченко\*** — руководитель отдела интегрированного моделирования, ООО «ПетроТрейс»  
115114, Россия, г. Москва, ул. Летниковская 10, стр. 4, Бизнес-центр «Святогор-4».  
e-mail: Nikita.Vinichenko@ptgeos.com

**Геннадий Геннадьевич Саркисов** — ведущий эксперт, ООО «ПетроТрейс»

**Лидия Викторовна Чуднова** — старший инженер-разработчик отдела интегрированного моделирования, ООО «ПетроТрейс»

**Ренат Робертович Фахртдинов** — инженер-разработчик отдела интегрированного моделирования, ООО «ПетроТрейс»  
SPIN-код: 8890-5512

**Иван Владиславович Евдокимов** — руководитель направления, ООО «ПетроТрейс»

**Nikita A. Vinichenko\*** — Head of Integrated Modeling Division, PetroTrace ltd  
10 Letnikovskaya str., building 4, 115114, Moscow, Russia.  
e-mail: Nikita.Vinichenko@ptgeos.com

**Gennady G. Sarkisov** — Leading expert, PetroTrace ltd

**Lidia V. Chudnova** — Senior Reservoir engineer of Integrated Modeling Division, PetroTrace ltd

**Renat R. Fakhrtidinov** — Reservoir engineer of Integrated Modeling Division, PetroTrace ltd  
SPIN-code: 8890-5512

**Ivan V. Evdokimov** — Head of branch office, PetroTrace ltd

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# МНОГОСКВАЖИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРИЧИН РЕЗКОГО ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

© Коллектив авторов,  
2025



**Р.Р. Копейкин<sup>1,\*</sup>, С.Г. Маслак<sup>1</sup>, Г.В. Жевлаков<sup>1</sup>, С.А. Калинин<sup>1</sup>, А.Н. Байкин<sup>2,5</sup>, Р.Ф. Абдуллин<sup>2,5</sup>, А.Н. Сибин<sup>2,5</sup>, Д.А. Соколова<sup>3</sup>, Д.Н. Гуляев<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

<sup>3</sup>Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

<sup>4</sup>ООО «Софойл», РФ, Казань

<sup>5</sup>Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, РФ, Новосибирск

**Электронный адрес:** ProNefit@gazprom-neft.ru

**Введение.** Использование агрессивных режимов работы в нагнетательных скважинах, приводящих к образованию трещин авто-ГРП (гидроразрыва пласта), позволяет улучшить процесс поддержания пластового давления в низкопроницаемых коллекторах. Однако нестабильность развития трещин может оказывать негативное воздействие на разработку, нарушая равномерность вытеснения, создавая гидродинамическую связь между соседними участками и приводя к неконтролируемому поступлению воды в добывающие скважины.

**Целью** данной работы является выявление и комплексный анализ причин резкого увеличения обводненности добывающих скважин после организации нагнетания в условиях образования трещин авто-ГРП на примере месторождения с несколькими лицензионными участками, относящимися к одному эксплуатационному объекту.

**Материалы и методы.** В данной работе использовались гидродинамические исследования скважин (ГДИС), промыслово-геофизические исследования (ПГИ), результаты интерпретации петрофизических свойств, трассерные исследования и 6К-анализ состава добываемой жидкости. Также применялось аналитическое моделирование, позволившее оценить такие параметры, как угол вскрытия пласта, проводился расчет распространения трещин с помощью прототипа ПО, моделирующего рост трещин авто-ГРП.

**Результаты.** Анализ данных позволил рассмотреть все потенциальные причины наблюдаемого явления и подтвердил наличие межскважинного взаимодействия между участками. Было установлено, что авто-ГРП, полученный в нагнетательных скважинах на смежном участке, привёл к формированию протяжённой трещины, которая пересекла границы лицензионных участков и обеспечила поступление воды в добывающие скважины.

**Заключение.** В процессе исследований было выявлено, что для корректной интерпретации ПГИ следует учитывать угол вскрытия пласта скважиной, а также подчеркнута важность комплексного анализа соседних участков перед проведением любых работ. Подтвержден риск прорывов жидкости из нагнетательных в добывающие скважины по трещинам авто-ГРП даже на больших расстояниях в низкопроницаемых пластах.

**Ключевые слова:** трещины авто-ГРП, нагнетательные скважины, система поддержания пластового давления, кривая падения давления, промыслово-геофизические исследования скважин (ПГИ), термометрия скважин, геомеханическое моделирование роста трещин авто-ГРП

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

**Финансирование:** работа выполнена в рамках государственного задания ИГиЛ СО РАН (код проекта FWGG-2022-0002, номер государственной регистрации 122041400322-1).

**Для цитирования:** Копейкин Р.Р., Маслак С.Г., Жевлаков Г.В., Калинин С.А., Байкин А.Н., Абдуллин Р.Ф., Сибин А.Н., Соколова Д.А., Гуляев Д.Н. Многоскважинные исследования для выявления причин резкого обводнения скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):59–69. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-59-69>

Статья поступила в редакцию 13.03.2025

Принята к публикации 01.04.2025

Опубликована 30.06.2025

MULTI-WELL STUDIES TO IDENTIFY THE CAUSES OF SUDDEN WATER BREAKTHROUGH TO PRODUCERS

**Roman R. Kopeikin<sup>1,\*</sup>, Sergey G. Maslak<sup>1</sup>, Gleb V. Zhevlakov<sup>1</sup>, Sergey A. Kalinin<sup>1</sup>, Alexey N. Baykin<sup>2,5</sup>, Rustam F. Abdullin<sup>2,5</sup>, Anton N. Sibin<sup>2,5</sup>, Darya A. Sokolova<sup>3</sup>, Danila N. Gulyaev<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

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

<sup>3</sup>Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

<sup>4</sup>LLC "Sofoil", RF, Kazan

<sup>5</sup>Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of SB of RAS, RF, Novosibirsk

**E-mail:** ProNefit@gazprom-neft.ru

**Introduction.** The aggressive injection pressure resulting in spontaneous hydraulic fractures in injection wells improves the process of maintaining reservoir pressure in low-permeability reservoirs. However, the instability of fracture development may adversely affect field development by disrupting the uniformity of displacement, creating a hydrodynamic connection between adjacent areas, and leading to uncontrolled water breakthrough to producing wells.

**Aim.** The goal of the study is to identify and comprehensively analyze the causes of the sharp water production increase in producing wells following the implementation of injection pressures with the induced fracture in an injection well, using the example of a field with several licensed areas.

**Materials and methods.** This work utilized pressure transient analysis and production logging interpretation results, petrophysics, tracer tests, and  $6K$  analysis of the produced fluid composition. In addition, analytical modeling was applied to evaluate parameters such as the formation bedding angle, and a calculation of spontaneous hydraulic fracture propagation was performed.

**Results.** Data analysis allowed for the consideration of all potential causes of the observed phenomenon and confirmed the existence of well interference between license areas. It was established that the spontaneous hydraulic fracture, occurring in injection wells on an adjacent area, led to the formation of an extensive fracture that crossed the boundaries of the licensed areas and facilitated the influx of water into the producing wells.

**Conclusions.** The study revealed that for a correct interpretation of the production logging, the formation bedding angle should be taken into account. It also emphasized the importance of a comprehensive analysis of neighboring areas prior to conducting any operations. The risk of direct water breakthrough from injectors to producers through spontaneous hydraulic fracture, even over large distances, has been confirmed on a low permeable asset.

**Keywords:** spontaneous hydraulic fracturing, injection wells, pressure reservoir maintenance system, pressure fall-off, production logging, temperature logging, geomechanical modelling of spontaneous hydraulic fracture growth

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

**Financing:** the work was carried out within the framework of the state assignment of LIH SB RAS (project code FWGG-2022-0002, state registration number 122041400322-1).

**For citation:** Kopeikin R.R., Maslak S.G., Zhevlakov G.V., Kalinin S.A., Baykin A.N., Abdullin R.F., Sibir A.N., Sokolova D.A., Gulyaev D.N. Multi-well studies to identify the causes of sudden water breakthrough to producers. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):59–69. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-59-69>

*Manuscript received 13.03.2025*

*Accepted 01.04.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Один из участков нефтяного месторождения X разбурен системой горизонтальных, расположенных как вдоль, так и поперёк направления регионального стресса, и наклонно-направленных скважин с ГРП. Объект разработки представлен низкопроницаемыми пластами A1, A2, разделенными 10-метровой переемычкой.

ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ РИСКА ПРОРЫВОВ ЖИДКОСТИ ИЗ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ ПО ТРЕЩИНАМ АВТО-ГРП РАССМОТРЕНЫ КЛЮЧЕВЫЕ ПРИЧИНЫ РЕЗКОГО УВЕЛИЧЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, АНАЛИЗА СОСТАВА ДОБЫВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ И АНАЛИТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛИЛ ОЦЕНИТЬ УГОЛ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА И ВЫПОЛНИТЬ РАСЧЕТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТРЕЩИН С ПОМОЩЬЮ ПРОТОТИПА ПО.

Длины горизонтальных участков стволов варьируются в пределах 1000–1500 м. На каждой горизонтальной скважине создано от 8 до 13 трещин ГРП в зависимости от ее длины. Конструкция скважин включает нецементируемый хвостовик. Оба пласта, A1 и A2, вскрыты и эксплуатируются совместно, что позволяет повысить эффективность

разработки за счёт одновременного воздействия на оба продуктивных горизонта.

Для эксплуатации скважин используются электроцентробежные насосы (ЭЦН), которые на текущий момент работают в режиме периодического кратковременного отключения из-за ограничений системы сбора и транспорта добываемой продукции.

Относительная фазовая проницаемость по воде в 5 раз ниже, чем у нефти. Остальные свойства коллектора и флюидов проведены в табл. 1 и 2 соответственно.

В некоторых районах текущее пластовое давление практически сравнялось с давлением насыщения (160 атм). Так как при дальнейшей разработке в режиме истощения выделение газа приведет к снижению прогнозного коэффициента извлечения нефти (КИН), принято решение о необходимости организации системы поддержания пластового давления (ППД). Для проверки эффективности заводнения рассматриваемого участка была составлена программа опытно-промышленных работ, основной задачей которой являлась оценка рисков неконтролируемого роста трещин авто-ГРП.

## МЕТОДЫ

В январе 2024 г. скважина \*929 была переведена под закачку (рис. 1). С 19 января

по 1 марта в ходе проведения исследования методом индикаторной кривой [1] выяснилось, что из-за недостатка мощности спущенного электроцентробежного насоса (ЭЦН) в водозаборную скважину давление разрыва не достигнуто (рис. 2). Первоначальный прогноз, основанный на формуле Итона и статистике ИК+ГРП (индикаторная диаграмма + гидроразрыв пласта), был равен 350 атм. Далее выполнялось ПГИ без остановки работающей скважины \*929 из-за ограничений вследствие зимнего периода. Нагнетание осуществилось по насосно-компрессорным трубам (НКТ) от водовода при давлении закачки, равном 146 атм. По проведенному комплексу ГИС в интервале исследований не отмечается признаков нарушения герметичности эксплуатационной колонны (в интервале 3616,7–3720,2 м, исключая интервал перфорации пласта А1), колонны НКТ (безмуфтовой насосно-компрессорной трубой –3616,7 м) и межтрубного пакера (3605,4–3607,4 м). На всем протяжении ПГИ рост давления в межтрубье отсутствовал ( $P_{\text{мжтр}} = 1$  атм, рис. 3). Максимальная глубина прохождения прибора 3720,2 м (прибор остановился в интервале перфорации пласта А2). Ухода жидкости ниже глубины остановки прибора не отмечалось. По заключению видно, что работающий интервал определен интерпретатором как 3,5 м (табл. 3), однако впоследствии он был скорректирован до 15 м. Скважина \*929 вскрывает пласт под углом более 30° (рис. 4), поэтому инициация трещины произошла в верхнем интервале и соответственно по ПГИ мы видим закачку только в первых 15 м пласта, работа остальной части

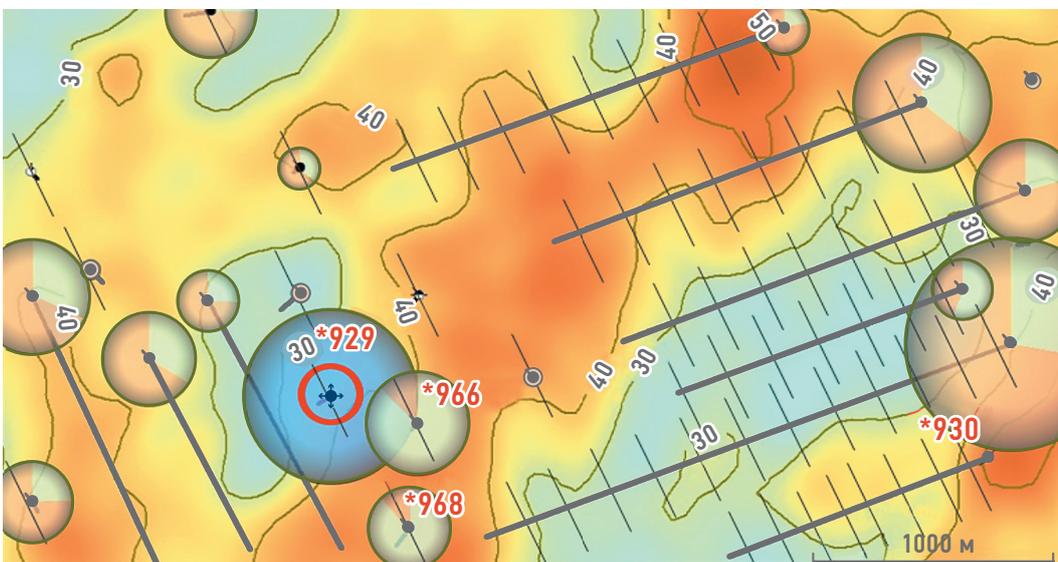
**Таблица 1.** Параметры пласта. Составлено авторами  
**Table 1.** Reservoir properties. Prepared by the authors

Параметры пласта	Значение
Эффективная толщина, м	~50
Пористость, %	17,1%
Абсолютная проницаемость, мД	~0,5
Водонасыщенность, %	54,5
Сжимаемость породы, 1/(бар·10 <sup>5</sup> )	5,4
Начальное пластовое давление, атм	277,4
Пластовая температура, С	98,5

**Таблица 2.** Параметры флюидов. Составлено авторами  
**Table 2.** Fluid parameters. Prepared by the authors

Параметр флюидов	Значение	
	нефть	вода
Плотность в пов. усл., кг/м <sup>3</sup>	860	1006
Объемный коэффициент, д.е.	1,39	1,02
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	137	-
Вязкость нефти в пл. усл., мПа·с	1,25	0,31
Сжимаемость, 1/(бар·10 <sup>5</sup> )	10,6	4,38
Опорное давление, атм	277,4	

не поддается диагностике, в частности, методом термометрии из-за значительного отхода ствола скважины от крыльев трещины ГРП. Отсюда можно сделать вывод, что информативность ПГИ снижается при изменении угла вскрытия пласта скважиной. Спустя 3 месяца после перевода скважины \*929 из добывающей в нагнетательную и 7 дней



**Рис. 1.** Карта нефтенасыщенных толщин и текущих отборов. Составлено авторами  
**Fig. 1.** Net pay map. Prepared by the authors

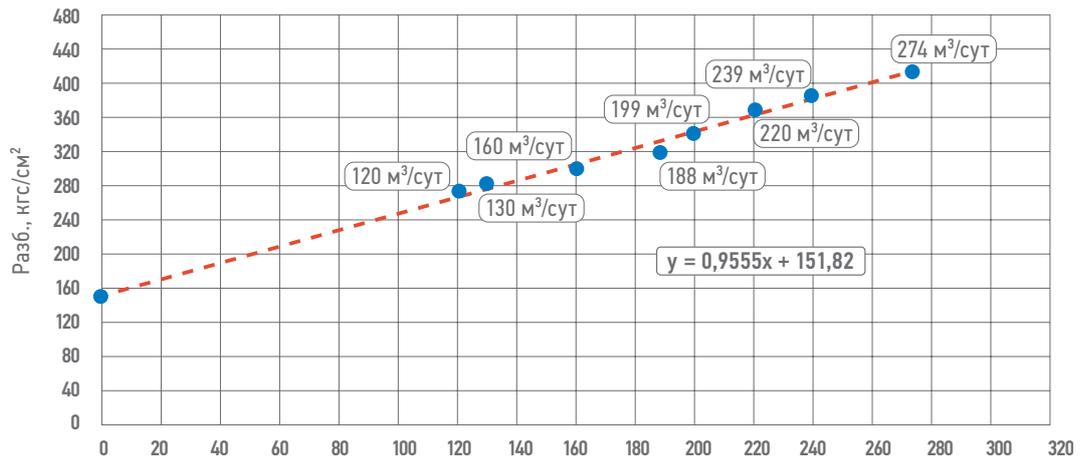


Рис. 2. Индикаторная диаграмма. Составлено авторами  
 Fig. 2. IPR. Prepared by the authors

с момента проведения многорежимного ГДИС обводненность скважин \*966, \*968, находящих-ся в направлении регионального стресса, од-новременно увеличилась до 99% (рис. 5).

С 15 марта скважина \*966 была остановле-на для проведения гидродинамического исследования по технологии регистрации кривой восстановления давления (КВД) [1].

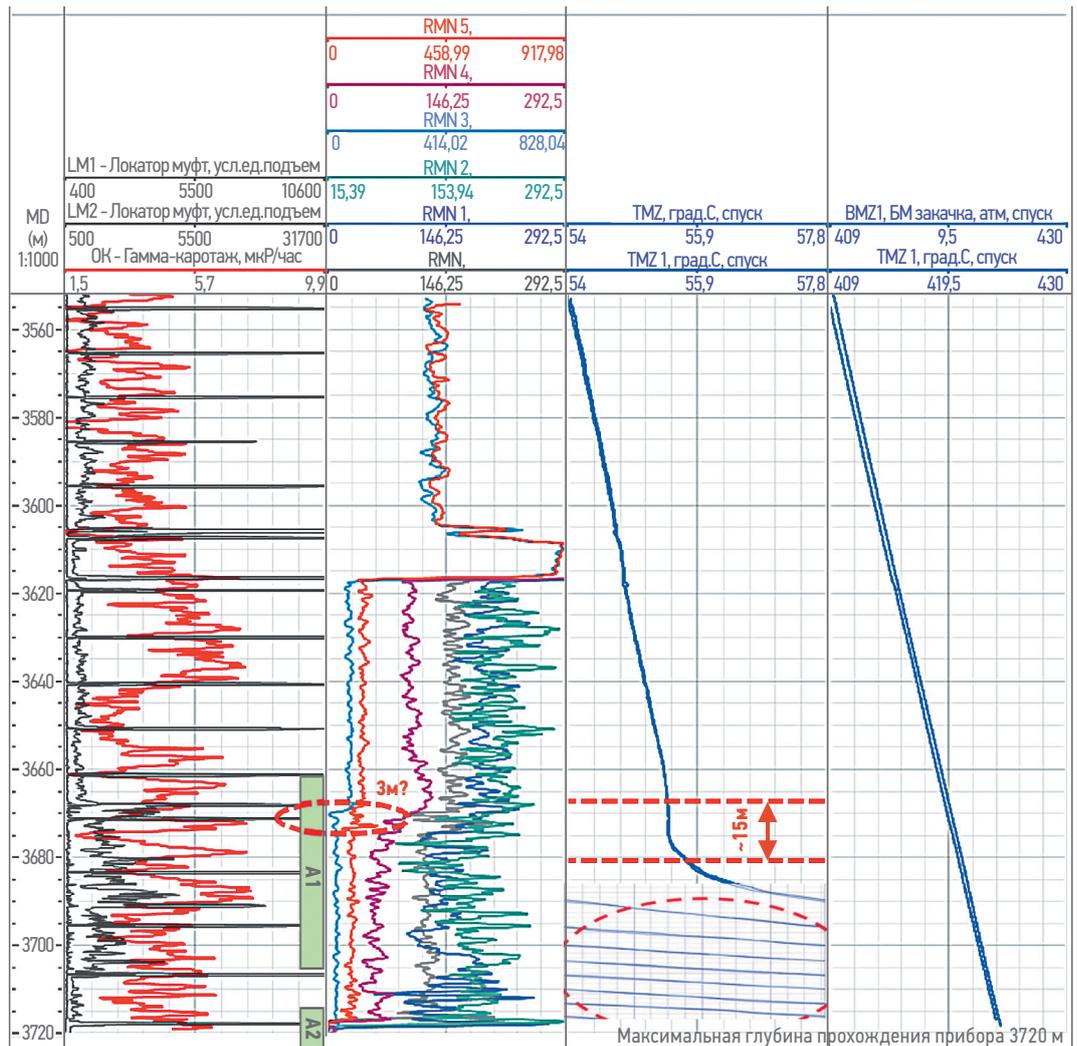


Рис. 3. Планшет ПГИ. Составлено авторами  
 Fig. 3. PLT results. Prepared by the authors

**Таблица 3.** Заключение ПГИ. Составлено авторами  
**Table 3.** Production logging results. Prepared by the authors

Пласт	Интервал перфорации, м	Работающие интервалы фильтра, м	Работающая толщина фильтра, м	Расход, %	Расход, м <sup>3</sup> /сут	Кдм
A1	3667,7–3705,8	3668,0–3669,0	1	24	76,8	0,09
		3669,4–3670,4	1	40	128	
		3674,0–3675,5	1,5	36	115,2	
Всего по пласту A1			3,5	100	320	
A2	3718,4–3732,9	не работает				
Всего по пласту A2			-	-	-	
Суммарная приемистость			3,5	100	320	

Интерпретация с оценкой гидропроводности выполнена по горизонтальному участку логарифмической производной давления на диагностическом графике КВД, условно принимая его за время, когда имеется псевдорadiaльный режим течения. Рассчитанные характеристики являются ориентировочными и среднеобъемными для двух пластов (табл. 4). Текущий радиус исследования составляет порядка ~180 м. По билогарифмическому графику зафиксировано влияние интерференции от ППД на поздних временах КВД (производная загибается вверх). Оценка пластового давления произведена по циклу КВД до влияния граничных условий на ~140 ч/ Re ~110 м и составляет 208 кгс/см. Из сравнения проб воды по шестикомпонентному анализу (6К-анализ) 28 марта получены следующие выводы:

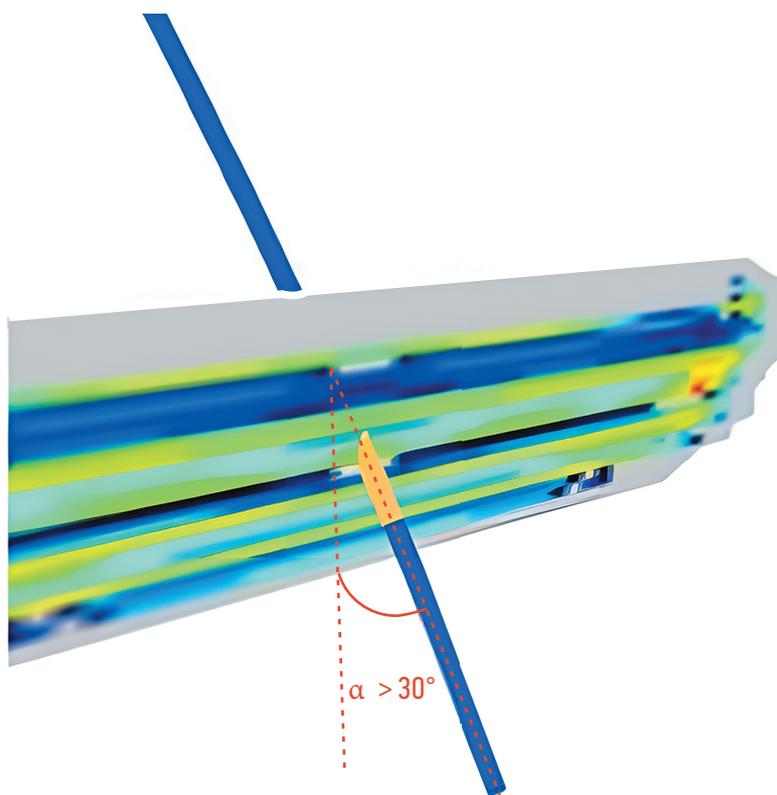
- для скв. \*966 и \*968, вероятно, обводнение происходит за счет поступления воды сеноманского пласта, используемой в системе поддержания пластового давления;
- для скв. \*930 подтверждается негерметичность эксплуатационной колонны в интервале пластов Сеноман — АС.

По трассерным исследованиям 18 апреля получена следующая информация (рис. 6):

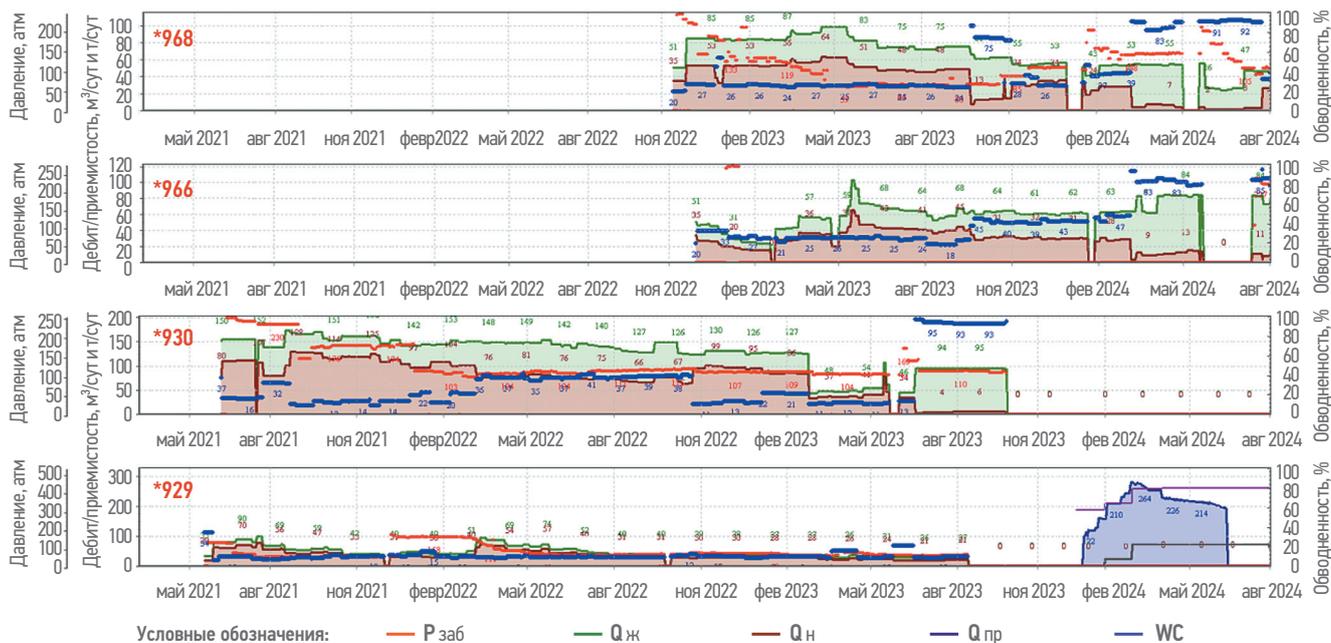
- трассер обнаружен в пробах продукции добывающих скважин \*102, \*104, \*931, \*963, \*966, \*968;
- в продукции скважин \*106, \*964 трассер не был зафиксирован ни в одном из выполненных отборов за период наблюдения (30.03.2024–18.04.2024);
- первые порции индикатора фиксировались спустя 1,7–3,7 суток с момента закачки в продукции скважин \*931, \*963, \*966 и 7.1–17.2 суток для скважин \*102, \*104, \*968;
- в зоны с низким фильтрационным сопротивлением (НФС), локализованные в направлении контрольных скважин, отмечается уход менее 0,5% суточной

закачки. При этом степень зависимости контрольных скважин от закачки составила 0,01–0,82%.

В мае 2024 г. выполнено КВД на скважине \*968, получен протокол (табл. 5). В данном случае расчет ФЕС и оценка состояния призабойной зоны пласта выполнены по конечному участку производной, условно принятый за псевдорadiaльный. Текущий радиус исследования составляет порядка ~140 м. Темп восстановления КВД ~0,8 кгс/см<sup>2</sup> в сутки. За пластовое давление принято значение на условном контуре питания 200 м. С точки зрения граничных условий влияния ППД со стороны скважины \*929 по анализу



**Рис. 4.** Угол вскрытия пласта скважиной \*929. Составлено авторами  
**Fig. 4.** Formation bedding angle for well \*929. Prepared by the authors



**Рис. 5.** История работы скважин рассматриваемого участка A1+A2. Составлено авторами  
**Fig. 5.** Wells production history. Prepared by the authors

производной давления не диагностируются. Однако, конечное давление на цикле КВД составляет  $305 \text{ кгс/см}^2$ , что выше первоначального —  $290,1 \text{ кгс/см}^2$ .

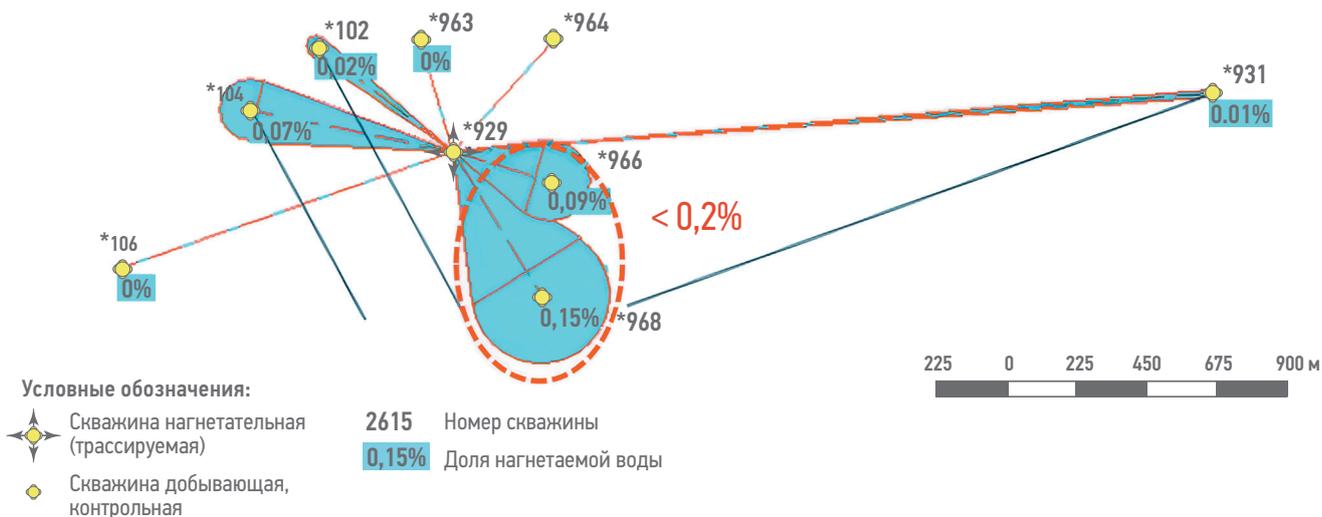
Рост обводненности на скважине \*968 отмечается в начале марта 2024 года с 38 до 91%. При этом дебит жидкости и забойное давление вели себя стабильно в апреле 2024 г. 29 мая снова были получены промежуточные данные трассерных исследований, результат практически не изменился:

1. Трассер обнаружен в пробах продукции добывающих скважин \*102, \*104, \*931, \*963, \*966, \*968.

2. В продукции скважины \*106 трассер не был зафиксирован ни в одном из выполненных отборов за период наблюдения (30.03.2024–02.05.2024).
3. По скважине \*964 не удалось выполнить ни одного отбора за рассматриваемый период наблюдения по причине проведения КРС.
4. Первые порции индикатора фиксировались спустя 1,7–3,7 суток с момента закачки в продукции скважин \*931, \*963, \*966 и 7,1–17,2 суток для скважин \*102, \*104, \*968.
5. В зоны НФС, локализованные в направлении контрольных скважин, отмечается

**Таблица 4.** Заключение по КВД (скв. \*966). Составлено авторами  
**Table 4.** Pressure Build-Up results. Prepared by the authors

Параметры	Значения
Коэффициент ствола скважины, $\text{м}^3/\text{см}^2/\text{кгс}$	0,151
Коэффициент гидропроводности, $(\text{Д} \cdot \text{см})/\text{сПз}$	3,7
Коэффициент продуктивности (на конец исследования), $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2)$	0,67
Проницаемость, мД	0,5
Интегральный скин-фактор, д.е.	-4,0
Скин кольтации стенок трещины, д.е.	1,8
Полудлина трещины, м	72,6
Расчетное пластовое давление (на верхние дыры перфорации (ВДП) пласта A1), $\text{кгс}/\text{см}^2$	196,1
Расчетное пластовое давление (на ВДП пласта A2), $\text{кгс}/\text{см}^2$	199,1
Забойное давление (на ВДП пласта A1), $\text{кгс}/\text{см}^2$	72,9
Расстояние до границы, м	111,0



**Рис. 6.** Карта распределения фильтрационных потоков (%). Составлено авторами  
**Fig. 6.** Map of Filtration Flow Distribution. Prepared by the authors

- уход до 1% суточной закачки. При этом степень зависимости контрольных скважин от закачки составила 0,01–1%.
- По текущим результатам выхода трассера следует определить основной вектор фильтрации закачиваемой воды от скважины \*929 к добывающим скважинам \*968, \*966.
  - Локализованные в первые 30 суток наблюдения зоны НФС представляются низкопроизводительными и обеспечивают прорыв части закачиваемой воды в объеме водозамещенной области породы до 15 м<sup>3</sup>.
  - Основной объем замещения определяется для скважин \*966, \*968 и распределяется от 4 до 7 м<sup>3</sup>.
  - Текущие результаты трассирования указывают на отсутствие высокой степени опережающего обводнения добывающих скважин закачиваемой водой. Основной вклад в обводненность скважин, вероятно, вносят фильтрационные потоки, формирующиеся на более поздних этапах заводнения.

Позднее установлено, что в южном направлении от исследуемых скважин находится другой лицензионный участок Y. Удалось получить краткую информацию по нему:

- примерное расположение скважин (снимок карты);
- данные ГРП: \*04; \*45; \*27; \*05; \*28; \*26; \*03, \*38 (таблица ГРП);
- индикаторные кривые на нагнетательных скважинах (заключения);
- заключения ПГИ;
- история работы нагнетательных скважин;
- результаты интерпретации геофизических исследований скважин.

В результате анализа ранее имеющейся и полученной информации были сделаны следующие выводы:

1. Один и тот же объект разработки.
2. Скважины лицензионного участка Y в большинстве своем работают в режиме авто-ГРП при забойных давлениях выше 460 атм.
3. При проведении ГДИС на скважине \*929 не удалось инициировать трещину авто-ГРП вследствие высоких значений обратных напряжений [2],  $\sigma_b$ . Разрыв должен был произойти примерно на 430 атм, которых из-за мощности спущенного насоса в водозаборную скважину достичь не удалось.
4. Скважины участка Y вскрывают пласт также под большим углом (~30°). В скважинах, азимут которых совпадает с направлением регионального стресса, по результатам ПГИ видно, что в оба пласта происходит фильтрация воды.

С учетом того, что полученная информация является неполной, был произведен расчёт развития техногенных трещин на двухфазной

**Таблица 5.** Заключение по КВД (скв. \*968). Составлено авторами  
**Table 5.** Pressure Build-Up Curve. Prepared by the authors

Параметры	Значения
Коэффициент ствола скважины, м <sup>3</sup> /см <sup>2</sup> /кгс	0,0745
Коэффициент гидропроводности, (Д*см)/сПз	2,5
Коэффициент продуктивности (на конец исследования), м <sup>3</sup> /(сут*кгс/см <sup>2</sup> )	0,37
Проницаемость, мД	0,2
Интегральный скин-фактор	-3,5
Скин кольматации стенок трещины, д.е.	2,1
Полудлина трещины, м	56
Расчетное пластовое давление (на ВДП пласта А1), кгс/см <sup>2</sup>	294,7
Забойное давление (на ВДП пласта А1), кгс/см <sup>2</sup>	141,1

гидрогеомеханической модели роста трещин авто-ГРП [3–6].

На рис. 7 указано приблизительное расположение скважин с учётом поворота на  $60^\circ$ , вызванное особенностью симулятора, который пока поддерживает моделирование распространения трещины вдоль горизонтальной оси.

Необходимо отметить, что расчеты были выполнены при отсутствии следующей информации:

- параметры работы добывающих скважин;
- данные ремонтно-изоляционных работ;
- данные выполненных геолого-технических мероприятий;
- координаты скважин.

Также в симуляторе отсутствовала возможность задать поле проницаемостей и давлений.

Исходя из ограничений модели и отсутствия необходимой информации, были приняты допущения:

- период моделирования — с 01.01.2024 по 21.06.2024;
- начальное давление 200 атм;
- проницаемость — 1 мД;
- относительные фазовые проницаемости рассматриваемого объекта участка X;
- полудлины трещин — 55 м;
- проницаемость трещин — 300 Д;
- ширина трещин — 4 мм.

В связи с вышеописанным полноценной адаптации не проводилось: забойные давления попадают в диапазон от 40 до 500 атм на добывающих и нагнетательных скважинах соответственно. Одним из инструментов настройки было уменьшение количества работающих портов на горизонтальной скважине.

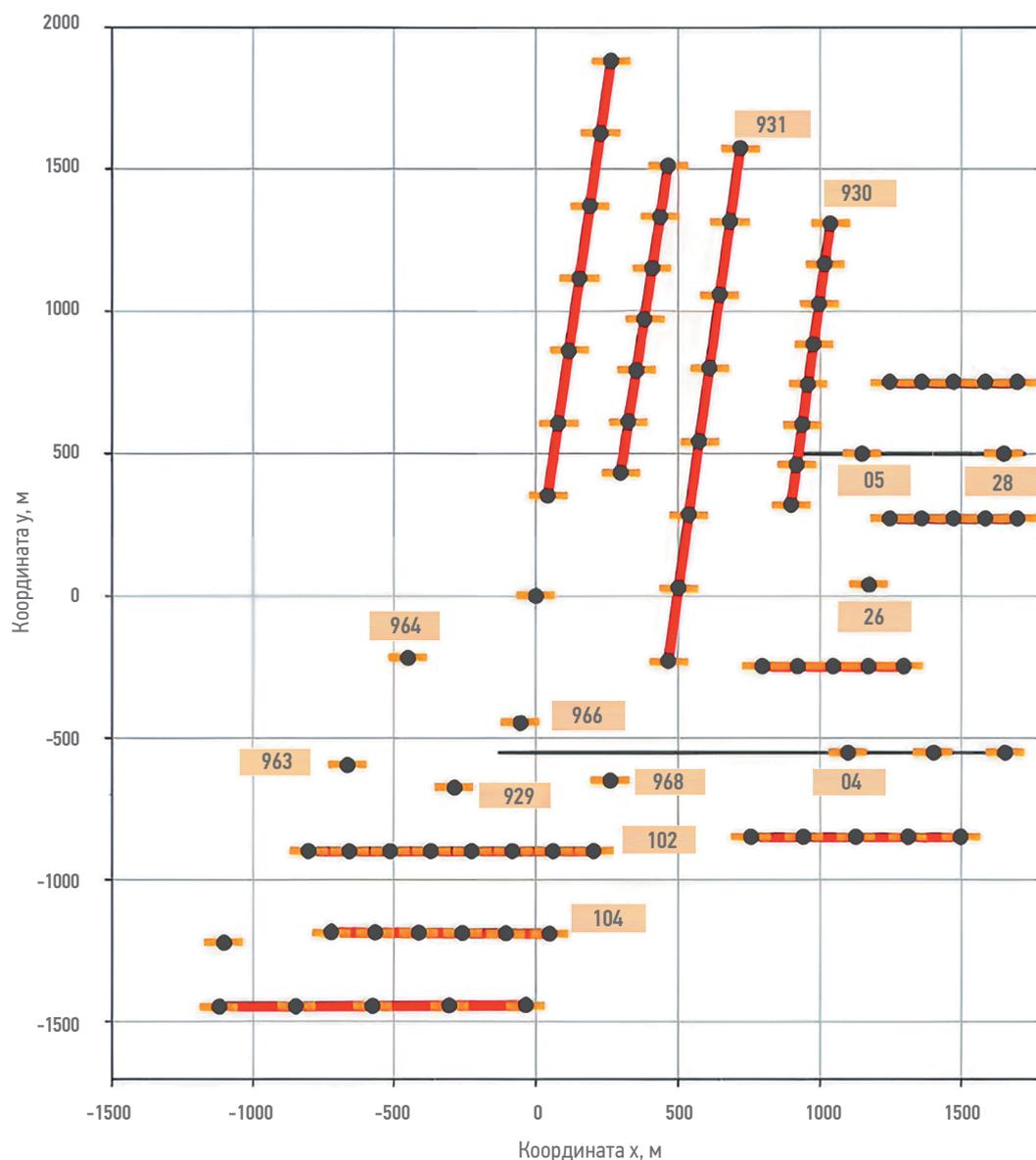


Рис. 7. Расположение скважин в прототипе гидрогеомеханического симулятора. Составлено авторами  
Fig. 7. Location of wells in a hydrogeomechanical software. Prepared by the authors

## РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате адаптации модели показано, что магистральные трещины авто-ГРП (линии черного цвета на **рис. 7**) могут прорываться на территорию лицензионного участка X в районы скважин \*968, \*966 и \*930. Изучив месячные показатели нагнетательных скважин на месторождении Y, можно отметить, что практически все нагнетательные скважины работают в режиме авто-ГРП и снижения приемистости во времени у скважины \*04 не происходит. В июне проведено КВД на добывающей скважине \*966, получили схожую картину на билогарифмическом графике, как и при первом исследовании (**табл. 6**). Проницаемость оценена по конечному участку производной, до начала влияния граничных условий. На поздних временах отмечается изменение на производной давления, что может являться результатом влияния закачки (вероятно, интерференция от нагнетательной скважины \*929 или \*04).

## ДИСКУССИЯ

При сравнении КВД для скважины \*966 оказалось, что пластовое давление выросло на 100 атм за 3 месяца (**рис. 8**). В результате проведения КВД в июле 2024 года на скважине \*929, было замечено, что расчетное пластовое давление составляет 220,4 кгс/см<sup>2</sup>, соответственно разница в пластовых давлениях между скважинами-соседями \*966 и \*929 составляет около 100 атм. На билогарифмическом графике

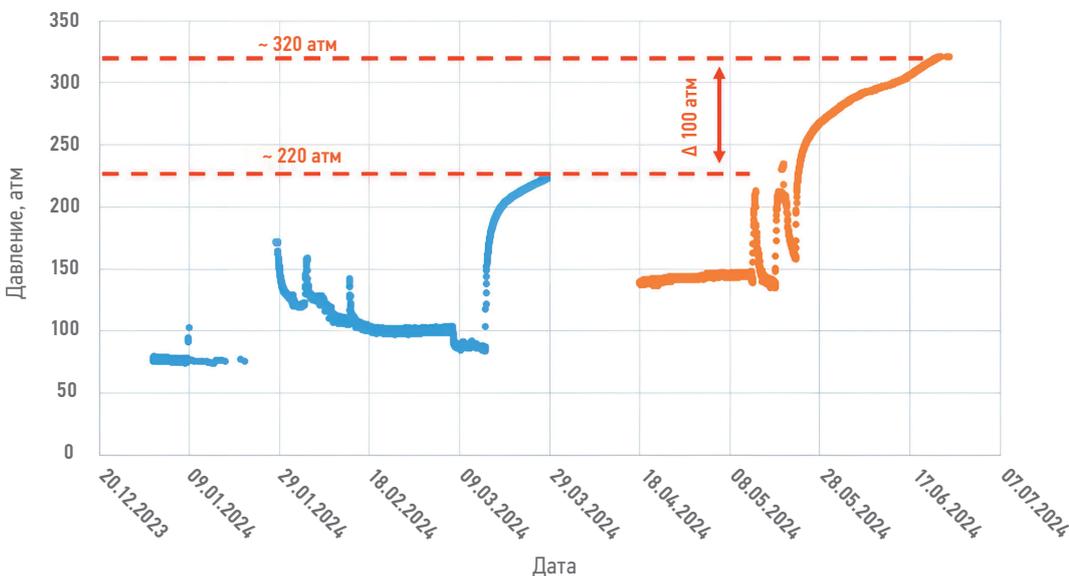
**Таблица 6.** Заключение по КВД (скв. \*966). Составлено авторами  
**Table 6.** Pressure Build-Up Curve. Prepared by the authors

Параметры	Значения
Коэффициент ствола скважины, м <sup>3</sup> /см <sup>2</sup> /кгс	0,186
Коэффициент гидропроводности, (Д*см)/сПз	3,2
Коэффициент продуктивности (на конец исследования), м <sup>3</sup> /(сут*кгс/см <sup>2</sup> )	0,66
Проницаемость, мД	0,448
Интегральный скин-фактор, д.е.	-5,43
Скин кольматации стенок трещины, д.е.	1,48
Полудлина трещины, м	148
Расчетное пластовое давление (на ВДП пласта А1), кгс/см <sup>2</sup>	275,37
Забойное давление (на ВДП пласта А1), кгс/см <sup>2</sup>	147,36
Расстояние до непроницаемой границы, м	184

отчетливо заметна зона влияния повышенного давления (производная загибается вниз). Этот факт является неопровержимым доказательством того, что причиной обводнения двух соседних добывающих скважин является магистральная трещина авто-ГРП с соседнего лицензионного участка Y, образование которой подтверждается в рамках секторного моделирования.

## ВЫВОДЫ

Проведенные исследования позволили установить ключевые причины резкого увеличения уровня обводненности добывающих скважин на месторождении X. Основным фактором стало формирование



**Рис. 8.** Сравнение КВД. Составлено авторами  
**Fig. 8.** Comparison between Pressure Build-Up Curve. Prepared by the authors

магистральных трещин авто-ГРП в соседних нагнетательных скважинах, которые пересекли границы лицензионных участков и создали гидродинамические связи между зонами закачки и добычи. Это подтверждено результатами интерпретаций КВД и КПД (кривой падения давления), показавшими рост пластового давления на 100 атм за 3 месяца в зонах влияния закачки, а также ощутимую разницу пластовых давлений скважин \*966, \*968 по отношению к \*929.

Результаты моделирования на 2D двухфазной гидрогеомеханической модели роста трещин авто-ГРП подтвердили, что трещины могут достигать соседних лицензионных участков, создавая угрозу межскважинной

интерференции и обводнения добываемой продукции.

Проведенные исследования и расчеты, а также выполненный комплексный анализ всей имеющейся информации позволили опровергнуть преждевременные выводы опытно-промышленных работ и определить настоящую причину обводнения добывающих скважин. Благодаря этому работы по оценке эффективности заводнения на других участках рассматриваемого объекта в настоящее время продолжают. Неполное представление о соседнем лицензионном участке в пределах одного разрабатываемого месторождения сыграло важную роль в последовательности действий данного исследования.

#### Список литературы

1. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. Москва: МАКС Пресс. 2008; 476.
2. *Golovin S.V., Baykin A.N.* Influence of pore pressure on the development of a hydraulic fracture in poroelastic medium. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2018;108:198–208. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2018.04.055>
3. *Калинин С.А., Байкин А.Н., Абдуллин Р.Ф.* [и др.]. Анализ слияния трещин авто-ГРП в рядной системе разработки с помощью математического моделирования. *Нефтяное хозяйство*. 2022;12: 40–45. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-40-45>
4. *Копейкин Р.Р., Абдуллин Р.Ф., Калинин С.А.* [и др.]. Моделирование гидродинамических исследований скважин с учетом авто-ГРП в рядной системе разработки. *Нефтяное хозяйство*. 2023;12:30–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-30-35>
5. *Baykin A.N., Abdullin R.F., Dontsov E.V., Golovin S.V.* Two-dimensional models for waterflooding induced hydraulic fracture accounting for the poroelastic effects on a reservoir scale. *Geoenergy Sci. Eng.* 2023;224: 211600. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211600>
6. *Сибин А.Н., Абдуллин Р.Ф., Байкин А.Н.* [и др.]. Использование адаптивных сеток для моделирования распространения трещины авто-ГРП. IX Всероссийская научная конференция с элементами школы молодых учёных «Термофизика и физическая гидродинамика», Сочи, 8–15 сентября 2024 г.: тезисы докладов. 2024; 59.

#### References

1. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I.* *Hydrodynamic and field-technological studies of wells*. Moscow, MAKS Press. 2008; 476 (In Russ.)
2. *Golovin S.V., Baykin A.N.* Influence of pore pressure on the development of a hydraulic fracture in poroelastic medium. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2018;108:198–208. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2018.04.055>
3. *Kalinin S.A., Baykin A.N., Abdullin R.F. et al.* Modeling and analysis of hydraulic fractures coalescence during waterflooding in a direct line drive pattern. *Oil Industry Journal*. 2022;12: 40–45. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-40-45>
4. *Kopeikin R.R., Kalinin S.A., Abdullin R.F. et al.* Well test simulation accounting induced fracture in a linear development system. *Oil Industry Journal*. 2023;12:30–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-30-35>
5. *Baykin A.N., Abdullin R.F., Dontsov E.V., Golovin S.V.* Two-dimensional models for waterflooding induced hydraulic fracture accounting for the poroelastic effects on a reservoir scale. *Geoenergy Sci. Eng.* 2023;224: 211600. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211600>
6. *Sibin A.N., Abdullin R.F., Baykin A.N. et al.* *Use of Adaptive Grids for Modeling of Auto-GWP Crack Propagation*. IX All-Russian Scientific Conference with Elements of the School of Young Scientists "Thermophysics and Physical Hydrodynamics", Sochi, September 8–15, 2024: abstracts. 2024; 59.

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Р.Р. Копейкин** — руководство проведением ОПР, разработка концепции статьи, подготовка текста статьи, окончательное утверждение публикуемой версии статьи. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.Г. Маслак** — интерпретация результатов ГДИС, обсуждение полученных данных.

**Г.В. Жевлаков** — обработка исходной информации и анализ результатов ПГИ, формирование выводов.

**Roman R. Kopeikin** — managing the pilot works, developing the concept of the article, preparing the text of the article, final approval of the published version of the article. Agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Sergey G. Maslak** — interpretation of the hydrodynamic well testing results, discussion of the obtained data.

**Gleb V. Zhevlakov** — processing of initial information and analyzing the results of the field geophysical well testing, drawing conclusions.

**С.А. Калинин** — оказание экспертной поддержки, проведение анализа трассерных исследований, формирование выводов.

**А.Н. Байкин** — разработка и реализация математической модели, управление командой разработки модели, правка финальной версии статьи.

**Р.Ф. Абдуллин** — разработка и реализация математической модели, проведение расчетов.

**А.Н. Сибин** — реализация и тестирование математической модели, проведение расчетов.

**Д.А. Соколова** — подготовка графических материалов, правка финальной версии статьи.

**Д.Н. Гуляев** — проведение корректировки и оформления результатов, технический перевод.

**Sergey A. Kalinin** — providing expert support, analyzing tracer studies, drawing conclusions.

**Alexey N. Baykin** — development and implementation of the mathematical model, management of the model development team, editing of the final version of the paper.

**Rustam F. Abdullin** — development and implementation of the mathematical model, carrying out calculations.

**Anton N. Sibin** — implementation and testing of the mathematical model, performing calculations.

**Darya A. Sokolova** — preparation of graphic materials, editing of the final version of the article.

**Danila N. Gulyaev** — correcting and formalizing the results, technical translation.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Роман Романович Копейкин\*** — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Сергей Григорьевич Маслак** — начальник отдела, Группа компаний «Газпром нефть»

**Глеб Витальевич Жевлаков** — специалист-руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

**Сергей Александрович Калинин** — кандидат технических наук, эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

**Алексей Николаевич Байкин** — старший научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, Новосибирский государственный университет

**Рустам Фаритович Абдуллин** — младший научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, Новосибирский государственный университет

**Антон Николаевич Сибин** — научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, Новосибирский государственный университет

**Дарья Алексеевна Соколова** — ведущий специалист, СПбПУ НОЦ «Газпромнефть — Политех»

**Данила Николаевич Гуляев** — заместитель руководителя отдела, ООО «Софойл»

**Roman R. Kopeikin\*** — Head of the direction, Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Sergey G. Maslak** — Head of department, Gazprom neft company group

**Gleb V. Zhevlakov** — Specialist project manager, Gazprom neft company group

**Sergey A. Kalinin** — Cand. Sci. (Eng.), Expert, Gazprom neft company group

**Alexey N. Baykin** — Senior researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of SB of RAS, Novosibirsk State University

**Rustam F. Abdullin** — Junior researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of SB of RAS, Novosibirsk State University

**Anton N. Sibin** — Researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of SB of RAS, Novosibirsk State University

**Darya A. Sokolova** — Leading specialist, SPbPU Gazpromneft-Polytech Research and Education Center

**Danila N. Gulyaev** — Deputy head of department, LLC Sofoil

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ПОВЫШЕНИЕ УСПЕШНОСТИ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ ИМПУЛЬСНО-КОДОВОГО ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

© Коллектив авторов,  
2025



**А.А. Лутфуллин<sup>1</sup>, И.С. Каримов<sup>1</sup>, И.Р. Мухлиев<sup>1</sup>, Д.Н. Гуляев<sup>2,\*</sup>, Р.А. Мингараев<sup>2</sup>, И.Р. Бурангулов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, РФ, Альметьевск

<sup>2</sup> ООО «Софойл», РФ, Казань

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

**Введение.** В настоящее время одним из актуальных вопросов для нефтедобывающей индустрии является локализация остаточных извлекаемых запасов углеводородов в межскважинном пространстве пластов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

**Цель.** Настоящая работа направлена на исследование межскважинных интервалов пластов с целью доизучения геологического строения объекта и выявления перспективных зон для уплотняющего бурения и вовлечения в разработку ранее не дренируемых запасов нефти. Дополнительная задача состояла в оценке эффективности работы нагнетательных скважин и количественном определении их влияния на добывающее окружение.

**Материалы и методы.** Задача изучения межскважинных интервалов пластов зрелого месторождения выполнялась с помощью технологии импульсно-кодového гидропрослушивания, которая является разновидностью межскважинного гидропрослушивания. В исследовании участвуют одна возмущающая скважина и несколько реагирующих. Благодаря изменению дебита возмущающей скважины в пласте создаются импульсы изменения давления, которые распространяются в породе и регистрируются в реагирующих скважинах с помощью высокоточных кварцевых приборов. Особенностью технологии является создание специального «кода» исследования путем чередования различных по времени циклов закачки и остановки возмущающей скважины. Данный специальный «код» позволяет из всего набора зарегистрированных данных изменения давления вычлнить только те компоненты, которые связаны с изменением работы возмущающей скважины. Именно эта особенность технологии позволяет не останавливать реагирующие добывающие скважины, так как даже на фоне сильных шумов в работающей скважине удается выявить полезный сигнал, провести интерпретацию и принять решение о наличии или отсутствии запасов углеводородов в межскважинном пространстве.

**Результаты.** По результатам проведения исследования было выявлено влияние возмущающей скважины на реагирующие скважины окружения. В исследуемых скважинах определены пластовые давления. В межскважинных интервалах определены связанные толщины и средняя насыщенность.

**Заключение.** На основании полученных результатов выбрано оптимальное положение для бурения бокового ствола из одной из пьезометрических скважин с целью «довыработки» локализованных запасов углеводородов, что и было осуществлено. Добыча нефти из данной скважины подтвердила высокую экономическую привлекательность данных операций на исследуемом объекте, несмотря на уже весьма высокую выработку извлекаемых запасов.

**Ключевые слова:** локализация остаточных запасов углеводородов, импульсно-кодového гидропрослушивание, увеличение выработки, межскважинные исследования, зарезка бокового ствола, повышение добычи

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

**Для цитирования:** Лутфуллин А.А., Каримов И.С., Мухлиев И.Р., Гуляев Д.Н., Мингараев Р.А., Бурангулов И.Р. Повышение успешности зарезок боковых стволов на зрелых месторождениях с помощью технологии импульсно-кодového гидропрослушивания. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):70–79. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-70-79>

*Статья поступила в редакцию 12.03.2025*

*Принята к публикации 01.04.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

BROWN FIELD SIDE TRACING AND INFILL DRILLING EFFICIENCY IMPROVEMENT BY CROSS-WELL PULSE-CODE PRESSURE INTERFERENCE TESTING

**Azat A. Lutfullin<sup>1</sup>, Ildar S. Karimov<sup>1</sup>, Ilnur R. Mukhliev<sup>1</sup>, Danila N. Gulyaev<sup>2,\*</sup>, Ramil A. Mingaraev<sup>2</sup>, Ilshat R. Burangulov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, RF, Almeteyevsk

<sup>2</sup> Sofoil LLC, RF, Kazan

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

**Introduction.** Nowadays one of the strongest challenges for oil industry is hydrocarbon residual reserves localization in the cross-well space at mature oilfields.

**Goal.** The paper describes the cross-well reservoir tests for the most promising oil-saturated areas revealing and drilling infill wells and sidetracks to increase oil recovery. Another purpose of the study is to assess the water flooding system efficiency and quantify its impact on surrounding producer wells.

**Materials and methods.** The cross-well reservoir scanning at the mature oilfield was performed by the pulse code testing technology. It is a special kind of pressure interference testing. The study involves one generator well and several receiving wells. Generator well dramatical changing the rate and it creates pressure pulses, which propagate through the reservoir and are registered by high-accuracy quartz pressure gauges at the receiving wells. The key advantage of the technology is the creation of a special pressure "code" in a generator well by injection and shut-in periods of different durations. This special code allows to decompose the receivers' pressure recording and recognize only the pressure variation connected to the generator rate changes. This allows not to shut oil producers during the test, as the particular pressure response can be revealed even in a presence of strong pressure noise of different nature. pressure response can be interpreted and water-oil displacement efficiency between wells can be assessed.

**Results.** The study quantified the pressure impact of the generator well on the surrounding wells. Also, the current reservoir pressure in tested wells was evaluated. The study also assessed connected net-pay thickness and current saturation in a cross-well space.

**Conclusion.** Based on results it was recommended to drill sidetrack from one of the pressure observation wells to increase the production and recovery. It was performed and oil production from the well confirmed high economic efficiency of these operations at the studied field, despite the already very high current oil recovery.

**Keywords:** oil reserves localization, pulse code testing, recovery increase, cross-well testing, sidetracking, oil production enhancement

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

**For citation:** Lutfullin A.A., Karimov I.S., Mukhliev I.R., Gulyaev D.N., Mingaraev R.A., Burangulov I.R. Brown field side tracing and infill drilling efficiency improvement by cross-well pulse-code pressure interference testing. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):70–79. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-70-79>

Manuscript received 12.03.2025

Accepted 01.04.2025

Published 30.06.2025

## ВВЕДЕНИЕ

Цели исследования:

1. Оценить эффективность работы скважины I1, ее влияние на окружающие скважины.
2. Оценить выработку запасов углеводородов (УВ) в межскважинном пространстве для повышения успешности уплотняющего бурения.

## ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В данной работе представлен пример проведения исследования на одной из залежей крупного нефтяного месторождения Волго-Уральского бассейна. Месторождение находится на поздней стадии разработки, имеет довольно сложное геологическое строение, обусловленное большим различием свойств пластов в разрезе, их вертикальной и латеральной неоднородностью и фациальной изменчивостью. Продуктивный горизонт залегает на абсолютной отметке 1400 м. Общая толщина основного эксплуатационного объекта достигает 12 м, эффективная нефтенасыщенная составляет 5–6 м.

## МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Технология импульсно-кодowego гидропрослушивания (ИКГ) представляет собой прове-

дение межскважинного гидродинамического исследования для оценки свойств пласта и наличия запасов нефти. Отметим, что оно особенно полезно для подобных зрелых месторождений, где неясно распределение текущих запасов как по вертикали, так и по латерали. Участок исследования представлен нагнетательными скважинами I1, I2, I3, добывающими скважинами P1, P2, P3 (рис. 1).

**ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ УВ В ПЛОХО ДРЕНИРУЕМЫХ ЗОНАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ И ВЫЯВЛЕНИЯ ЗОН ДЛЯ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ, ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД ПОВЫШАЮЩИЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИМПУЛЬСНО-КОДОВОГО ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ.**

Скважина I1 являлась возмущающей, скважины I2, I3, P1, P2, P3 — реагирующими. Во все скважины, участвующие в исследовании, спущены глубинные манометры-термометры для регистрации забойного давления. Результаты измерений приведены на рис. 2. Синим цветом выделено первичное забойное давление с приборов с масштабом по левой оси, красным — детрендрованное давление (то есть давление, из которого исключен



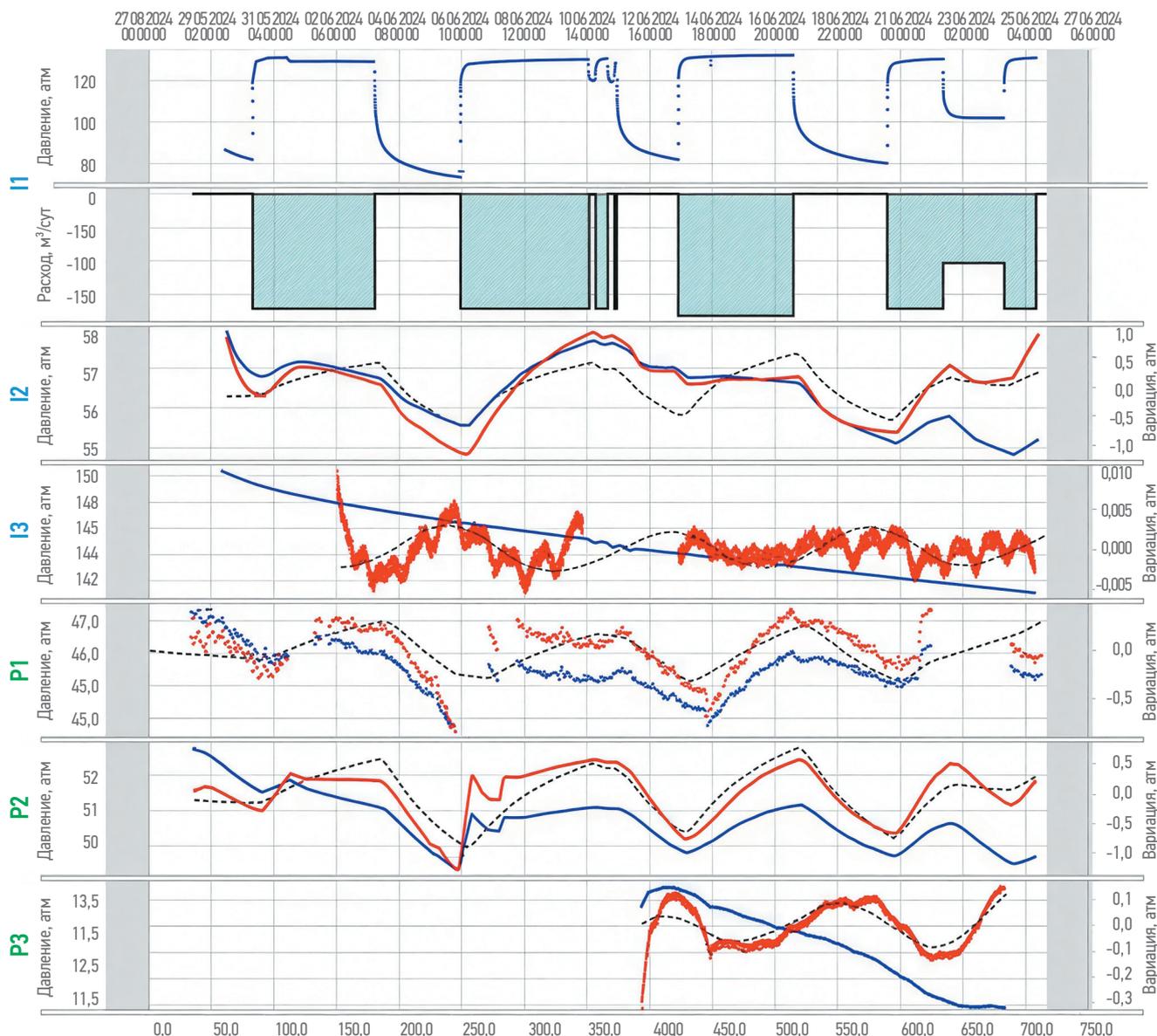


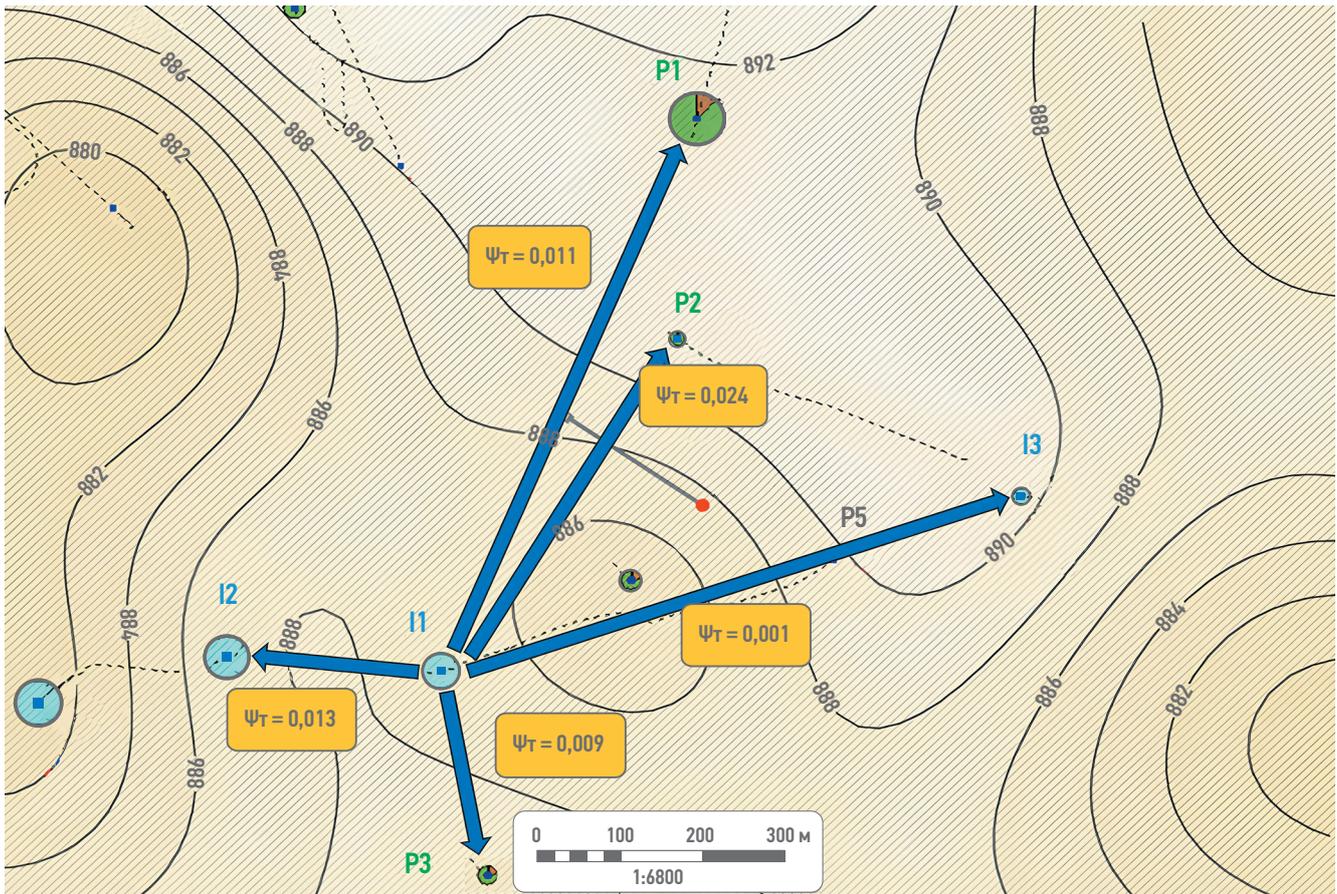
Рис. 2. Записи давления и заначки в скважинах. Составлено авторами  
 Fig. 2. Pressure and injection rate records in wells. Compiled by the authors

флюидов и модели Баклея–Леверетта рассчитаны средние связанные эффективные толщины в межскважинном пространстве

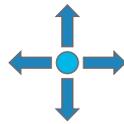
и средняя текущая водонасыщенность, а также текущая выработка запасов  $E_{Dow}$  (3) и спрогнозирована обводненность скважин

Таблица 1. Сравнение гидро- и пьезопроводности по ИКГ и РИГИС. Составлено авторами  
 Table 1. Comparison of reservoir transmissibility (s) and diffusivity (c) by PCT and well logs. Compiled by the authors

Скважина	ИКГ		РИГИС	
	$\sigma$ , мД*м/сПз	$\chi$ , м <sup>2</sup> /с	$\sigma$ , мД*м/сПз	$\chi$ , м <sup>2</sup> /с
I1	-	-	3948	0,15
P3	861,5	0,12	121	0,15
P2	1050,7	1,27	340	0,37
P1	1638,0	1,65	1669	1,35
I2	1981,4	0,49	6263	3,00
I3	11397	0,22	182	1,00



Условные обозначения:  $\Psi_T$  — Единичное влияние генератора при единичной закачке, атм/1м<sup>3</sup>/сут



Возмущающая скважина

**Рис. 3.** Единичное межскважинное влияние по ИКГ на структурной карте кровли пласта (давление в реагирующей скважине вследствие нагнетания в возмущающей скважине I1 с расходом 1 м<sup>3</sup>/сут на протяжении 1 месяца). Условные обозначения на рис. 1. Составлено авторами  
**Fig. 3.** A unit-rate pressure impact by PCT on the structural map of the reservoir (pressure response in the offset well due to well I1 injection with a flow rate of 1 m<sup>3</sup>/day for 1 month). Legend in Fig.1. Compiled by the authors

в случае уплотняющего бурения в исследованных интервалах.

$$E_{Dow} = 1 - \frac{V_{0,LEFT}}{V_{0,INITIAL}} = \frac{1 - s_{wi} - s_{orw}}{1 - s_{wi}}, \quad (3)$$

где  $S_{wi}$  — начальная водонасыщенность,  $S_{orw}$  — текущая нефтенасыщенность. Результаты по оценке текущей выработки запасов и оценке потенциальной обводненности добываемой продукции при бурении в межскважинном интервале приведены в табл. 2 и рис. 5.

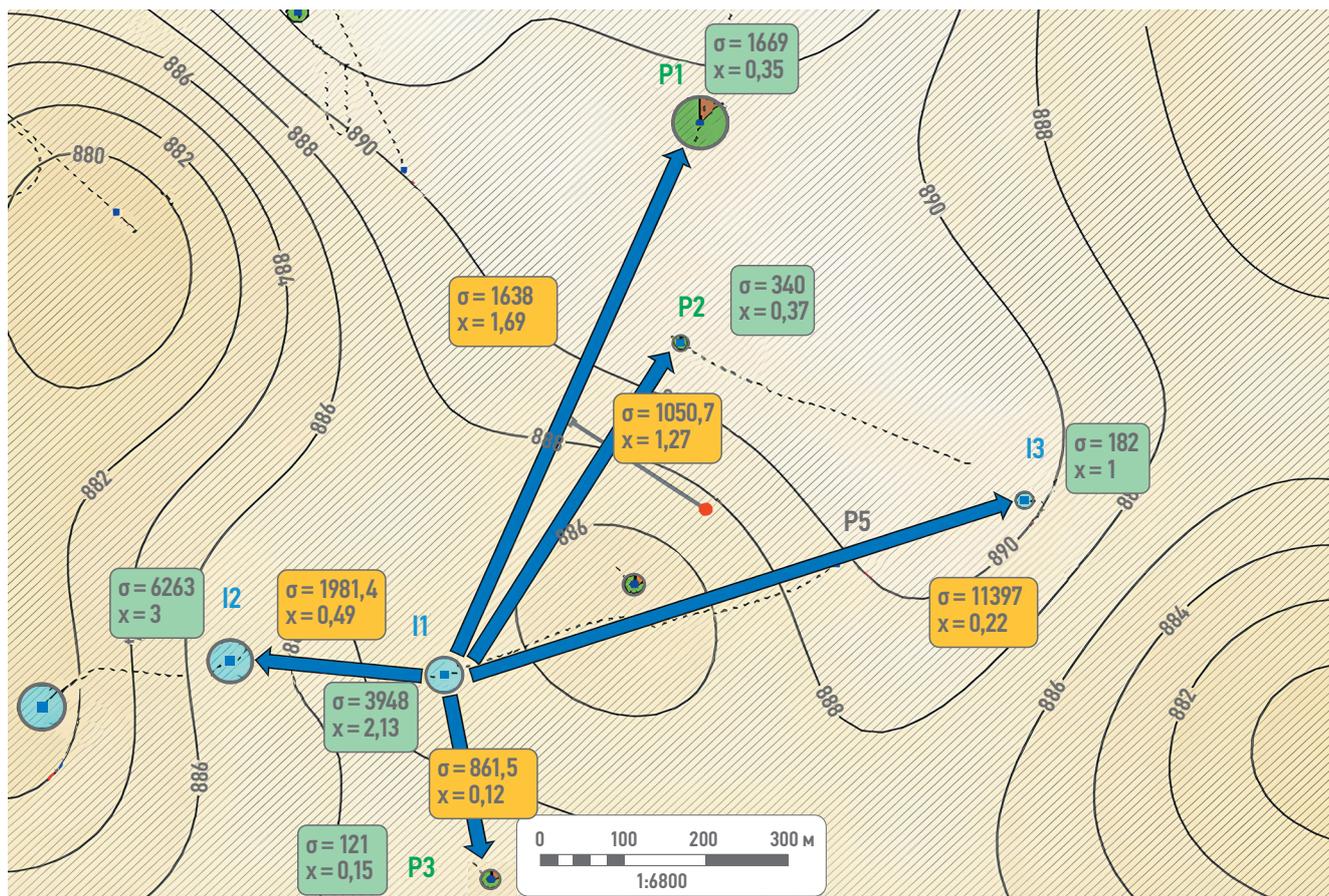
### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

По результатам ИКГ удалось выявить влияние возмущающей скважины на ее окружение, выявлено отсутствие выклинивания пласта-коллектора в исследованном районе. Подтверждена эффективность работы скважины I1, количественно определено

влияние ее работы на каждую из окружающих ее добывающих скважин. Таким образом, можно заранее рассчитать, насколько вырастет пластовое давление в каждой из добывающих скважин, если усилить нагнетание в скважине I1.

По результатам изучения межскважинного пространства определено, что интервалы I1 — P1 и I1 — P2 являются неполностью выработанными и имеется потенциал для уплотняющего бурения в данном районе. На основе определенных фильтрационных свойств пласта и текущего пластового давления спрогнозирован дебит уплотняющих скважин, на основе оцененной по ИКГ выработки спрогнозирована обводненность уплотняющих скважин.

Таким образом, исследование позволило оценить локализованные запасы углеводородов в межскважинных интервалах для принятия решения о проведении уплотняющего бурения в этом районе.



Условные обозначения: ИКГ  $\sigma$  — Гидропроводность, мД·м/сПз ↕ Возмущающая скважина  
РИГИС  $x$  — Пьезопроводность, м<sup>2</sup>/сек ↔

Рис. 4. Гидро и пьезопроводности ( $s$  &  $c$ ) по ИКГ на структурной карте кровли пласта. Условные обозначения на рис. 1. Составлено авторами  
 Fig. 4. Reservoir transmissibility ( $s$ ) and diffusivity ( $c$ ) by PCT on the structural map of the reservoir. Legend in Fig. 1. Compiled by the authors

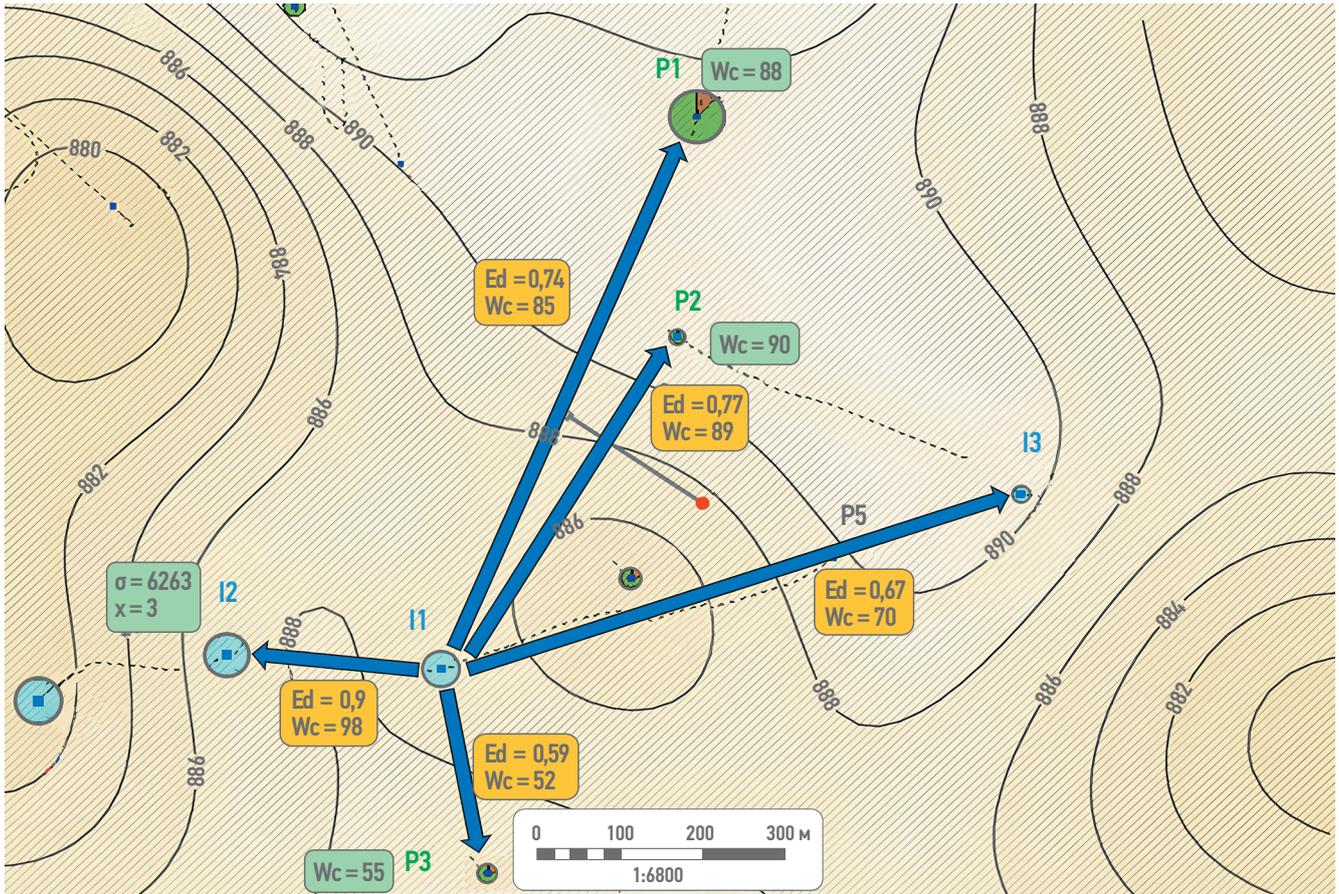
Ожидаемый дебит скважины после бурения составлял 30 м<sup>3</sup>/сут, обводненность — 65–70%.  
 На основе данной информации по результатам исследования принято решение, что ожидаемые параметры скважины

являются рентабельными, что позволило выполнить бурение бокового ствола в данном районе из скважины X1.  
 Динамика основных параметров работы пробуренной скважины представлена на рис. 6.

Таблица 2. Результаты определения выработки запасов углеводородов, текущей водонасыщенности и прогнозной обводненности.  
 Составлено авторами

Table 2. Hydrocarbon reserves recovery, current water saturation, displacement efficiency and forecasted water cut. Compiled by the authors

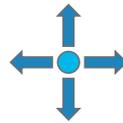
Интервал	Охват заводнением по разрезу, м	Выработка запасов, д.ед.	Прогнозная Водонасыщенность, д.ед.	Прогнозная обводненность, %
I1 → I2	23,6	0,90	0,75	98
I1 → I3	300,0	0,67	0,50	70
I1 → P1	5,8	0,74	0,55	85
I1 → P2	5,0	0,77	0,57	89
I1 → P3	42,0	0,59	0,45	52



Условные обозначения:

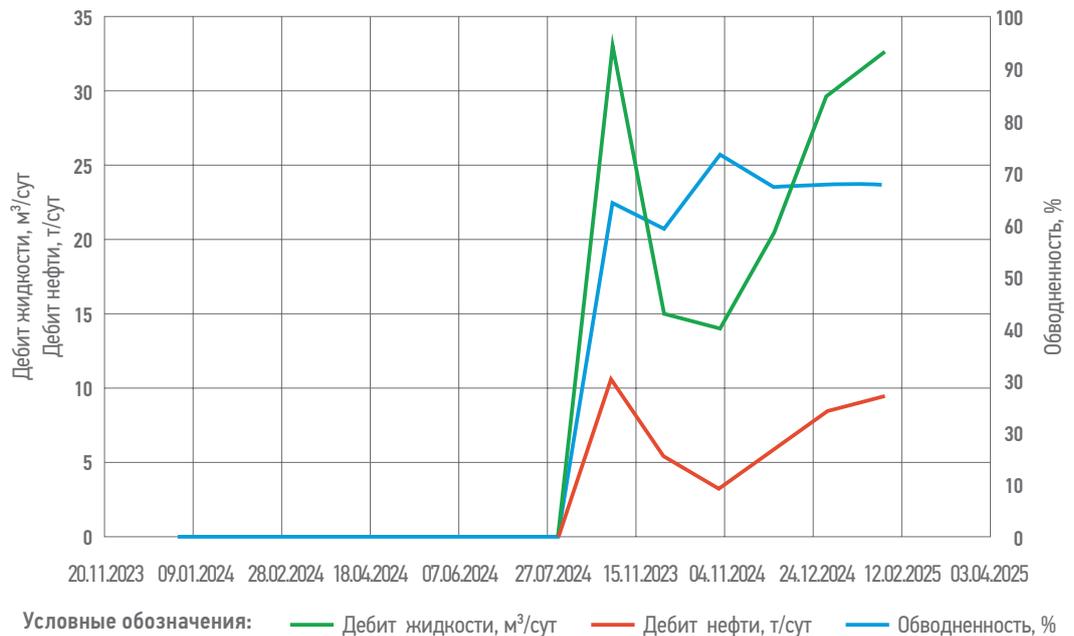


Ed — Выработка, д. ед.  
Wc — Обводненность, %



Возмущающая скважина

Рис. 5. Текущая выработка и прогнозная обводненность по ИКГ. Условные обозначения на рис. 1. Составлено авторами  
Fig. 5. Current displacement efficiency and predicted water cut based on PCT results. Legend in Fig. 1. Compiled by the authors



Условные обозначения: — Дебит жидкости, м³/сут — Дебит нефти, т/сут — Обводненность, %

Рис. 6. Динамика основных показателей работы скважины X1. Составлено авторами  
Fig. 6. Well X1 production dynamics. Compiled by the authors

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученная добыча нефти признана успешной.

После проведения зарезки бокового ствола на сегодняшний день наблюдается тренд роста добычи жидкости вследствие влияния нагнетательных скважин и нефти, и соответственно нет возможности напрямую оценить прогнозную накопленную добычу по кривым падения добычи нефти до и после бурения бокового ствола. По новому стволу наблюдается рентабельная добыча нефти 7–10 т/сут, несмотря на то что средний дебит нефти скважин данного объекта значительно ниже.

На данный момент наблюдается растущий тренд добычи нефти.

Следует отметить, что компания-оператор уже на протяжении многих лет практикует проведение сканирующих ИКГ на всех участках уплотняющего бурения, где это технологически выполнимо, для минимизации рисков бурения в промытые области пласта в связи с тем, что текущая выработка приближается к 1 и без дополнительных исследований вероятность бурения неуспешных скважин довольно высока. Таким образом, ИКГ вносит важный вклад в повышение эффективности капитальных затрат на бурение.

### Список литературы

1. Андаева Е., Асфандияров Д.Д., Бабочкина Д.В., Гуляев Д.Н., Зинуров Л.А., Кричевский В.М., Лутфуллин А.А., Мингараев Р.А., Фархутдинов И.З. Внедрение технологии динамического 3d моделирования сложнопостроенных залежей с калибровкой на результаты межскважинных исследований. Российская отраслевая энергетическая конференция. Сборник материалов конференции. — Москва, 2023. — С. 936–944.
2. Андреева Е.Е., Волков Ю.В., Зинуров Л.А., Мингараев Р.А., Фаткуллин М.Р., Хазиев Р.Р. Импульсно-кодированное гидропрослушивание. Exposition Oil Gas. 2021;5:35–39. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-5-35-39>
3. Асланян А., Асланян И., Фарахова Р. Оценка макроэкономической динамической проницаемости на основе анализа давления и шумов (SPE-175550-MS). Конференция и выставка SPE по характеристике и моделированию пластов. — Абу-Даби, ОАЭ, 2015. <https://doi.org/10.2118/175550-MS>
4. Асланян А., Асланян И., Фарахова Р. Применение многоскважинного импульсно-кодированного гидропрослушивания для калибровки 3D-моделей (SPE-181555-MS). Ежегодная техническая конференция и выставка SPE. — Дубай, ОАЭ, 2016. <https://doi.org/10.2118/181555-MS>
5. Асланян А., Асланян И., Кричевский В., Минахметова Р., Рафинов Р., Таипова В., Трусов А., Фарахова Р. Верификация остаточных запасов методом мульти-скважинного импульсно-кодированного гидропрослушивания (SPE-187927-MS). Российская нефтегазотехнологическая конференция SPE. — Москва, Россия, 2017. DOI: 10.2118/187927-MS.
6. Асланян А., Гайнутдинова Л., Мякешев Н., Фарахова Р. Мониторинг эффективности заводнения карбонатного коллектора с помощью межскважинного импульсно-кодированного гидропрослушивания (SPE-189258-MS). Симпозиум SPE: Повышение эффективности добычи и оптимизация затрат. — Куала-Лумпур, Малайзия, 2017. <https://doi.org/10.2118/189258-MS>
7. Асланян А., Ганиев Б., Гуляев Д., Зинуров Л., Каримов И., Лутфуллин А., Мингараев Р., Мухлиев И., Фарахова Р. Рекомендации по оптимизации системы ППД на основе комплекса скважинных исследований и импульсно-кодированного гидропрослушивания (SPE-201918-RU). Российская нефтегазотехнологическая конференция SPE. — 2020. <https://doi.org/10.2118/201918-MS>
8. Асланян А., Ганиев Б., Гуляев Д., Зинуров Л., Лутфуллин А., Никонорова А., Фарахова Р., Фархутдинов И.З. Интегрированная технология локализации остаточных запасов и увеличения рентабельности на зрелых месторождениях (SPE-205172MS). SPE Europec на 82-й конференции и выставке EAGE. — Амстердам, Нидерланды, 2021. <https://doi.org/10.2118/205172-MS>
9. Асланян А.М., Жданов И.А., Пахомов Е.С., Фарахова Р.Р. Интегрированная технология изучения месторождений на поздней стадии разработки для повышения добычи и нефтеизвлечения. PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2020; 61–66.
10. Асланян А.М., Гарнышев М.Ю., Гусс Р.В., Жданов И.А., Ибраев Н.П., Кричевский В.М., Кузнецов М.А., Пахомов Е.С., Попов А.Ю. Вторая жизнь зрелых месторождений с помощью интегрированной технологии локализации запасов (SPE-206494MS). Российская нефтегазотехнологическая конференция SPE. — 2021. <https://doi.org/10.2118/206494-MS>
11. Асланян А.М., Гуляев Д.Н., Мингараев Р.А., Фарахова Р.Р., Хафизов Р.И. Сравнительный анализ трассерных исследований и импульсно-кодированного гидропрослушивания на основе численного моделирования синтетических месторождений со сложным геологическим строением (SPE-206493-MS). Российская нефтегазотехнологическая конференция SPE. — 2021. <https://doi.org/10.2118/206493-MS>
12. Биография Нургалиева Даниса Карловича. Альметьевский государственный нефтяной институт. — URL: <https://na1a.college/ru/about/our-history/about-ann/biography/> (дата обращения: 06.05.2025).
13. Ганиев Б., Гуляев Д., Зинуров Л., Каримов И., Кричевский В., Лутфуллин А., Мингараев Р., Мухлиев И., Фарахова Р. Повышение добычи нефти на зрелых месторождениях с помощью технологии импульсно-кодированного гидропрослушивания (SPE-212156-MS). Ежегодная Каспийская техническая конференция SPE, Нур-Султан, Казахстан. — 2022. <https://doi.org/10.2118/212156-MS>
14. Гуляев Д.Н., Зинуров Л.А., Каримов И.С., Лутфуллин А.А., Мингараев Р.А., Мухлиев И.Р. Локализация остаточных запасов на зрелом месторождении с помощью технологии импульсно-кодированного гидропрослушивания. Геобайнал 2022. Сборник материалов 7-й научно-практической конференции. — Москва, 2023; 150–153.
15. Импульсно-кодированное гидропрослушивание (ММГД) ИКГ. Na1a Wiki. — URL: <http://na1a.wiki/pages/viewpage.action?pageId=22120448> (дата обращения: 06.05.2025).

### References

1. Andaeva E., Asfandiayrov D.D., Babochkina D.V., Gulyaev D.N., Zinurov L.A., Krichevskiy V.M., Lutfullin A.A., Mingaraev R.A., Farkhutdinov I.Z. Implementation of Dynamic 3D Modeling Technology for Complex Reservoirs with Calibration Based on Inter-Well Study Results. Rossiyskaya otraslevaya energeticheskaya konferentsiya. Sbornik materialov konferentsii [Russian Energy Sector Conference. Conference Proceedings]. Moscow, 2023; 936–944. (In Russ.)
2. Andreeva E.E., Volkov Yu.V., Zinurov L.A., Mingaraev R.A., Fatkuln M.R., Khaziev R.R. Pulse-Code Pressure Transient Testing. *Ekspozitsiya Nefi' Gaz* [Exposition Oil Gas] 2021;5:35–39. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-5-35-39> (In Russ.)

3. Aslanyan A., Aslanyan I., Farakhova R. *Assessing Macroscopic Dynamic Permeability Through Pressure and Noise Analysis* (SPE-175550-MS). SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. Abu Dhabi, UAE, 2015. <https://doi.org/10.2118/175550-MS>
4. Aslanyan A., Aslanyan I., Farakhova R. *Application of Multi-Well Pulse-Code Pressure Testing for 3D Model Calibration* (SPE-181555-MS). SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dubai, UAE, 2016. <https://doi.org/10.2118/181555-MS>
5. Aslanyan A., Aslanyan I., Krichevskiy V., Minakhmetova R., Rafikov R., Taipova V., Trusov A., Farakhova R. *Pressure Maintains System Optimization Recommendations by Integrated Analysis of Well-Tests, Logs and Pulse-Code Interference Tests* (SPE-187927-MS). SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, 2017. <https://doi.org/10.2118/187927-MS>
6. Aslanyan A., Gaynutdinova L., Myakeshev N., Farakhova R. *Carbonate Reservoir Waterflood Efficiency Monitoring with Cross-Well Pulse-Code Pressure Testing* (SPE-189258-MS). SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation. Kuala Lumpur, Malaysia, 2017. <https://doi.org/10.2118/189258-MS>
7. Aslanyan A., Ganiev B., Gulyaev D., Zinurov L., Karimov I., Lutfullin A., Mingaraev R., Mukhliv I., Farakhova R. *Pressure Maintains System Optimization Recommendations by Integrated Analysis of Well-Tests, Logs and Pulse-Code Interference Tests* (SPE-201918-RU). SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2020. <https://doi.org/10.2118/201918-MS>
8. Aslanyan A.M., Zhdanov I.A., Pakhomov E.S., Farakhova R.R. *Integrated Technology for Studying Fields at the Late Stage of Development to Enhance Production and Oil Recovery*. PRONEFT. *Professionalno o nefli* [PRONEFT. Professionally about Oil]. 2020; 61–66. (In Russ.)
9. Aslanyan A., Ganiev B., Gulyaev D., Zinurov L., Lutfullin A., Nikonorova A., Farakhova R., Farkhutdinov I.Z. *The Integrated Technology of Residual Reserves Localization and Profit Increase on Brownfields* (SPE-205172-MS). SPE Europec at the 82nd EAGE Conference and Exhibition. Amsterdam, Netherlands, 2021. <https://doi.org/10.2118/205172-MS>
10. Aslanyan A.M., Garnyshev M.Yu., Guss R.V., Zhdanov I.A., Ibryaev N.P., Krichevskiy V.M., Kuznetsov M.A., Pakhomov E.S., Popov A.Yu. *Localisation and Recovery Planning of the Remaining Hydrocarbon Reserves* (SPE-206494-MS). SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2021. <https://doi.org/10.2118/206494-MS>
11. Aslanyan A.M., Gulyaev D.N., Mingaraev R.A., Farakhova R.R., Khafizov R.I. *Comparative Analysis of Tracers Against Pressure Pulse Code Interference Testing based on the Numerical Simulations of the Synthetic Oilfields with Complicated Geology* (SPE-206493-MS). SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2021. <https://doi.org/10.2118/206493-MS>
12. *Biography of Nurgaliev Danis Karlovich*. Al'met'yevskiy gosudarstvennyy neftyanoy institut [Almetyevsk State Oil Institute]. Available at: <https://naia.college.ru/about/our-history/about-ann/biography/> (accessed May 6, 2025). (In Russ.)
13. Ganiev B., Gulyaev D., Zinurov L., Karimov I., Krichevskiy V., Lutfullin A., Mingaraev R., Mukhliv I., Farakhova R. *Mature Fields Oil Production Enhancement by Pulse Code Testing* (SPE-212156-MS). SPE Annual Caspian Technical Conference. NurSultan, Kazakhstan, 2022. <https://doi.org/10.2118/212156-MS>
14. Gulyaev D.N., Zinurov L.A., Karimov I.S., Lutfullin A.A., Mingaraev R.A., Mukhliv I.R. *Localization of Remaining Reserves in a Mature Field Using Pulse-Code Pressure Transient Testing Technology*. GeoBaikal 2022. *Sbornik materialov 7-y nauchnoprakticheskoy konferentsii* [GeoBaikal 2022. Proceedings of the 7th Scientific and Practical Conference]. Moscow, 2023; 150–153. (In Russ.)
15. *Pulse-Code Pressure Transient Testing (PCPTT)*. Naia Wiki. Available at: <http://naia.wiki/pages/viewpage.action?pageId=22120448> (accessed May 6, 2025).

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.А. Лутфуллин** — анализ эффективности внедрения результатов ИКГ.

**И.С. Каримов** — расчёт единичного межскважинного влияния по ИКГ.

**И.Р. Мухлиев** — оценка гидро и пьезопроводности по ИКГ и сравнение параметров с РИГИС.

**Д.Н. Гуляев** — определение водонасыщенности и выработки запасов углеводородов.

**Р.А. Мингараев** — анализ динамики основных показателей пробуренной скважины.

**И.Р. Бурангулов** — построение карт-схем единичного межскважинного влияния, гидро и пьезопроводности, водонасыщенности, выработки запасов углеводородов.

**Azat A. Lutfullin** — analysis of the results PCT value for the company-operator.

**Ildar S. Karimov** — calculation of the unit-rate inter-well pressure response by PCT.

**Ilnur R. Mukhliev** — assessment of reservoir transmissibility and diffusivity by PCT and comparison of parameters with well logs.

**Danila N. Gulyaev** — current water saturation and displacement efficiency assessment.

**Ramil A. Mingaraev** — analysis of the dynamics of the main indicators of the drilled well production.

**Ilshat R. Burangulov** — construction of maps of unit-rate inter-well pressure response, reservoir transmissibility and diffusivity, water saturation, displacement efficiency.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Азат Абузарович Лутфуллин** — заместитель начальника департамента разработки месторождений, «Татнефть-Добыча»

**Ильдар Сиринович Каримов** — начальник управления геолого-технических мероприятий Департамента разработки месторождений, «Татнефть-Добыча»

**Azat A. Lutfullin** — Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft-Dobycha

**Ildar S. Karimov** — Head of the Department of Geological and Technical Measures at the Department of Field Development, Tatneft-Dobycha

**Ильнур Рашитович Мухлиев** — начальник отдела планирования и геологического сопровождения бурения скважин-заместитель начальника управления геолого-технических мероприятий, «Татнефть-Добыча»

**Данила Николаевич Гуляев\*** — руководитель проекта в отделе разработки программного обеспечения, ООО «Софойл»  
420108, Россия, г. Казань, ул. Магистральная, зд. 59/1, офис 2.  
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

**Рамиль Анварович Мингараев** — специалист по ГДИС отдела разработки, ООО «Софойл»

**Ильшат Раильевич Бурангулов** — специалист по ГДИС отдела разработки, ООО «Софойл»

**Ilnur R. Mukhliev** — Head of the Department of Planning and Geological Support of Drilling wells — Deputy Head of the Department of Geological and Technical Measures, Tatneft-Dobycha

**Danila N. Gulyaev\*** — Project manager in the Software Development Department, Sofoil LLC  
59/1, of. 2, Magistralnaya str., Kazan, 420074, Russia.  
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

**Ramil A. Mingaraev** — RE Specialist of the Development Department, Sofoil LLC

**Ilshat R. Burangulov** — RE Specialist of the Development Department, Sofoil LLC



# ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩЕГОСЯ ЦЕМЕНТА С ЦЕЛЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННОГО ДАВЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ ОБЩЕГО УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

© Коллектив авторов,  
2025



**М.И. Садыков<sup>1,\*</sup>, В.С. Зырянов<sup>1</sup>, В.В. Василенко<sup>1</sup>, А.В. Фоменков<sup>1</sup>, Е.В. Дьяченко<sup>1</sup>, А.Е. Безбородов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «БурСервис», РФ, Москва

<sup>2</sup>ООО «Новатэк-Таркосаленфтегаз», РФ, Тарко-Сале

**Электронный адрес:** marat.sadykov@burservis.ru

**Введение.** В 2023–2024 годах с целью предотвращения образования межколонного давления было принято решение о проведении опытно-промышленных работ (ОПР), которые заключались в применении самовосстанавливающегося цементного раствора-камня при цементировании эксплуатационных колонн Ø178 мм и комбинированной Ø140×178 мм без использования заколонного пакера. Стоит отметить, что применение составов цементных растворов с проектными параметрами, соответствующими техническому заданию, в комплексе с использованием заколонного пакера не всегда обеспечивает надежную изоляцию пластов и отсутствие негерметичности межколонного пространства (НМКП), а также межколонного давления (МКД).

**Цель.** Освещение практического опыта применения самовосстанавливающегося цемента для предупреждения возникновения МКД и заколонной циркуляции (ЗКЦ).

**Материалы и методы.** Тестирование самовосстанавливающегося цементного раствора-камня производилось на сертифицированном оборудовании в соответствии с требованиями стандартов API 10В-2, API 10В-5, испытания упруго-прочностных свойств проведены в соответствии с ГОСТ 21153.8-88 «Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии», исследование фильтрационно-емкостных свойств цементного камня проведено в соответствии с рекомендациями ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».

**Результаты.** По итогам проведения ОПР без использования заколонного пакера на текущем месторождении доказана эффективность применения самовосстанавливающегося цемента. Увеличение интервала сплошного контакта для эксплуатационных колонн 178 мм составило 20 %. МКД зафиксировано на 3 скважинах из 5 после ввода в добычу и проведения комплекса работ по освоению, однако при стравливании давления из межколонного пространства межколонное давление снижается до 0 атм, что подтверждает способность к самозалечиванию цементного камня.

**Заключение.** Технология самовосстанавливающегося цемента показала свою эффективность в реальных условиях, улучшив общее качество цементирования и снизив интенсивность МКД за счет свойств самозалечивания при контакте с углеводородами.

**Ключевые слова:** цементирование скважин, самовосстанавливающийся цементный камень, упругие свойства цементного камня, межколонное давление

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

**Для цитирования:** Садынов М.И., Зырянов В.С., Василенко В.В., Фоменков А.В., Дьяченко Е.В., Безбородов А.Е. Опыт применения самовосстанавливающегося цемента с целью предотвращения возникновения межколонного давления, а также общего улучшения качества цементирования. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):80–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-80-89>

*Статья поступила в редакцию 11.12.2024*

*Принята к публикации 15.02.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

EXPERIENCE IN USING SELF-HEALING CEMENT TO PREVENT THE OCCURRENCE OF INTERCASING PRESSURE, AS WELL AS GENERALLY IMPROVE THE QUALITY OF CEMENTING

**Marat I. Sadykov<sup>1,\*</sup>, Viktor S. Zyryanov<sup>1</sup>, Vladimir V. Vasilenko<sup>1</sup>, Alexey V. Fomenkov<sup>1</sup>, Evgeny V. Dyachenko<sup>1</sup>, Alexey E. Bezborodov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Burservis LLC, RF, Moscow

<sup>2</sup>Novatek-Tarkosalenftegaz LLC, RF, Tarko-Sale

**E-mail:** marat.sadykov@burservis.ru

**Background.** In 2023-2024, in order to prevent intercasing pressure, a decision was made to conduct pilot work, which consisted of using self-healing cement when cementing production columns  $\varnothing 178$  mm and combined  $\varnothing 140 \times 178$  mm without using a casing packer. It is worth noting that the use of cement designs with design parameters corresponding to the technical specifications and the use of a casing packer does not always ensure reliable formation waterproofing and the absence of inter-column space leaks (ICL) and intercasing pressure.

**Aim.** The purpose of this article is to highlight the practical experience of using self-healing cement to prevent the occurrence of intercasing pressure and behind the casing flow.

**Materials and methods.** Testing of self-healing cement mortar stone was carried out on certified equipment in accordance with the requirements of API 10B-2, API 10B-5 standards, tests of elastic strength properties were carried out in accordance with GOST 21153.8-88 "Rocks. Method for Determining the Ultimate Strength under Volume Compression", studies of the filtration and capacity properties of cement stone were carried out in accordance with the recommendations of GOST 26450.2-85 Rocks. Method for Determining the Absolute Gas Permeability Coefficient during Stationary and Non-stationary Filtration.

**Results.** Based on the results of the pilot project without using a casing packer at the current field, the efficiency of using self-healing cements was proven. The increase in the continuous contact interval for 178 mm production columns was 20%. Intercasing pressure was recorded in 3 wells out of 5 after putting into production and performing well servicing operations, however, when releasing pressure from the annular space, the annular pressure decreases to 0 atm, which confirms the ability of cement stone to self-heal.

**Conclusions.** Self-healing cement technology has proven its effectiveness in real-world conditions, improving the overall quality of cementing and reducing the intensity of intercasing pressure due to its self-healing properties when in contact with hydrocarbons.

**Keywords:** well cementing, self-healing cement stone, elastic properties of cement stone, intercasing pressure

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

**For citation:** Sadykov M.I., Zyryanov V.S., Vasilenko V.V., Fomenkov A.V., Dyachenko E.V., Bezborodov A.E. Experience in using self-healing cement to prevent the occurrence of intercasing pressure, as well as generally improve the quality of cementing. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):80–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-80-89>

*Manuscript received 11.12.2024*

*Accepted 15.02.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин в современных реалиях проводится во все более сложных геологических условиях [1], возрастают конечные глубины бурения, скважины эксплуатируются в экстремальных режимах. Соответственно возрастают требования к качеству цементирования и самой цементной системы. Всем этим новым вызовам должен соответствовать сервис цементирования скважин, обладать современной надежной насосной техникой и возможностью проектирования качественного цементирования с применением 3D-моделирования заполнения затрубного пространства цементными растворами, а также самовосстанавливающимися цементными системами с упруго-прочностными свойствами. Технологический подход к строительству скважин в последнее время нуждается в специальных цементных системах, способных восстанавливать с течением времени целостную структуру и исправлять дефекты [2], возникшие в процессе и после первичного цементирования. К таким технологиям относятся цементные растворы, содержащие в своем составе специальные комплексные добавки, позволяющие залечивать образовавшиеся в цементном камне трещины,

микроразоры, образовавшиеся в результате механического или гидравлического воздействия на цементную крепь или в результате неполного заполнения затрубного пространства цементным раствором. Реакция самовосстановления цементного камня происходит при его контакте с углеводородсодержащей жидкостью или газоконденсатом. В результате происходит расширение наполняющей цементный камень химической добавки в полости трещины или иного дефекта, вследствие чего трещина герметизируется, перекрывая тем самым путь миграции флюидов.

Данная технология является крайне актуальной на месторождениях, где существует проблема наличия заколонной циркуляции флюидов, возникновение негерметичностей межколонных пространств и появления межколонного давления, а также в интервалах перфораций вблизи водо(газо)-нефтяного контакта. Применение технологии с использованием самовосстанавливающегося цементного камня позволяет значительно снизить капитальные затраты на проведение ремонтно-изоляционных работ, продлить срок эксплуатации скважины, увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи за счет исключения заколонных перетоков.

## ЦЕЛЬ

Геологический разрез скважин на текущем месторождении, расположенном в Западной Сибири сложен мезозойско-кайнозойской толщей осадочных терригенных отложений, подстилаемых палеозойскими мегаслоистыми породами. Несмотря на достаточно хорошую изученность месторождения, с каждым

## ПО ИТОГАМ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАКОЛОННОГО ПАКЕРА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ МЕЖКОЛОННОГО ДАВЛЕНИЯ И ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ ПОКАЗАН ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩЕГОСЯ ЦЕМЕНТА.

годом появляются новые технологические и геологические вызовы. Разработка месторождения происходит за счет бурения эксплуатационных скважин с горизонтальным участком 1500–2000 м. Глубина спуска эксплуатационной колонны выбрана из условия её спуска в кровлю проектного пласта. Нецементируемый горизонтальный хвостовик с фильтровой частью размещается в продуктивном целевом пласте БТ12. В 2023–2024 гг. с целью предотвращения МКД принято решение о проведении ОНР, которые заключались в применении самовосстанавливающегося цементного раствора-камня (СВЦ) при цементировании эксплуатационных колонн.

Вероятные причины МКД в условиях рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения в Западной Сибири:

- нарушение целостности цементного камня, образование трещин и снижение адгезии к колонне, образование микрозазоров под воздействием знакопеременных нагрузок в ходе бурения под секцию хвостовик, освоения и эксплуатации скважины;
- снижение репрессии на нефтегазоносные пласты БТ1–БТ12 во время ОЗЦ по причине применения заколонного пакера на глубинах 1000 или 500 м по стволу, который отсекает столб жидкостей, находящихся выше пакера;
- недостаточная газогерметичность резьбовых соединений эксплуатационной колонны, расположенных выше плановой высоты подъема цемента.

Целью данной статьи является освещение практического опыта применения самовосстанавливающегося цемента для предупреждения возникновения МКД и ЗКЦ.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Существуют лабораторные методики и стенды [3], с помощью которых можно подобрать состав цементного раствора-камня и испытать свойства самовосстановления цементного камня в реакции с конкретным углеводородным флюидом для определенных горно-геологических условий месторождения. Также немало важным является то, что самовосстанавливающийся цемент, как правило, дополнительно обладает упруго-прочностными свойствами, более низким модулем Юнга в сравнении со стандартным цементом, что снижает последствия воздействий на целостность цементной крепи при циклических нагрузках в ходе эксплуатации скважины. Все чаще операторы нефтегазовых месторождений рассматривают и отдают предпочтение самовосстанавливающимся цементным системам, обладающим упруго-прочностными свойствами, так как скважины становятся все более дорогими и сложными с точки зрения траектории и конструкции.

Самовосстанавливающиеся цементные растворы обладают рядом преимуществ:

- содержат специальные эластичные добавки, повышающие адгезионные свойства и придающие цементному камню упруго-прочностные свойства, понижающие показатель модуля Юнга, что позволяет выдерживать знакопеременные нагрузки без нарушения целостности цементного кольца и адгезии к обсадной колонне;
- добавки для самовосстановления в матрице цементного камня эффективно герметизируют трещины-каналы в случае их возникновения в ходе бурения под следующую секцию, освоения и эксплуатации скважины, интенсификации притока, восстановления скважин методом ЗБС;
- добавки для самовосстановления вступают в контакт с углеводородсодержащей средой и выступают в качестве барьера за счет увеличения собственного объема и адгезии к стенкам трещин-каналов;
- ликвидируют микрозазоры на границах цемент-колонна/цемент-порода, препятствуют перетоку углеводорода (нефть, газоконденсат);
- выдерживают циклические и знакопеременные нагрузки в ходе бурения под следующую секцию, опрессовок, проведения ГРП, освоения и эксплуатации скважины, восстановления методом ЗБС за счет улучшенных упруго-прочностных свойств;
- увеличивают срок службы скважины, сокращают затраты

на ремонтно-изоляционные работы и связанные с ними остановки эксплуатации скважины;

- являются лучшей и безопасной альтернативой использования заколонного (ненабухающего) пакера.

В случае частичного разрушения цементного кольца, образования в нем трещин, микро- и макрозазоров, а также одновременной циркуляции углеводородных флюидов через интервал частично утратившего целостность цементного камня добавка для самовосстановления вступает в реакцию с движущейся пластовой углеводородной жидкостью и образует вязкий продукт реакции, увеличивающийся в объеме во всех возможных направлениях. Продукт реакции вытесняется во все имеющиеся трещины и зазоры, бесшовно склеивается в них, восстанавливая тем самым изоляцию. На **рис. 1** изображена качественная реакция добавки самовосстановления с углеводородами, на **рис. 2** представлена схема протекания реакции добавки самовосстановления с углеводородами.

Цементный камень, имеющий в своем составе добавку самовосстановления, приобретает улучшенные физико-механические характеристики: эластичность, расширение

при взаимодействии с углеводородной жидкостью, способность изоляции разрушенной структуры, представленной в виде трещин и микрозазоров, т.к. добавка самовосстановления представляет собой эластомер. На **рис. 3** представлены образцы самовосстанавливающегося цемента до и после контакта с углеводородом. В процессе тестирования на расширяющихся кольцах по стандарту API 10B-5 можно проследить и оценить увеличение объема образца с той или иной концентрацией добавки самовосстановления.

При тестировании образца цементного камня на расширяющихся кольцах в течение 48 часов (**рис. 3**) с содержанием в составе образца самовосстанавливающейся добавки порядка 15 % зафиксировано объемное расширение 6 %, что на качественном уровне подтверждает способность самовосстанавливающегося цементного камня реагировать на углеводороды.

Тестирование образцов цемента на самовосстановление (моделирование условий МКД и процесса восстановления целостности цементного кольца) выполняется на специальном стенде, график испытаний на стенде демонстрируется на **рис. 4**, принципиальная схема стенда — на **рис. 5**.



**Рис. 1.** Реакция добавки для самовосстановления с углеводородной жидкостью. Продукт реакции настолько прочный и адгезионно активный, что при переворачивании сосуда вода, которая находится под углеводородной жидкостью, не стекает вниз. Составлено авторами

**Fig. 1.** Reaction of self-healing additive with hydrocarbon liquid. The reaction product is so strong and adhesively active that when the vessel is turned over, the water that is under the hydrocarbon liquid does not flow down. Prepared by the authors



**Рис. 2.** Механизм и стадии реакции добавки самовосстановления с углеводородной жидкостью. Составлено авторами

**Fig. 2.** Mechanism and stages of reaction of a self-healing additive with a hydrocarbon liquid. Prepared by the authors



Рис. 3. Качественное тестирование на самовосстановление. Составлено авторами  
 Fig. 3. Qualitative self-healing testing. Prepared by the authors

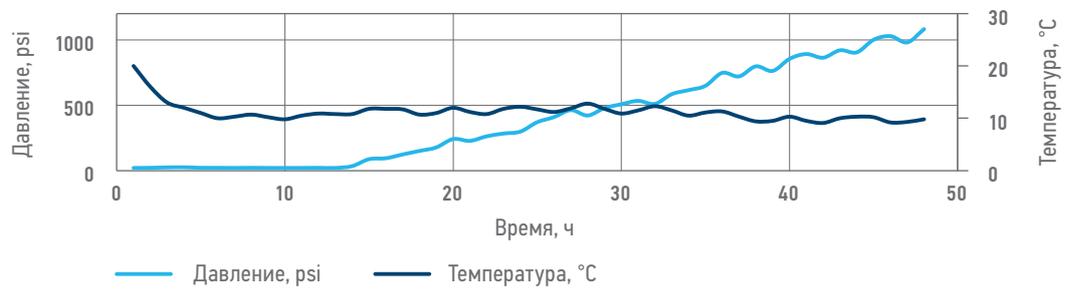


Рис. 4. График зависимости избыточного давления на образец цементного камня от времени (самозалечивание). Составлено авторами

Fig. 4. Graph of excess pressure on a cement stone sample versus time (self-healing). Prepared by the authors

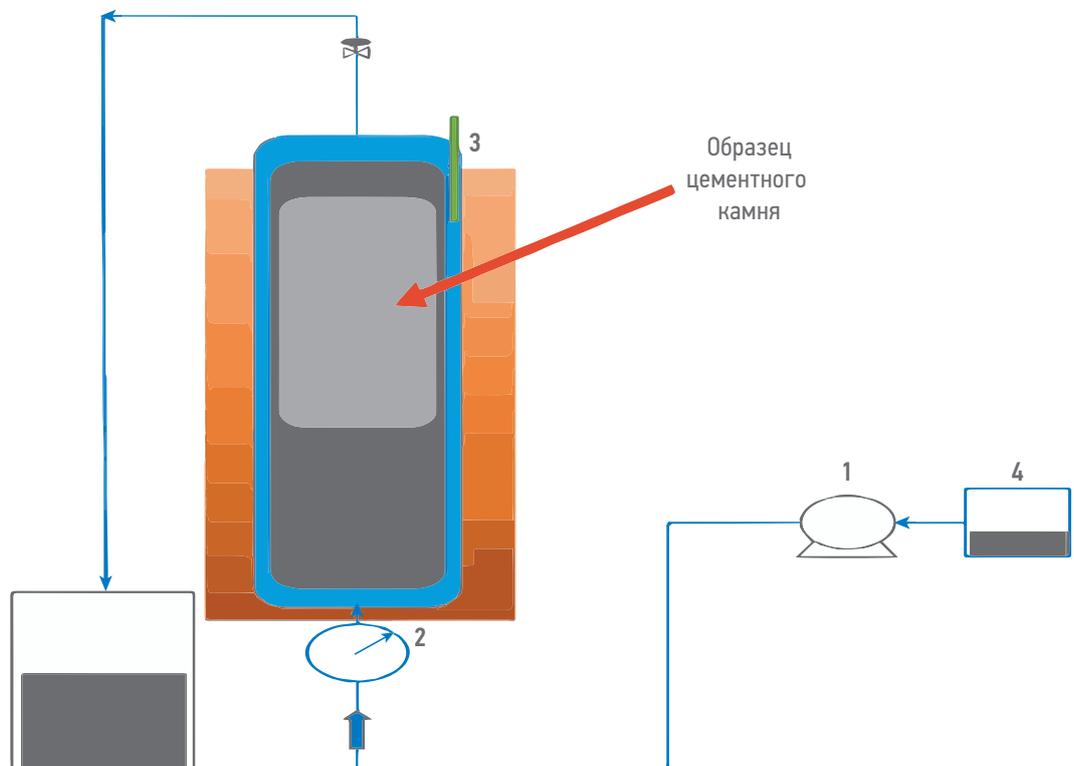


Рис. 5. Стенд для тестирования способности цементного камня к самовосстановлению, 1 — регулятор давления, совмещенный с насосом; 2 — манометр для измерения избыточного давления на образец цементного камня; 3 — тестовая ячейка; 4 — бак с минеральным маслом. Составлено авторами

Fig. 5. Stand for testing the self-healing ability of cement stone, 1 — pressure regulator combined with a pump; 2 — pressure gauge for measuring excess pressure on a sample of cement stone; 3 — test cell; 4 — tank with mineral oil. Prepared by the authors

В процессе циркуляции углеводородной жидкости на начальном этапе манометр фиксирует определенное начальное давление, которое остается неизменным в течение нескольких часов или дней (в зависимости от процентного содержания добавки самовосстановления). Впоследствии в связи с объемным увеличением цементного камня зазор в тестовой ячейке уменьшается, растет гидравлическое сопротивление и давление в системе начинают увеличиваться. Рост давления может наблюдаться в течение нескольких дней, пока не достигнет максимального значения и тестирование считается выполненным. Между цементом и внутренней стенкой ячейки существует зазор порядка 200 мкм, который возможно регулировать в зависимости от условий проекта. По графику зависимости избыточного давления на образец цементного камня от времени (рис. 4) видно, что при 24 ч образец цементного камня выдерживает перепад давления 450 psi, а при 48 ч — 1000 psi, при этом циркуляция через образец цементного камня отсутствует, что доказывает способность самовосстановления цементного камня при циркуляции через него углеводородов.

Процесс тестирования возможно разделить на несколько стадий: 1 — загрузка образца в тестовую ячейку с заданным зазором; 2 и 3 — начало циркуляции углеводородной жидкости в системе и установка начального рабочего давления; 4 и 5 — протекание в цементном камне физических изменений в связи с реакцией добавки самовосстановления и углеводорода, вызывающих увеличение объема и рост давления; 6 — завершение теста (занятие образцом всего объема тестовой ячейки с перекрытием начального зазора

и трещин), более наглядно процесс отражен на рис. 6.

Как отмечалось ранее, цементный камень, содержащий добавки для самовосстановления, отличается улучшенными упруго-прочностными свойствами за счет природы добавок для самовосстановления (эластомерные добавки). С целью подтверждения улучшения упруго-прочностных свойств проведены эксперименты по определению упруго-прочностных свойств в соответствии с ГОСТ 21153.8-88 «Породы горные. Метод определения предела прочности при объёмном сжатии», а также определены фильтрационно-емкостные свойства цементного камня по ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» [4], результаты испытаний отражены в табл. 1. Плотность образцов для испытаний установлена на значении  $1,45 \text{ г/см}^3$ , что соответствует плотности облегченного цементного раствора (ОЦР).

Как видно из результатов тестирования (табл. 1), самовосстанавливающийся цементный камень обладает улучшенными упругими свойствами по сравнению с базовыми облегченными цементными растворами, кроме того, самовосстанавливающийся цементный камень отличается сниженной проницаемостью, что удовлетворяет требованиям РД 39-00147001-767-2000 и делает пригодным состав самовосстанавливающегося цементного камня для цементирования, в т.ч. и интервалов продуктивных пластов, из которых планируется добыча.

Преимущества от использования самовосстанавливающегося цементного

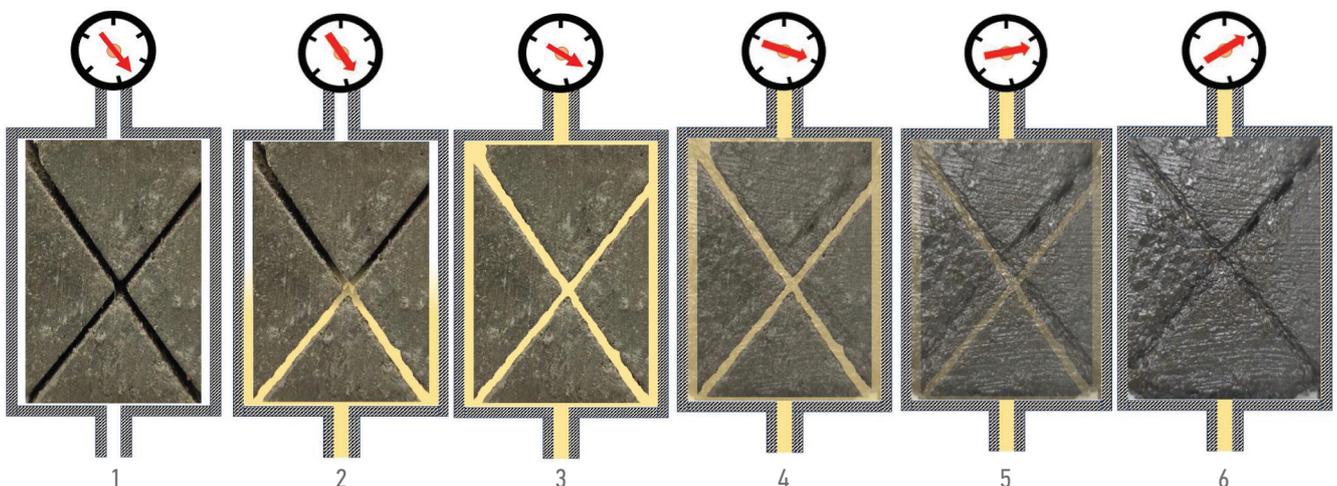


Рис. 6. Стадии лабораторного тестирования самовосстанавливающегося цементного камня. Составлено авторами  
 Fig. 6. Stages of laboratory testing of self-healing cement stone. Prepared by the authors

**Таблица 1.** Результаты испытаний упруго-прочностных и фильтрационно-емкостных свойств на приборах ПИК-УИДК/ПП и ПИК-ПП. Составлено авторами

**Table 1.** Test results of elastic-strength and filtration-capacitance properties using PIK-UIDK/PP and PIK-PP devices. Prepared by the authors

№	Открытая пористость по газу, %	Абсолютная проницаемость по газу с поправкой Клинкенберга, мД	Модуль Юнга (статический), ГПа	Коэффициент Пуассона (статический)
ОЦР СВЦ 1	32,31	0,195	5,68	0,321
ОЦР СВЦ 2	32,75	0,210	6,05	0,294
ОЦР СВЦ 3	32,28	0,191	7,58	0,278
Базовый ОЦР	39,32	0,924	10,11	0,229

**Таблица 2.** Преимущества СВЦ в сравнении с использованием заколонного (ненабухающего) пакера. Составлено авторами

**Table 2.** Advantages of Seal-healing Cement compared to the use of an annular (non-swelling) packer. Prepared by the authors

	Заколонный (ненабухающий) пакер	СВЦ
Интервал перекрытия заколонного пространства	Равен длине герметизирующего элемента, около 1 метра	Не ограничен во всем интервале цементирования
Возможные технологические риски	Повреждение при установке и спуске в скважину, преждевременная активация, негерметичность и по резьбовым соединениям и герметизирующему узлу	В случае длительного хранения готовой смеси СВЦ требуется лабораторное тестирование перед использованием
Повторная герметизация в случае перетона углеводородов	Отсутствует	Эффект самовосстановления при контакте с углеводородами
Подверженность механическим воздействиям	Подвержен в случае механического воздействия на обсадную колонну. Например, в случае натяжки при посадке и разгрузки на клинья потеря герметичности	Не подвержен за счет упруго-эластичных свойств
Влияние на репрессию на пласт в ходе ОЗЦ	Отсекает гидростатическое давление столба жидкости выше места установки*	Не оказывает

Примечание к табл. 1: \* — согласно стандарту по цементированию скважин API 65 Часть 2, Секция 4.4.2.1: использование механических барьеров для предотвращения миграции флюидов из зон с повышенным пластовым давлением должно применяться в исключительных случаях, поскольку такой барьер препятствует передаче гидростатического давления столба жидкости на цементный раствор, находящийся в изолированном интервале (ниже пакера).

раствора-камня в сравнении с использованием заколонного ненабухающего пакера отражены в **табл. 2**.

В таких случаях даже при незначительной водоотдаче происходит существенная потеря противодействия на пласт с повышенным давлением.

При использовании заколонного пакера резко возрастает фактор флюидопроявления в интервале продуктивных пластов [5]. Фактор флюидопроявления (ФФ) — это расчетная величина, отражающая вероятность течения флюида через кольцевой столб цементного раствора. Рассчитывается по формуле:

$$\text{ФФ} = P_{\text{мсд}} / P_{\text{пдп}}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{мсд}}$  — максимальное снижение давления в кольцевом пространстве, Па;  $P_{\text{пдп}}$  — противодействие на пласт, Па.

$$P_{\text{мсд}} = (500/300) \times (L/D), \quad (2)$$

где 500 — такое значение критической силы геля, при котором невозможна миграция флюида через цементный раствор (500 фунтов/100 футов<sup>2</sup>); 300 — расчетный

коэффициент;  $L$  — длина столба цементного раствора, м;  $D$  — эффективный диаметр, м.

$$P_{\text{пдп}} = P_{\text{ГС}} - P_{\text{пласт}}, \quad (3)$$

где  $P_{\text{ГС}}$  — гидростатическое давление всех жидкостей за обсадной колонной, Па;  $P_{\text{пласт}}$  — пластовое давление, Па.

Ниже представлены графики зависимости фактора флюидопроявления на примере эксплуатационной колонны в случае использования заколонного пакера (**рис. 7**) и без него (**рис. 8**).

При использовании заколонного пакера резко возрастает фактор флюидопроявления в интервале продуктивных пластов до 8,7, требующего изменения текущей схемы крепления эксплуатационной колонны. При отсутствии заколонного пакера фактор флюидопроявления незначительный — 2,5–3,0, что снижает риски образования каналов и получения МКД. Также благодаря свойствам самовосстановления СВЦ может быть использован в качестве полноценной замены заколонного пакера, обеспечивая функцию дополнительного барьера за счет включения в состав цементного раствора добавки для самовосстановления, комплексно

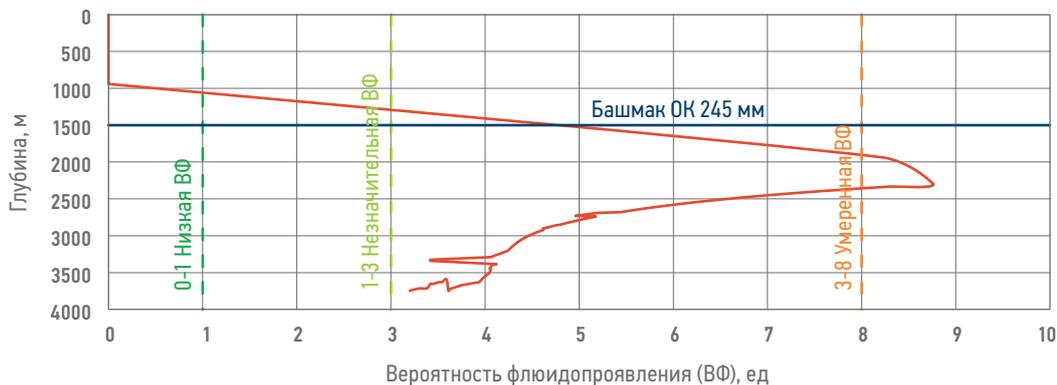


Рис. 7. ФФ 3,5–8,7 с использованием заколонного пакера. Составлено авторами  
 Fig. 7. FPF 3,5–8,7 using a casing packer. Prepared by the authors



Рис. 8. ФФ 2,5–3,0 без использования заколонного пакера. Составлено авторами  
 Fig. 8. FPF 2,5–3,0 without using a casing packer. Prepared by the authors

улучшающей свойства цементного камня и качество цементирования.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

В рамках проведения ОПР было проведено 5 работ по цементированию эксплуатационных колонн с самовосстанавливающимся цементным раствором-камнем без использования заколонного пакера. Результаты ОПР отражены в **табл. 3**.

Цементирование эксплуатационных колонн в рамках ОПР прошло штатно, циркуляция полная, повышенного давления не зафиксировано. При анализе **табл. 3** возможно сделать следующие выводы:

- СВЦ ОЦР способен эффективно заменить заколонный пакер для обеспечения дополнительного барьера ввиду действия СВЦ ОЦР на всем зацементированном интервале, т.к. заколонный пакер не способен гарантировать герметичность выше интервала его установки, например в случае негерметичности по обсадной колонне;

- отмечается эффект залечивания МКД от действия самовосстанавливающегося цементного камня при периодическом стравливании;
- от использования ОЦР СВЦ зафиксировано улучшение качества цементирования во всем интервале цементирования. Наиболее эффективная схема размещения ОЦР СВЦ от высоты подъема цементного раствора нормальной плотности до устья по следующим причинам:
  - наименьшая зона смешения на башмаке предыдущей обсадной колонны и на устье, по результатам 3Д моделирования в ПО iSet;
  - полное перекрытие обсаженного ствола и частичное перекрытие открытого ствола;
  - соблюдение требования поддержания реологической и плотностной иерархии между всеми закачиваемыми жидкостями.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В качестве выводов и рекомендаций по использованию технологии

Таблица 3. Результаты ОНР. Составлено авторами  
Table 3. Results of industrial experiment works. Prepared by the authors

Скважина	Интервал расположения ОНР с СВЦ, м по стволу	Плотность ОНР с СВЦ, г/см <sup>3</sup>	Процент сплошного сцепления во всем интервале цементирования, %	МКД в МКП 245×178мм, атм
1	500–2107	1,45	47	1,3 (залечилось при стравливании)
2	500–2107		43	0
3	500–2107		61	3 (залечилось при стравливании)
4	1000–2070		60	0
5	0–1910		83	2 (залечилось при стравливании)

самовосстанавливающихся цементных растворов можно отметить следующее:

- цементирование ЭК 178 на скважинах 1–5 прошло штатно, потери циркуляции не зафиксированы;
- МКД на скважинах с проведенным ОНР отсутствует (выявленное МКД устранено ввиду залечивания СВЦ);
- качество цементирования по проведенным работам удовлетворительное, сплошной контакт цементного камня с обсадной

колонной во всем интервале цементирования увеличен на 13% по сравнению с аналогичными работами;

- отказ от использования заколонного пакера позволяет снизить вероятность флюидопроявления;
- использование СВЦ позволяет комплексно решить проблему герметичности МКП без потери качества цементирования и использования заколонного пакера.

#### Список литературы / References

1. Litvinenko V.S. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied. *Natural Gas Resources*. 2020;5:59–81. <https://doi.org/10.3390/resources9050059>.
2. Johnson C. et al. *Self-Healing Cement for Long-Term Safe Exploitation of Gas Wells: A New Technology Case Study*. International Petroleum Technology Conference. Beijing. 2019; D011S014R001. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19399-MS>
3. Agzamov F.A., Maskenov A.S., Shantasov N.N. *Investigation of cement stone self-healing process in oil and gas wells*. Youth Technical Sessions Proceedings. — CRC Press. 2019; 340–344. <https://doi.org/10.1201/9780429327070-46>
4. Blinov P.A., Sadykov M.I., Gorelikov V.G., Nikishin V.V. Development and research of backfill compounds with improved elastic and strength properties for oil and gas well lining. *Journal of Mining Institute*. 2024; EDN OWJFHS
5. Baklushin M., Velikaya N., Zyryanov V., Vologdin D. *Applying a Resin-Cement System to Help Prevent Fluid Migration in the Annulus: Case Study, Western Siberia*. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow. 2019; 1–10. <https://doi.org/10.2118/196799>

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**М.И. Садыков** — принял активное участие в организации и координации полевых работ по проведению ОНР, разработал концепцию статьи, участвовал в разработке состава самовосстанавливающегося цементного раствора, корреспондирующий автор.

**В.С. Зырянов** — осуществлял экспертную поддержку в области комплексного дизайна проведения ОНР, осуществлял ключевую роль по тиражированию технологии, утвердил финальную версию статьи.

**В.В. Василенко** — принял активное участие в организации и координации полевых работ по проведению ОНР, участвовал в разработке концепции статьи, разработал состав самовосстанавливающегося облегченного цементного раствора.

**А.В. Фоменков** — оказал экспертную поддержку в гидравлическом моделировании и проведении испытаний на самовосстановление, утвердил публикуемую версию статьи.

**Marat I. Sadykov** — took an active part in organizing and coordinating field work to conduct experimental work, developed the concept of the article, participated in the development of the composition of self-healing cement slurry, corresponding author.

**Viktor S. Zyryanov** — provided expert support in the field of integrated design of pilot projects, played a key role in replicating the technology, approved the final version of the article.

**Vladimir V. Vasilenko** — took an active part in organizing and coordinating field work to conduct experimental work, participated in the development of the concept of the article, and developed the composition of a self-healing lightweight cement slurry.

**Alexey V. Fomenkov** — provided expert support in hydraulic modeling and self-healing tests, approved the published version of the article.

**Е.В. Дьяченко** — оказал экспертную поддержку в области разработки технологии самовосстанавливающихся цементных смесей, осуществлял критический пересмотр содержательной части статьи.

**А.Е. Безбородов** — участвовал в планировании и проведении ОПР, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Evgeny V. Dyachenko** — provided expert support in the development of technology for self-healing cement mixtures, carried out a critical revision of the content of the article.

**Aleksey E. Bezborodov** — participated in the planning and implementation of the pilot project, developed the concept of the article, and finally approved the published version of the article.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Марат Ильдарович Садыков\*** — кандидат технических наук; координатор проекта отдела цементирования скважин ООО «БурСервис» 629300, Россия, г. Новый Уренгой, ул. Северная магистраль, 5.

e-mail: marat.sadykov@burservis.ru

SPIN-код: 4245-3681

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1542-0123>

Scopus ID: 57224731277

**Marat I. Sadykov\*** — Cand. Sci. (Tech.), Project coordinator of well cementing department, Burservis LLC 6293000, Russia, Novy Urengoy, ul. Severnaya Magistral, 5.

e-mail: marat.sadykov@burservis.ru

SPIN-code: 4245-3681

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1542-0123>

Scopus ID: 57224731277

**Виктор Сергеевич Зырянов** — главный инженер отдела цементирования ООО «БурСервис» Scopus ID: 57205424598

**Viktor S. Zyryanov** — Chief engineer of well cementing department, Burservis LLC Scopus ID: 57205424598

**Владимир Владимирович Василенко** — координатор проекта отдела цементирования скважин ООО «БурСервис»

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-5418-0091>

SPIN-код: 1174-4173

**Vladimir V. Vasilenko** — Project coordinator of well cementing department, Burservis LLC

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-5418-0091>

SPIN-code: 1174-4173

**Алексей Владимирович Фоменков** — координатор проекта отдела цементирования скважин ООО «БурСервис»

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-1201-6241>

Scopus ID: 57205425312

**Alexey V. Fomenkov** — Project coordinator of well cementing department, Burservis LLC

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-1201-6241>

Scopus ID: 57205425312

**Евгений Вячеславович Дьяченко** — главный инженер отдела цементирования ООО «БурСервис»

**Evgeny V. Dyachenko** — Chief engineer of well cementing department, Burservis LLC

**Алексей Евгеньевич Безбородов** — главный специалист технологического отдела Управления бурения, СБ и КРС ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

**Aleksey E. Bezborodov** — Chief Specialist of the Technology Department of the Drilling Department, Drilling and Well Workover Service of NOVATEK-TARKOSALENEFTEGAZ LLC

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ОЦЕНКА МАКСИМАЛЬНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

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

**Электронный адрес:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Введение.** Разработка нефтяных месторождений, расположенных в отдаленных, труднодоступных районах с отсутствием развитой инфраструктуры внешнего транспорта нефти и газа, осложняется проблемой утилизации попутного нефтяного газа. Оптимизация этого процесса требует подбора количества нагнетательных скважин и оценки максимальной приемистости единичной скважины.

**Цель.** Оценка максимальной приемистости нагнетательных скважин для обратной закачки добываемого попутного нефтяного газа.

**Материалы и методы.** Анализ геолого-геофизической информации по месторождению и применение существующего мирового опыта по определению приемистости газонагнетательных скважин.

**Результаты.** На примере нефтегазового месторождения описан подход, приведены примеры расчетов по определению максимальной приемистости газонагнетательных скважин.

**Заключение.** Определена максимальная приемистость и требуемое количество газонагнетательных скважин для утилизации в пласт добываемого попутного нефтяного газа.

**Ключевые слова:** обратная закачка газа, временные хранилища газа, приемистость газонагнетательных скважин

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

**Для цитирования:** Войводяну А.В., Иликбаев В.В., Коваленко И.В., Вирт В.В., Виноградов А.С. Оценка максимальной приемистости нагнетательных скважин для обратной закачки газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть». ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):90–94. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-90-94>

*Статья поступила в редакцию 23.01.2025*

*Принята к публикации 24.02.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

ESTIMATION OF THE MAXIMUM EFFICIENCY OF INJECTION WELLS FOR GAS RE-INJECTION USING THE EXAMPLE OF A FIELD OF THE GAZPROM NEFT COMPANY GROUP

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

**E-mail:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Introduction.** The development of oil fields located in remote, hard-to-reach areas with a lack of developed infrastructure for external transportation of oil and gas is complicated by the problem of associated petroleum gas utilization. Optimizing this process requires selecting the number of injection wells and estimating the maximum injection well efficiency.

**Aim.** Estimation of the maximum efficiency of injection wells for the reverse injection of produced associated petroleum gas.

**Materials and methods.** Analysis of geological and geophysical information on the field and application of existing international experience in determining the efficiency of gas injection wells.

**Results.** Using the example of an oil and gas field, the approach is described, and examples of calculations for determining the maximum intake capacity of gas injection wells are given.

**Conclusion.** The maximum efficiency and required number of gas injection wells for utilization of the produced associated petroleum gas into the reservoir have been determined.

**Keywords:** reverse injection of gas, temporary gas storage facilities, gas injection well efficient

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

**For citation:** Voivodianu A.V., Ilikbaev V.V., Kovalenko I.V., Virt V.I., Vinogradov A.S. Estimation of the maximum efficiency of injection wells for gas re-injection using the example of a field of the Gazprom neft company group. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):90–94. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-90-94>

Manuscript received 23.01.2025

Accepted 24.02.2025

Published 30.06.2025

## ВВЕДЕНИЕ

Как отмечается в работе [1], выбор наилучшего способа эффективного использования попутный нефтяной газ (ПНГ) приобретает особую значимость на начальном этапе освоения месторождений. Это связано с отсутствием развитой производственной инфраструктуры и продолжительными сроками возведения установок для подготовки и транспортировки ПНГ.

Данная проблема наиболее актуальна при вводе в эксплуатацию нефтегазовых месторождений, характеризующихся высоким газовым фактором (свыше 100 м<sup>3</sup>/сут) и потенциальным риском его резкого увеличения вследствие прорывов газа из газовой шапки.

## МЕТОДЫ

В качестве одного из потенциальных решений проблемы рационального использования попутного нефтяного газа на начальной стадии разработки месторождений может быть рассмотрена организация временных подземных хранилищ газа с соответствующей системой разработки, например посредством закачки газа в газовые шапки.

Формирование таких временных подземных хранилищ газа (ВПХГ) позволит выполнить требования законодательства о недрах и обеспечить соблюдение норматива по рациональному использованию газа, установленного Правительством РФ на уровне 95 %. Внедрение технологии закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ставит перед собой ряд ключевых задач:

- обеспечение требуемых объемов и темпов закачки ПНГ;
- гарантия герметичности объекта хранения и сохранности газа в условиях многолетнего повышения пластового давления;
- минимизация воздействия на разработку нефтяных участков месторождения;
- максимизация рентабельности коэффициента извлечения хранимых объемов ПНГ;
- соблюдение экологических норм и стандартов.

Аналогичный вопрос рассматривался при проектировании разработки Арчинского

месторождения [3]. На основании гидродинамического моделирования был сделан вывод о технической осуществимости возвратной закачки газа и дополнительной закачки «стороннего» газа. Однако окончательное решение о внедрении данной технологии не принято. Тем не менее в работе обоснована возможность 100 % утилизации добываемого ПНГ путем его закачки обратно в пласт. При проектировании и эксплуатации ПХГ на временной основе, учитывая особенности геологического строения и физико-геологических характеристик месторождения, ключевым аспектом при определении темпов закачки и объемов хранения является допустимое давление нагнетания газа. Впервые проблема оценки прочности геологических структур с целью определения предельного давления нагнетания, исключая образование вертикальных трещин в глинистой оболочке, была решена Ю.П. Желтовым в его работе «Деформация горных пород» [2].

На основе уточнения теории Ю.П. Желтова была разработана модель Симонсона (E.R. Simonson), предназначенная для расчёта максимально допустимых давлений нагнетания. Данная модель применима к геологическим объектам хранения, представленным различными типами горных пород, и позволяет получать результаты, соответствующие мировому опыту проведения работ по подземному хранению газа.

## ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ В РЕГИОНАХ С НЕДОСТАТОЧНО РАЗВИТОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ ПРЕДЛОЖЕНО ВРЕМЕННОЕ РЕШЕНИЕ ПО СОЗДАНИЮ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА И ИХ ЗАПОЛНЕНИЮ ПОСРЕДСТВОМ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ГАЗОВЫЕ ШАПКИ.

При определении максимального допустимого давления закачки газа в пласт использовались следующие допущения:

- в призабойной зоне скважины имеется естественная трещина, пронизывающая коллектор и покрывку;

- однородный коллектор толщиной  $h_{\text{кол}}$  перекрыт сверху и снизу покрышками толщиной  $h_{\text{покр}}$ ;
- давление от стенки скважины до контура ее питания принимается постоянным и равным  $P_{\text{пл}}$ .

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Для данного месторождения группы компаний «Газпром нефть» существует методика комплексной оценки параметров объектов разработки для закачки газа [3]. Методика включает в себя следующие критерии оценки, из суммы баллов по которым определяются наиболее перспективные кандидаты:

- геологические параметры пласта. Тип залежи, глубина залегания, объем газосодержащих пород, средняя газонасыщенная толщина, пластовое давление и т.д.;
- изученность пласта. Наличие кернового материала, объем специальных исследований и т.д.;
- фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Проницаемость, вязкость, расчлененность, и т.д.

**Таблица 1.** Геолого-физическая характеристика объектов для закачки газа месторождения группы компаний «Газпром нефть». Составлено авторами  
**Table 1.** Geological and physical characteristics of the gas injection facilities of the Gazprom neft company group. Prepared by the authors

Параметры	Значения	
	НП <sub>2-3</sub>	НП <sub>4</sub>
Средняя глубина залегания пласта, м	1799	1814
Пористость, д.ед.	0,20	0,20
Коэффициент сжимаемости пор, $10^{-4} \cdot 1/\text{МПа}$	4,30	4,24
Коэффициент сжимаемости породы, $10^{-4} \cdot 1/\text{МПа}$	0,4	0,4
Пластовое давление, МПа	18,0	18,1
Эффективная газонасыщенная толщина, м	13,0	13,8
Суммарная толщина покрышки, м	13,9	28,7
Коэффициент Пуассона для коллекторов, д.ед.	0,26	0,26
Коэффициент Пуассона для покрышки, д.ед.	0,4	0,4

**Таблица 2.** Данные для расчета. Составлено авторами  
**Table 2.** Calculation data. Prepared by the authors

Пласт	НП <sub>2-3</sub>	НП <sub>4</sub>
Начальное пластовое давление, МПа	18,0	18,1
Максимальное забойное давление, МПа	23,6	24,6
Коэффициент превышения над начальным пластовым давлением, д.ед.	1,31	1,36
Боковое горное давление пласта-коллектора, МПа	20,5	20,9
Боковое горное давление пласта-покрышки, МПа	24,5	25,1

С учетом комплексной оценки наиболее перспективными пластами для закачки газа месторождения группы компаний «Газпром нефть» являются пласты НП2-3, НП4. Геолого-физическая характеристика указанных пластов представлена в **табл. 1**.

**Таблица 2** демонстрирует результаты расчетов максимального допустимого и рекомендуемого забойного давления, а также бокового давления горных пород пласта-покрышки и пласта-коллектора. Полученные значения находятся в соответствии с общепринятыми мировыми стандартами проведения гидроразрыва пласта (ГРП).

В качестве примера коэффициент превышения максимально допустимого давления нагнетания над начальным пластовым давлением для пластов с горизонтальным залеганием на месторождениях Карашурское, Калужское, Щелковское и Полторацкое варьируется в пределах от 1,17 до 1,64. Для пластов данного месторождения группы компаний «Газпром нефть» полученные значения составляют 1,31 для пластов НП2-3 и 1,36 для пласта НП4.

При оценке точности расчётов большое значение имеет соответствие максимально допустимого забойного давления установленным параметрам. Оно не должно превосходить боковое давление покрышки и быть меньше бокового давления пласта-коллектора. В рассматриваемом случае данное условие выполняется.

Для определения максимального устьевого давления, помимо максимально допустимого забойного давления, учитываются данные о проницаемости пластов.

Для определения величины приемистости использовалась формула:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{\text{заб}}^2 - P_{\text{пл}}^2)}}{B}, \quad (1)$$

где  $A$  и  $B$  — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от физико-химических и геолого-физических свойств газа и пласта:

- для горизонтальных скважин:

$$A = \frac{a^*}{2L} \left[ \frac{2}{vh} \left( vh + r_c \ln \frac{r_c}{r_c + vh} \right) + \frac{R_k - vh}{r_c + vh} \right], \quad (2)$$

$$B = \frac{b^*}{8L^2} \left[ \frac{2}{vh} \left( \ln \frac{r_c + vh}{r_c} - \frac{vh}{r_c + vh} \right) + \frac{R_k - vh}{(r_c + vh)^2} \right], \quad (3)$$

где:

$$a^* = \frac{\mu z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{k T_{\text{ат}}}, \quad (4)$$

$$b^* = \frac{\rho_{\text{ат}} z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{l T_{\text{ат}}}, \quad (5)$$

**Таблица 3.** Характеристика дебитов газовых скважин, полученных по результатам испытаний в разведочных и эксплуатационных скважинах. Составлено авторами

**Table 3.** Characteristics of gas well flow rates obtained from the results of tests in exploration and production wells. Prepared by the authors

	НП <sub>2-3</sub>		НП <sub>4</sub>	
	Дебит скважин, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Абсолютно свободный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Дебит скважин, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Абсолютно свободный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут
Диапазон изменения	39,2–308,7	63,5–733,5	4,9–335,0	174,2–1454,1
Среднее значение	141,3	341,5	106,4	558,5
Кол-во скважин	17	16	20	14

$\mu, \rho, Z$  — вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости газа,  
 $P_{атм}, T_{атм}, T_{пл}$  — давление и температура в поверхностных и пластовых условиях,  
 $k, v$  — проницаемость и анизотропия пласта,  
 $L$  — длина ГС,  
 $l$  — коэффициент шероховатости,  
 $h$  — мощность пласта,  
 $R_k, r_c$  — радиус контура питания и радиус скважины соответственно.  
 Коэффициент шероховатости для горизонтальных скважин был принят по аналогии с коэффициентом вертикальных скважин. Определение коэффициента шероховатости для вертикальных скважин осуществляется посредством коэффициента  $b^*$ , который, в свою очередь, определяется на основе экспериментально полученного коэффициента фильтрационного сопротивления  $B$ .

$$b^* = \frac{8L^2 B}{2 \left( \ln \frac{r_c + vh}{r_c} - \frac{vh}{r_c + vh} \right) + \frac{R_k - vh}{(r_c + vh)^2}}, \quad (6)$$

$$l = \frac{\rho_{ст} Z P_{ат} T_{пл}}{b^* T_{ст}}. \quad (7)$$

Значения коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$  для вертикальных скважин использованы по результатам испытаний разведочных скважин (количество определений  $a$  и  $b$ : НП2-3 — 9, НП4 — 11). Расчёты были проведены как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола от 100 до 1000 м с шагом 100 м. На основании расчёта приемистости определено количество скважин, необходимое для закачки газа обратно в пласт. Максимальный объём обратной закачки газа за расчетный период составит 0,78 млрд м<sup>3</sup> для пласта НП2-3 и 2,88 млрд м<sup>3</sup> для пласта НП4. Результаты расчётов для скважин различных конструкций представлены в таблице 4.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведённые расчёты подтверждают наибольшую эффективность закачки ПНГ через горизонтальные скважины

**Таблица 4.** Зависимость приемистости и количества скважин от длины горизонтального участка ствола. Составлено авторами  
**Table 4.** Dependence of the pick-up rate and the number of wells on the length of the horizontal section of the trunk. Prepared by the authors

Тип скважины	Показатели	Пласты		
		НП <sub>2-3</sub>	НП <sub>4</sub>	
Вертикальная скважина	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	216	368	
	Кол-во скважин, ед.	11	24	
Длина горизонтальной скважины, м	100	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	485	1576
		Кол-во скважин, ед.	5	6
	200	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	718	2653
		Кол-во скважин, ед.	3	3
	300	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	920	3399
		Кол-во скважин, ед.	3	3
	400	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	1071	3953
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	500	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	1187	4379
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	600	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	1279	4717
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	700	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	1354	4991
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	800	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	1416	5218
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	900	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	1468	5409
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	1000	Приемистость, тыс. м <sup>3</sup> /сут	1513	5571
		Кол-во скважин, ед.	2	2

протяжённостью 500 м, обеспечивающие требуемую пропускную способность. В расчётный период для объекта НП2-3 при объёме добычи ПНГ в 0,78 млрд м<sup>3</sup> и среднем суточном дебите 1,19 млн м<sup>3</sup>/сут потребуются эксплуатация двух нагнетательных скважин. Аналогично, для объекта НП4 при объёме закачки в 2,88 млрд м<sup>3</sup> также

необходимо задействовать две нагнетательные скважины. Следовательно, на основе проведённых расчётов определены основные технологические параметры применения технологии обратной закачки для объектов НП2-3 и НП4 месторождения группы компаний «Газпром нефть».

#### Список литературы

1. *Фоминых О.В.* Ресурсосберегающие технологии нефтяной промышленности / О.В. Фоминых, С.А. Леонтьев, А.В. Иванов, А.Н. Марченко. СПб.: Недра, 2011. 184 с.
  2. *Мисник В.Н.* Технология утилизации попутного нефтяного газа обратной закачкой в газовую шапку / В.Н. Мисник, С.И. Грачев, А.Н. Халин. Нефтепромысловое дело. 2016;7: 36–39.
  3. *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». *PRONEFT. Профессионально о нефти.* 2024;9(3):129–134.
  4. *Желтов Ю.П.* Деформация горных пород. Москва: Недра. 1966; 198.
- #### References
1. Fominykh O.V. Resource-saving technologies in oil industry / O.V. Fominykh, S.A. Leontiev, A.V. Ivanov, A.N. Marchenko. St. Petersburg: Nedra. 2011; 184.
  2. Misnik V.N. Petroleum gas utilization technology by re-injection into a gas cap / V.N. Misnik, S.I. Grachev, A.N. Khalin // Oilfield business. 2016;7: 36–39.
  3. 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;9(3):129–134.
  4. Zheltov Yu.P. *Deformation of rocks.* Moscow: Nedra. 1966; 198.

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.В. Войводяну** — разработал концепцию статьи, определил актуальность проблемы и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**В.В. Иликбаев** — верифицировал инженерные расчеты.

**И.В. Коваленко** — рецензировал окончательную версию статьи.

**В.И. Вирт** — произвел анализ существующего опыта закачки и хранения газа в подземных пластах.

**А.С. Виноградов** — провел инженерные расчеты.

**Artyom V. Voivodianu** — developed the concept of the article, determined the relevance of the problem and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Valery V. Ilikbaev** — verification calculations.

**Igor V. Kovalenko** — reviewed the final version of the article.

**Anton S. Vinogradov** — engineering.

**Vitaly I. Virt** — experience of reservoir gas injection

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

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

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

**Игорь Викторович Коваленко** — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»

**Виталий Игоревич Вирт** — 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

**Artyom V. Voivodianu** — Employee, Gazprom neft company group

**Valery V. Ilikbaev** — Employee, Gazprom neft company group

**Igor V. Kovalenko** — Employee, Gazprom neft company group

**Vitaly I. Virt** — 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

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ УСТЬЕВОГО СТРУЙНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

© Коллектив авторов,  
2025



**Р.Н. Коротков<sup>1,\*</sup>, Д.М. Овчаренко<sup>1</sup>, Д.Д. Сидоренко<sup>2</sup>, В.А. Тимошенко<sup>1</sup>,  
А.В. Федоров<sup>1</sup>, М.В. Симонов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Томск

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

**Электронный адрес:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Введение.** В условиях высокого газового фактора добываемой продукции актуальной задачей является поиск новых решений по полезному использованию попутного нефтяного газа (ПНГ). В рамках данной работы проведен анализ существующих решений по утилизации, а также рассмотрена технология использования устьевого струйного устройства (эжектора) для закачки попутного нефтяного газа обратно в пласт при помощи нагнетательных скважин.

**Цель.** Разработка нового технического решения по утилизации попутного нефтяного газа.

**Материалы и методы.** В качестве исходных данных использовались текущие режимы работы скважин, а также данные о геометрических параметрах устьевого струйного устройства. Для проведения расчетов использовался пакет макросов на языке программирования VBA, а также программное обеспечение (ПО) для статического и динамического моделирования скважин.

**Результаты.** Предложен новый способ утилизации попутного нефтяного газа, подобрана оптимальная конструкция устьевого струйного устройства, создан универсальный инструмент по анализу режимов работы эжектора, опытным путем доказана эффективность предлагаемого решения.

**Заключение.** В результате проведенного анализа, расчетов и опытно-промышленных испытаний определено, что устьевое струйное устройство является эффективным методом утилизации попутного нефтяного газа.

**Ключевые слова:** газовый фактор, попутный нефтяной газ, утилизация газа

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

**Для цитирования:** Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М., Сидоренко Д.Д., Тимошенко В.А., Федоров А.В., Симонов М.В. Моделирование и экспериментальное исследование устьевого струйного устройства для обратной закачки попутного нефтяного газа. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):95–103. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-95-103>

*Статья поступила в редакцию 07.02.2025*

*Принята к публикации 10.03.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

MODELING AND EXPERIMENTAL STUDY OF A WELLHEAD JET DEVICE FOR THE REINJECTION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS

**Roman N. Korotkov<sup>1,\*</sup>, Diana M. Ovcharenko<sup>1</sup>, Daniil D. Sidorenko<sup>2</sup>, Viktor A. Timoshenko<sup>1</sup>,  
Andrey V. Fedorov<sup>1</sup>, Maksim V. Simonov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom нефт company group, RF, Tomsk

<sup>2</sup>Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Introduction.** In conditions of high gas factor of the extracted products, the urgent task is to find new solutions for gas utilization. Within the framework of this work, the analysis of existing solutions for utilization was carried out, and it is proposed to use in a new way the technology of using a wellhead jet device (ejector) for pumping associated petroleum gas back into the formation using injection wells.

**Aim.** Development of a new technical solution for the utilization of associated petroleum gas.

**Materials and methods.** The current operating modes of the wells, as well as data on the geometric parameters of the wellhead jet device, were used as initial data. A package of macros in the VBA programming language was used to perform the calculations and steady state and transient well simulation.

**Results.** A new method for the utilization of associated petroleum gas was proposed, the optimal design of the wellhead jet device was selected, a universal tool for analyzing the operating modes of the ejector was created, and the effectiveness of the proposed solution was experimentally proven.

**Conclusion.** As a result of the analysis, calculations and pilot tests, it was determined that the wellhead jet device is an effective method for utilizing associated petroleum gas.

**Keywords:** gas factor, associated petroleum gas, gas utilization

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

**For citation:** Korotkov R.N., Ovcharenko D.M., Sidorenko D.D., Timoshenko V.A., Fedorov A.V., Simonov M.V. Modeling and experimental study of a wellhead jet device for the reinjection of associated petroleum gas. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):95–103. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-95-103>

*Manuscript received 07.02.2025*

*Accepted 10.03.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день нефтегазовая отрасль сталкивается с рядом технологических вызовов. В соответствии с Энергетической стратегией России до 2035 года одним из ключевых направлений является повышение энергоэффективности и внедрение энергосберегающих технологий в топливно-энергетический комплекс [1]. Это связано не только с экологическими аспектами, но и с экономической выгодой, поскольку рациональное использование ресурсов позволяет снизить затраты и повысить рентабельность активов. Одним из важных индикаторов успешного решения этих задач является уровень полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ), который должен составлять не менее 95 %. Достижение данного показателя требует внедрения инновационных решений, так как традиционные методы утилизации не всегда эффективны или экономически оправданы.

жидких углеводородов. В таких условиях актуальным становится поиск новых технологических решений, позволяющих не только минимизировать потери, но и повысить эффективность добычи углеводородов.

## СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ

При наличии развитой инфраструктуры одним из наиболее распространенных решений является применение компрессорных установок для закачки ПНГ обратно в пласт. Данная технология позволяет избежать его сжигание и поддерживать пластовое давление. Однако, несмотря на высокую эффективность, использование компрессоров не всегда целесообразно. Во-первых, это значительные капитальные и эксплуатационные затраты, что делает такой метод утилизации экономически оправданным далеко не во всех случаях. Во-вторых, для стабильной работы компрессоров необходима развитая инфраструктура и постоянное техническое обслуживание, что может быть проблематично для удаленных районов.

Альтернативным способом переработки ПНГ является его использование для генерации электроэнергии, необходимой для обеспечения работы нефтегазовых месторождений. Данный метод позволяет снизить зависимость от внешних источников электроэнергии и повысить автономность работы месторождений. Однако данное решение имеет и существенные недостатки. Во-первых, реализация таких проектов требует закупки дорогостоящего оборудования, зачастую импортного, что увеличивает сроки окупаемости. Во-вторых, коэффициент полезного действия таких установок не всегда высок, а их эксплуатация сопряжена с дополнительными затратами на техническое обслуживание. Кроме того, в условиях нестабильных цен на нефть и газ экономическая целесообразность подобных проектов остается под вопросом. Таким образом,

ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ СПОСОБ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ С УЧЕТОМ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ УСТЬЕВОГО СТРУЙНОГО УСТРОЙСТВА И СОЗДАНИЯ УНИВЕРСАЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА ПО АНАЛИЗУ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЖЕКТОРА.

## АКТУАЛЬНОСТЬ

Нефтегазовые компании регулярно сталкиваются с вызовами утилизации ПНГ, вызванными рядом технических и инфраструктурных ограничений. Ключевыми факторами в данном случае являются недостаточная пропускная способность трубопроводных систем, рост линейного давления и прорывы газа по скважинам. Иногда данные факторы приводят к остановкам добывающих скважин, что сказывается на общем уровне добычи

в исследовании предлагается закачка ПНГ обратно в пласт за счет работы струйного устройства [2].

## ПРЕДЛАГАЕМОЕ РЕШЕНИЕ

В традиционном варианте устьевого струйное устройство (УСУ) используется для снижения давления в затрубном пространстве добывающих скважин. Работа устьевого струйного устройства основана на принципе насоса, где кинетическая энергия одной среды (рабочего потока) передается другой среде (перекачиваемому газу). После смешения поток направляется через диффузорное устройство, где скорость снижается, а давление возрастает. Такое решение позволяет эффективно использовать кинетическую энергию для перекачки газа без необходимости в компрессорных установках (рис. 1).

Новизна предлагаемого подхода заключается в использовании УСУ для закачки добываемого попутного нефтяного газа в пласт через нагнетательные скважины. В данном случае устройство размещается на манифольде нагнетательной скважины, а газ напрямую откачивается из затрубного пространства добывающей скважины. Полученная водогазовая смесь возвращается обратно в пласт, что позволяет не только эффективно утилизировать ПНГ, но и поддерживать пластовое давление [3].

Таким образом, предложенное решение представляет собой оптимальный баланс между эффективностью, экономической доступностью и технологической простотой, что делает его перспективным для широкого внедрения в нефтегазовой отрасли.

Конструкция устройства позволяет длительно работать в условиях агрессивной водогазовой среды, а также оперативно регулировать расходы и давления за счет своей модульной конструкции. Модульная конструкция УСУ позволяет изменять диаметры сопла и камеры смешения, что дало возможность установить дополнительные

закономерности, не выявленные в ходе моделирования работы устройства.

Для нефтегазоконденсатного месторождения Z рассмотрены особенности геологического строения, текущее состояние разработки и выявлены ее основные недостатки. Газовый фактор по скважинам данного месторождения изменяется от 500 до 50000 м<sup>3</sup>/т, а ввиду падения пластового давления наблюдаются прорывы газа и рост объема добываемого ПНГ [4]. В целях моделирования и испытания технологии разработана принципиальная схема обвязки устьевого струйного устройства (рис. 2).

## РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Для моделирования системы были заданы следующие граничные условия:

1. Затрубное давление добывающей скважины (давление пассивного потока).
2. Текущее пластовое давление.

В целях моделирования нагнетательной скважины построена IPR-модель (зависимость дебита скважины от давления в точке расчета). При построении IPR-модели определено, что дополнительный расход газа не изменяет приемистость по воде и забойное давление, поэтому принято упрощение об использовании IPR только по воде, не учитывая приемистость пласта по газу (рис. 3).

В результате моделирования подобрана конструкция эжектора, позволяющая работать в целевой области. Подбор производился таким образом, чтобы минимизировать давление на входе в устройство по активной линии ввиду существующего технического ограничения по диапазону давлений блочной кустовой насосной станции.

## ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ

В ходе подготовки к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) байпасная линия была подключена напрямую к нагнетательной скважине без использования УСУ

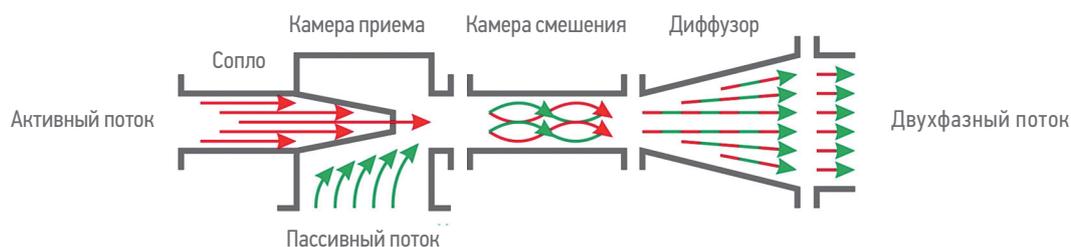


Рис. 1. Принцип действия струйного насоса. Составлено авторами  
Fig. 1. Operating principle of a jet pump. Compiled by the authors

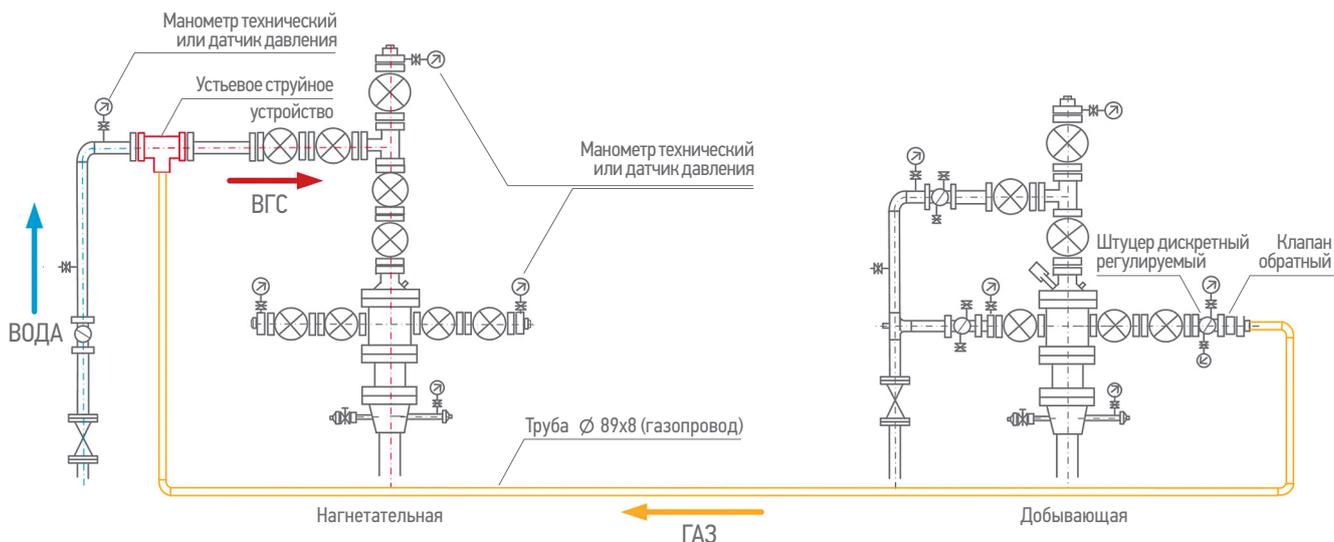


Рис. 2. Принципиальная схема установки устьевое струйное устройство. Составлено авторами  
 Fig. 2. Schematic diagram of the installation of a wellhead jet device. Compiled by the authors

при текущем режиме ( $P_{buf} = 80$  атм,  $Q_{water} = 86$  м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{gas} = 13$  тыс. м<sup>3</sup>/сут). В ходе анализа динамики проведения ОПИ выявлен рост буферного давления нагнетательной скважины (рис. 4). Для выявления причины роста давления проведено динамическое моделирование, которое позволило определить, что ПНГ всплывает в процессе закачки, так как скорость потока жидкой фазы меньше скорости всплытия газа. Оценка забойного давления на данном режиме показывает, что целевое забойное давление (давление для поддержания репрессии) не достигнуто, так как наличие даже небольшой объемной доли газа в потоке значительно снижает гидростатическую составляющую забойного давления. При расчете на текущий режим работы скважины

без закачки газа получено значение 350 атм. Данное значение принято целевым. Для достижения целевого забойного давления при закачке газожидкостной смеси (ГЖС) необходимо увеличить буферное давление на нагнетательной скважине, как показано на рис. 5. Для определения возможностей закачки ГЖС в пласт построена карта буферных давлений для различных расходов газа при фиксированном забойном давлении (рис. 6). В связи с необходимостью поддержания более высокого буферного давления для закачки ГЖС предложено использовать встроенный в устьевую обвязку эжектор. Принцип работы данного струйного устройства основан на передаче энергии

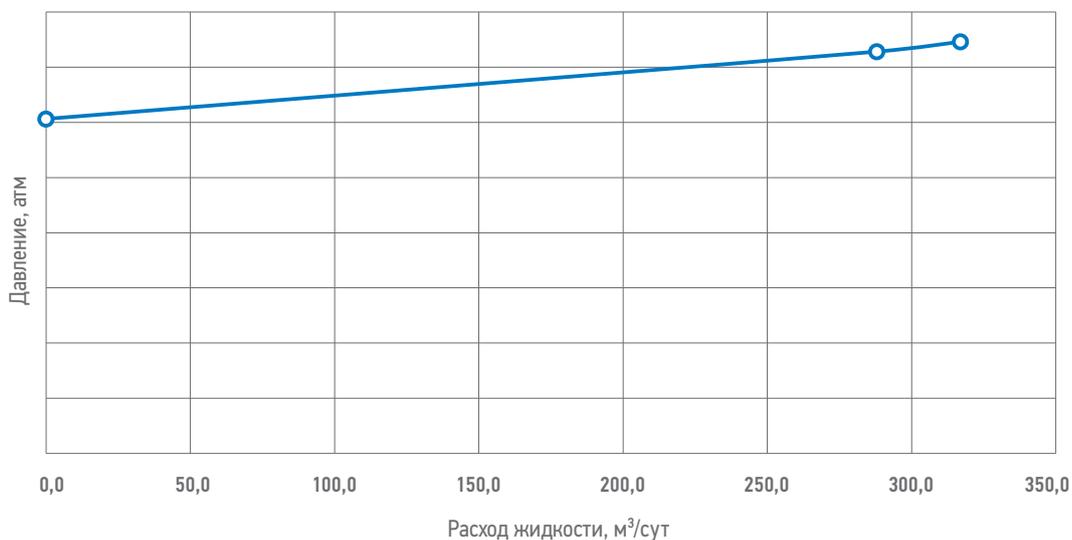


Рис. 3. IPR-модель нагнетательной скважины. Составлено авторами  
 Fig. 3. IPR model of an injection well. Compiled by the authors

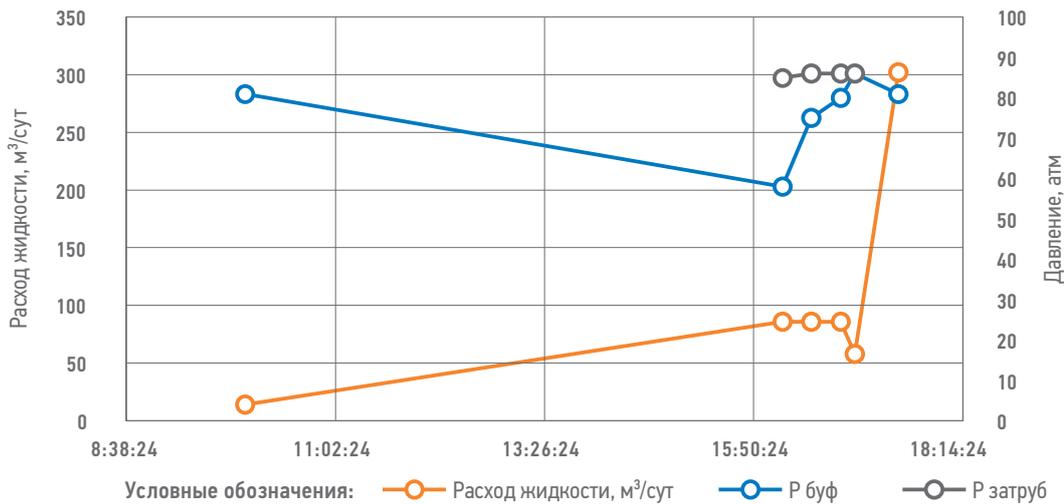


Рис. 4. Технологические параметры процесса проведения ОПИ. Составлено авторами  
 Fig. 4. Technological parameters of the pilot testing process. Compiled by the authors

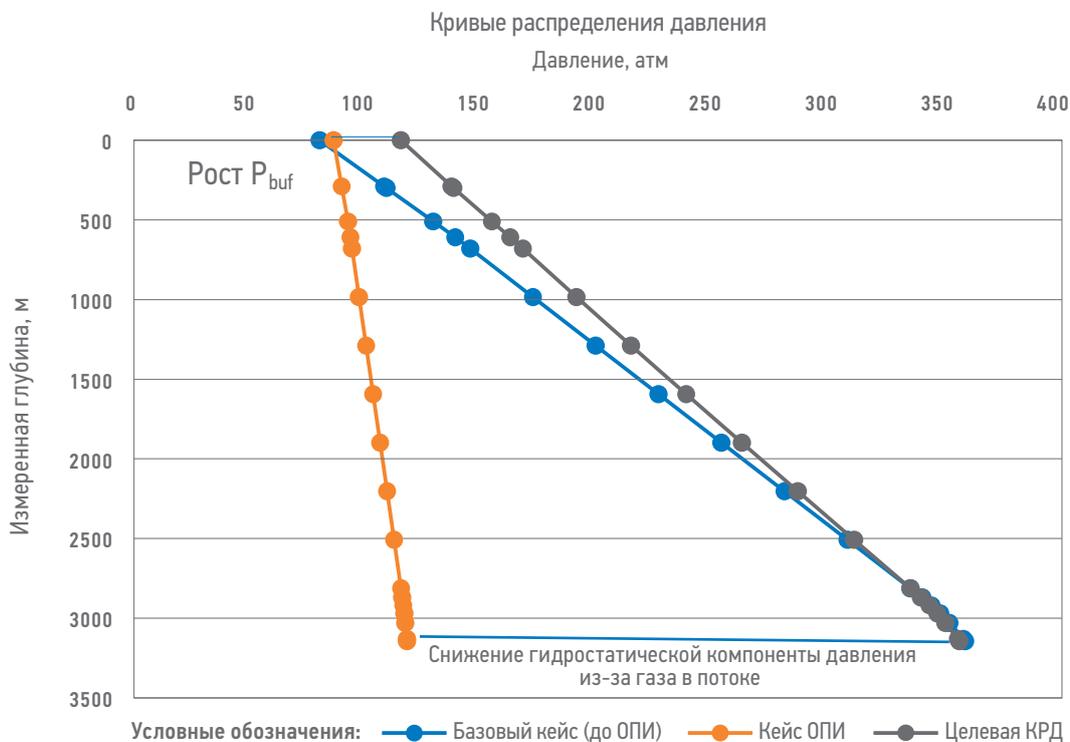


Рис. 5. Распределение давления при закачке воды и ГЖС. Составлено авторами  
 Fig. 5. Pressure distribution during injection of water and gas. Compiled by the authors

между потоками: активный (рабочий) поток, направляемый по силовой линии от насоса в сопло, создает струю рабочей жидкости в камере смешения [5]. В камере смешения активный поток начинает взаимодействие с перекачиваемым агентом (газом), из-за поверхностных сил трения между фазами происходит перемешивание агентов, при этом энергия передается от активного потока к перекачиваемому [6]. При переходе потока из камеры смешения в диффузор его скорость снижается,

а статическое давление потока возрастает. Смесь, полученная в ходе смешения, выходит из струйного устройства с промежуточным давлением. Основными ограничениями работы струйных устройств являются кавитация и выход в область звуковых скоростей [7]. Расчет параметров работы УСУ производится с помощью модели, предложенной Schlumberger (далее — модель PIPESIM). Ниже приведена система уравнений для определения технологических параметров работы УСУ:

Карта буферных давлений для обеспечения закачки

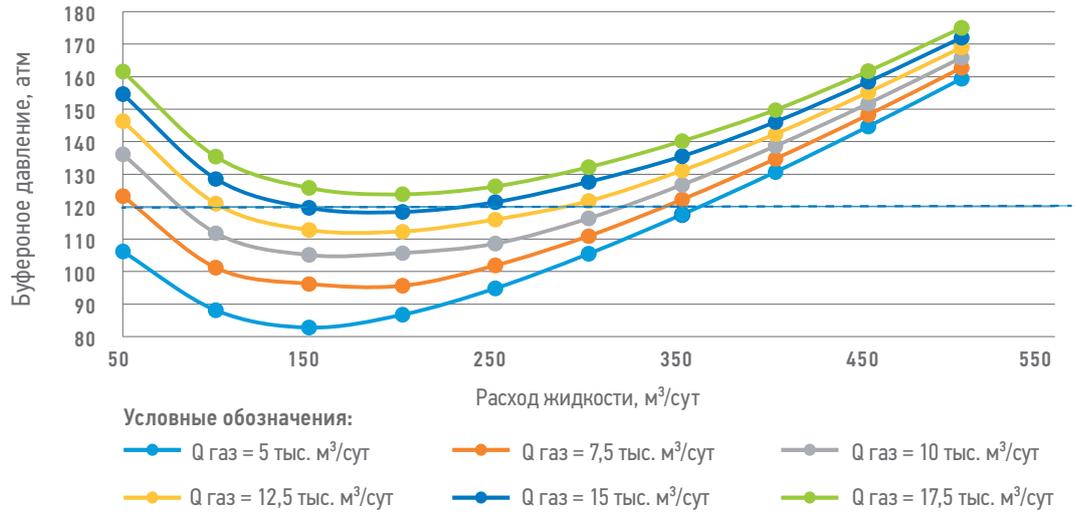


Рис. 6. Карта буферных давлений для обеспечения целевого  $P_{wf}$ . Составлено авторами  
 Fig. 6. Map of buffer pressures to ensure target  $P_{wf}$ . Compiled by the authors

$$\left\{ \begin{array}{l}
 F_{an} = \frac{A_n}{A_t}, (1) \quad F_p = \frac{\rho_s}{\rho_{act}}, (2) \quad F_q = \frac{q_s}{q_p}, (3) \\
 F_m = F_p F_q, (4) \quad u = \frac{q_s}{q_{act}}, (5) \quad u_m = F_p \times u, (6) \\
 B = \frac{(1 - 2F_{an})F_{an}^2}{(1 - F_{an})^2}, (7) \\
 u_{cav} = \left( \frac{1 - F_{an}}{F_{an}} \right) \times \sqrt{\frac{(1 + k_n) \times P_s}{1,35 \times (P_{act} - P_s) + P_{in}}}, (8) \\
 r_p = \frac{2F_{an} + BF_m^2 - (1 + K_{td})F_{an}^2(1 + F_m)^2}{(1 + K_n) - 2F_{an} + BF_m^2 - (1 + K_{td})F_{an}^2(1 + F_m)^2}, (9) \\
 dP = (P_{disjet} - P_s) = \frac{(r_p P_{act} + P_s)}{(1 + r_p)} - P_s, (10) \\
 AMS = 0,01327 q_s \sqrt{\frac{1}{P_s (API + 131,5)}}, (11) \\
 AS = A_t - A_n > AMS, (12) \\
 0,23 < F_{an} = \frac{A_n}{A_t} < 0,6, (13)
 \end{array} \right.$$

где  $F_{an}, A_n, A_t, F_p, \rho_{suction}, \rho_{act}, F_q, q_s, q_p, F_m, q_{suction}, q_{act}, u_m, B, u_{cav}, k_n, P_{suction}, P_{act}$ .  
 Для согласования системы «добывающая скважина — байпасная линия — УСУ — нагнетательная скважина» рассмотрим систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 P_{wfprod} = P_{hprodcas} + P_{frprodcas} - \Delta P_{ESP} + P_{hprod tub} + P_{frprod tub} + P_{bufprod}, (1) \\
 P_{wfprod} = P_{hprodcas} + P_{frprodcas} + P_{h_{dyn}} + P_{frprodcas} + P_{casann}, (2) \\
 P_{suction} = P_{annprod} - \Delta P_{line}, (3) \\
 P_{bufinj} = P_{disjet} = f(Q_{gas}, Q_{water}, P_{act}, P_{suction}, d_{noz}, d_{throat}, \rho_{gas}, \rho_{water}, r_p), (4) \\
 P_{wfinj} = P_{bufinj} + P_{hinj} - P_{frinj}, (5) \\
 P_{wfinj} \geq P_{wftarget}. (6)
 \end{array} \right.$$

Система имеет следующие ограничения:

- $P_{act} \leq 120$  атм — ограничение со стороны БКНС.
- $P_{suction}$  — ограничение режимом работы со стороны добывающей скважины 1002.

- $5 \text{ тыс. м}^3/\text{сут} < Q_{gas} < 15 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$  — экономическое ограничение.
- Риск гидратообразования в устьевой обвязке.

В ходе запуска в работу УСУ получена динамика закачки ПНГ, приведенная на рис. 7.

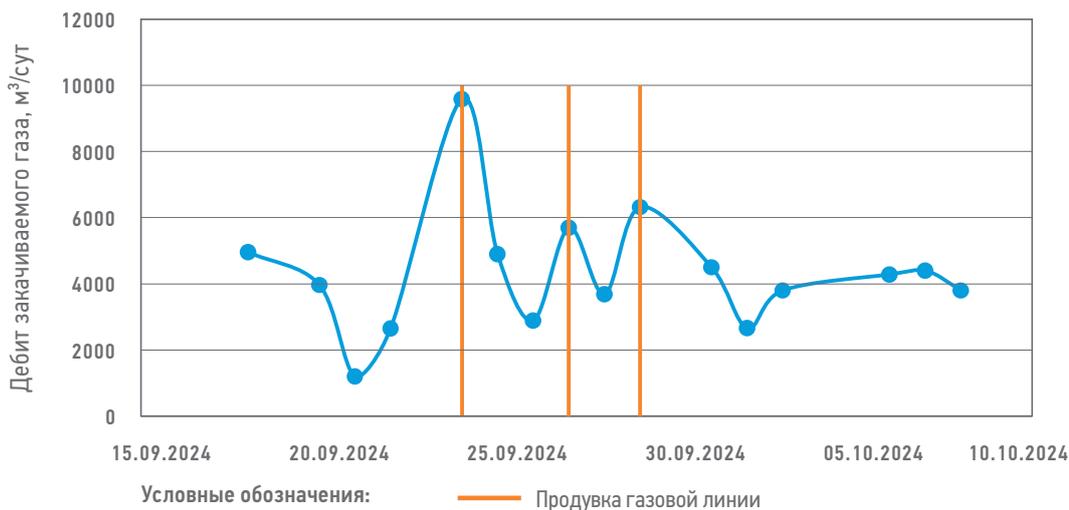


Рис. 7. Динамика закачки газа в процессе ОПИ. Составлено авторами  
 Fig. 7. Dynamics of gas injection during pilot testing. Compiled by the authors

а также все технологические параметры и результаты расчета приведены в табл. 1. По результатам проведения ОПИ получены следующие результаты:

1. В стабильном режиме с соблюдением перепада давлений в системе было достигнуто целевое значение закачки ПНГ.
2. При снижении температуры окружающей среды ниже 0 °С неоднократно выявлено образование гидратных пробок по газовой линии, что требует дополнительных

технических решений для исключения гидратообразования.

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

В ходе работы над проектом подобрана оптимальная конструкция устьевого струйного устройства для нефтегазоконденсатного месторождения Z с учетом геологических и технических условий. Путем моделирования

Таблица 1. Технологические параметры проведения ОПИ. Составлено авторами  
 Table 1. Technological parameters for conducting pilot testing. Compiled by the authors

Дата	Рбуф нагн. скв, атм	Рзатр доб. скв, атм	Qliq, м³/сут	Q gas, м³/сут	dP, атм	D сопла, мм	D камеры, мм	T, С	Комментарий	Абсолютная ошибка, атм
18.09.2024	60.00	46.00	216	4956	66	5	8	9		
20.09.2024	67.00	47.00	216	3966	61	5	8	22		
21.09.2024	65.00	45 => 66	202	1200	70 => 52	5	10	7...22	Гидрат на ОК УСУ	
22.09.2024	72.00	57.00	214	2652	52	5	10	7..20		
24.09.2024	45...60	43...65	250	9587	98...75	5	10	2...7	Продувка газовой линии, рост эффективности	
25.09.2024	87...75	55.00	216...274	4900	53...80	5	10	0...6	Рост ... Рзатр, разжатие затруба на 6 мм	7
26.09.2024	73.00	55.00	216	2892	52	5	10	0...3	Стабилизация работы УСУ	5
27.09.2024	68.00	50.00	216	5695	54	5	10	1...11	Рост эффективности после продувки газовой линии	9
29.09.2024	70.00	51.00	216	6321		5	10	15	Рост эффективности после продувки газовой линии	-3
01.10.2024	73.00	53.00	230	4500	62	5	12	9...21		1
03.10.2024	70.00	54.00	230	3800	70	5	12	3...14	Продувка газовой линии	
06.10.2024	61.00	53.00	230	4284	72	5	12	0...16		8
07.10.2024	72.00	53.00	230	4400	70	5	12	4...9		3
08.10.2024	80.00	53.00	255	3800		5	12	1...9		1

и опытно-промысловых испытаний определена зависимость пропускной способности устройства от давления и расхода жидкости. Опытным путем доказана возможность утилизации ПНГ в пласт нагнетательных скважин при помощи УСУ, Для определения нижней границы эффективности зафиксирован дебит по газу в объеме 5 тыс. м<sup>3</sup>/сут, полезное использование которого позволяет получить дополнительную добычу по нефти за счет запуска простаивающих

по инфраструктурным ограничениям скважин. На основании полученных результатов сформирована финансово-экономическая модель и принято решение о дальнейшем тиражировании технологии.

По итогам испытаний получено экспертное заключение научно-технического центра компании об успешности, даны рекомендации по учету в проектных решениях кустовых площадок перспективной технологии по утилизации попутного нефтяного газа.

#### Список литературы

1. Энергетическая стратегия развития РФ на период до 2035 г. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1523-р от 9.06.2020.
2. Осичева Л.В. Разработка технологии утилизации попутного газа в нефтепромысловом сборе с использованием струйного аппарата: дис. ... канд. техн. наук. — М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. Губкина, 2004.
3. Акрамов Б.Ш., Икласова Ж.У., Суюнгариев Г.Е. Утилизации попутного нефтяного газа с применением технологии водогазового воздействия. Наука, техника и образование. 2024;93(1):21–24.
4. Коротков Р.Н. Использование устьевого струйного устройства для зачекки газа в нагнетательные скважины / Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. — Томск: Изд-во ТПУ, 2024.
5. Wilman J.T. Jet Pumps. EUR 3253. 1966; 64. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://aei.pitt.edu/91233/1/3253.pdf>
6. Апасов Р.Т. и др. Повышение эффективности разработки пластов с низконапорным природным газом с применением эжектирующих устройств. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2024;168(6):99–114.
7. Wang Z.-H. et al. Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas — WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the postwaterflooding reservoir / Z.-H. Wang, B.-W. Sun, P. Guo, S.-S. Wang, H. Liu, Y. Liu, D.-Y. Zhou, B. Zhou. Petroleum Science. 2021;18:870–882. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z>

#### References

1. Energy development strategy of the Russian Federation for the period up to 2035. Order of the Government of the Russian Federation No. 1523-r of 06/09/2020
2. Osicheva L. V. *Development of technology for utilization of associated gas in oil field gathering using a jet device: diss.* Moscow: Russian State University of Oil and Gas named after Gubkin, 2004.
3. Akramov B. Sh., Iklasova Zh. U., Suyungariev G. E. Utilization of associated petroleum gas using water-gas impact technology. *Science, technology and education*. 2024;93(1):21–24.
4. Korotkov R.N. *Use of a wellhead jet device for pumping gas into injection wells* / Korotkov R.N., Ovcharenko D.M. Problems of geology and subsurface development: Proceedings of the XXVIII International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists. Tomsk: TPU Publishing House, 2024.
5. Wilman J.T. Jet Pumps. *EUR 3253. 1966; 64*. [Electronic resource]. Access mode: <http://aei.pitt.edu/91233/1/3253.pdf>.
6. Apasov R.T. et al. Improving the efficiency of development of formations with low-pressure natural gas using ejector devices. *News of higher educational institutions. Oil and gas*. 2024;168(6):99–114.
7. Wang Z.-H. et al. Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas — WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the postwaterflooding reservoir / Z.-H. Wang, B.-W. Sun, P. Guo, S.-S. Wang, H. Liu, Y. Liu, D.-Y. Zhou, B. Zhou // *Petroleum Science*. 2021;18:870–882. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z>

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Р.Н. Коротков** — реализация и мониторинг проекта, разработка концепции статьи.

**Д.М. Овчаренко** — реализация и мониторинг проекта, разработка концепции статьи.

**Д.Д. Сидоренко** — численное моделирование устьевого струйного устройства, разработка концепции статьи.

**В.А. Тимошенко** — автор идеи, разработка технических чертежей, реализация и мониторинг проекта.

**А.В. Федоров** — оказание экспертной поддержки в реализации проекта.

**М.В. Симонов** — оказание экспертной поддержки в написании статьи.

**Roman N. Korotkov** — project implementation and monitoring, developed the concept of the article.

**Diana M. Ovcharenko** — project implementation and monitoring, developed the concept of the article.

**Daniil D. Sidorenko** — developed the concept of the article, developed a numerical modeling of wellhead jet device, article concept development.

**Viktor A. Timoshenko** — author of the idea, developed technical drawings, of the tread, implementation and monitoring of the project.

**Andrey V. Fedorov** — provided expert support in the implementation of the project.

**Maksim V. Simonov** — provided expert support in the writing of the article.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

---

**Роман Николаевич Коротков\*** — менеджер-руководитель направления по интеграции и развитию, Группа компаний «Газпром нефть»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
ул. Почтамтская, д. 3–5.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Диана Маратовна Овчаренко** — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

**Даниил Денисович Сидоренко** — специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

**Виктор Алексеевич Тимошенко** — начальник цеха, Группа компаний «Газпром нефть»

**Андрей Владимирович Федоров** — начальник центра, Группа компаний «Газпром нефть»

**Максим Владимирович Симонов** — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

**Roman N. Korotkov\*** — Manager Head of integration and development, Gazprom neft company group  
3–5, Pochtamtskaya str., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Diana M. Ovcharenko** — Chief specialist, Gazprom neft company group

**Daniil D. Sidorenko** — Specialist, Gazprom neft company group

**Viktor A. Timoshenko** — Site administrator, Gazprom neft company group

**Andrey V. Fedorov** — Head of the center, Gazprom neft company group

**Maksim V. Simonov** — Head of the center, Gazprom neft company group

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



УДК 622.692.4  
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-104-109>

# РЕМОНТ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

© Коллектив авторов,  
2025



**В.В. Бесхижко, Ю.В. Бесхижко\*, А.И. Ермаков**  
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Введение.** Как и для любого сооружения, в процессе работы может возникнуть потребность в ремонте по широкому кругу причин, в том числе в результате как внутреннего, так и внешнего воздействия (тралы и др.).

**Цель.** Предложить новый, альтернативный традиционному (сварка трубопровода над поверхностью воды и последующее опускание изогнутого участка на дно), метод ремонта подводного морского трубопровода, поврежденного до полного разрыва трубы, при условии возможности поднятия над поверхностью воды обоих концов трубопровода в месте повреждения.

**Материалы и методы.** Анализ существующих решений, оценочные расчеты, экспертные оценки

**Результаты.** Предложен метод осуществления ремонта подводных трубопроводов без сварки под поверхностью воды в основе использования фланцевого соединения.

**Заключение.** Проведенные предварительные проработки показали реальную осуществимость предложенного метода, однако, учитывая, что он используется впервые, требуется детальное уточнение отдельных решений.

**Ключевые слова:** трубопровод, подводный, ремонт

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

**Для цитирования:** Бесхижко В.В., Бесхижко Ю.В., Ермаков А.И. Ремонт морских трубопроводов систем подводной добычи углеводородов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):104–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-104-109>

*Статья поступила в редакцию 30.09.2024*

*Принята к публикации 15.02.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

REPAIR OF OFFSHORE PIPELINES OF UNDERWATER HYDROCARBON PRODUCTION SYSTEMS

**Vladislav V. Beskhizhko, Yulia V. Beskhizhko\*, Alexander I. Ermakov**  
Gazprom нефт company group, RF, Saint-Petersburg

**E-mail:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Introduction.** As with any structure, there may be a need for repairs during operation for a wide range of reasons, including as a result of both internal and external influences (trawl, etc.).

**Aim.** To propose a new method, alternative to the traditional one (the pipeline is welded above the water surface and then put down to the bottom being curved) for repairing an underwater marine pipeline damaged to the point of complete rupture of the pipe, provided that both ends of the pipeline can be raised above the water surface at the point of damage.

**Materials and methods.** Analysis of existing solutions, estimates, expert assessments

**Results.** A method for repairing underwater pipelines without welding under water surface, based on a flange connection, is proposed.

**Conclusion.** Conducting preliminary studies have shown the real feasibility of the proposed method. However, given that it is being used for the first time, detailed clarification of individual solutions is required.

**Keywords:** pipeline, underwater, repair

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

**For citation:** Beskhizhko V.V., Beskhizhko Yu.V., Ermakov A.I. Repair of offshore pipelines of underwater hydrocarbon production systems. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):104–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-104-109>

*Manuscript received 30.09.2024*

*Accepted 15.02.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Морские трубопроводы систем подводной добычи углеводородов весьма разнообразны как по назначению, так и по техническим характеристикам. Как и для любого сооружения, в процессе работы может возникнуть потребность в ремонте по широкому кругу причин.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Существует ряд методов, позволяющих выполнить ремонт морских трубопроводов:

- ремонт обетонированного участка подводного трубопровода наложением муфты на поврежденный участок трубопровода и заполнением ее полости композиционным герметизирующим полимеризующим составом [1];
- использование устройства для восстановления глубинных трубопроводов, которое состоит из стыковочного аппарата с хомутами для крепления на трубе части нового трубопровода. После надежного прикрепления соединительной муфты части нового трубопровода и включения задвижки в работу платформа с подводной структурой присоединяется к части нового трубопровода [2];
- применение комплекса оборудования для сварки морских трубопроводов, состоящего из установленных на плавучем судне узла захвата конца укладываемого трубопровода, узла подачи отдельных труб, узла сварки, манипулятора, узла зачистки наружных поверхностей торцов отдельных труб, внутреннего центризатора, узлов снятия наружного и внутреннего грата. Внутренний центризатор выполнен с возможностью изменения расстояния между его центрирующими домкратами и снабжен механизмом продольного перемещения и прижатия отдельной трубы к концу плети трубопровода [3];
- извлечение и ремонт шельфовых трубопроводов [4, 5];
- использование подводного комплекса для ремонта подводных трубопроводов [6, 7];
- соединение участков морского трубопровода методом надводного захлеста [8].

Виды и способы ремонтных работ характеризуются весьма значительным диапазоном параметров в зависимости от конкретных условий, что обуславливает необходимость использования широкого спектра применяемых методов. В статье предложен метод ремонта подводного морского трубопровода,

поврежденного до полного разрыва трубы, диаметром более среднего, при условии возможности поднятия над поверхностью воды обоих концов трубопровода в месте повреждения, т.е. ремонт без необходимости сварки под водой, которая не всегда обеспечивает необходимое качество соединения и является очень капиталоемким мероприятием.

## ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ СПОСОБ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ БЕЗ СВАРКИ ПОД ВОДОЙ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ФЛАНЦЕВОГО СОЕДИНЕНИЯ ПРИ УСЛОВИИ ВОЗМОЖНОСТИ ПОДНЯТИЯ НАД ПОВЕРХНОСТЬЮ ВОДЫ ОБОИХ КОНЦОВ ТРУБОПРОВОДА В МЕСТЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ.

Предложено использовать фланцевое соединение и оснащение концов поврежденного трубопровода понтонами. Полная схема выполнения работ описана далее.

1. Проводится расчет поднятия одного окончания трубы с использованием специализированного программного обеспечения. При этом определяются усилия, возможности для его осуществления и выбор соответствующего специализированного судна; определяются грузоподъемность, количество и расположение понтонов (при необходимости).
2. Проектируются и изготавливаются фланцы и болтовое соединение исходя из условия равнопрочности фланцевого соединения и трубы.
3. Если труба полностью не разделена, в месте повреждения ее разрезают и одно окончание, оснащённое понтонами, поднимают на трубоукладочное судно (ТУС). В другом случае ее поднимают на поверхность и отрезают поврежденную часть.
4. Приваривают один фланец, при необходимости покрывают внутреннюю поверхность трубы изоляционным покрытием и опускают эту часть трубопровода на дно, на опору, где она должна быть зафиксирована.
5. Поднимают вторую часть поврежденного участка, оснащённую понтонами, отрезают поврежденный участок, удлиняют его с некоторым запасом до места стыковки.
6. Укладывают со смещением на регулирующую опору вдоль первой части и отмечают место реза для второй части трубопровода с учетом необходимости приварки фланца и установки уплотнения.
7. Поднимают вторую часть трубопровода над водой, отрезают излишек трубы, приваривают фланец, при необходимости

покрывают внутреннюю поверхность трубы гладкостным покрытием, завинчивают болты, чтобы они не выходили из фланца, опускают и устанавливают встык с первой частью.

8. Устанавливают уплотнение, собирают фланец; на небольших глубинах с помощью водолазов, на больших — с помощью телеуправляемого необитаемого подводного аппарата (ТНПА).
9. Надевают на фланец металлический чехол и заливают фланец герметизирующей смесью под давлением.

На этом ремонт поврежденного участка заканчивается, что позволяет перейти к испытаниям либо ремонту следующего участка. Следует отметить, что рассмотренный метод применим не только для ремонта трубопроводов систем подводной добычи (СПД), но и для других стальных морских трубопроводов значительного диаметра.

Для определения возможности использования предлагаемых решений значительный интерес представляет предварительная оценка затрат. Рассмотрена предварительная оценка на примере условного подводного трубопровода. Все исходные данные приняты из открытых источников.

## РЕМОНТ БЕЗ ПОДВОДНОЙ СВАРКИ

### Исходные данные\*\*. Технические аспекты

- Количество ниток, подлежащих ремонту, — 1 нитка.
- Глубина моря ≈ 200 м.
- Внутренний диаметр газопровода на участке ремонта 1 153 мм.
- Давление в газопроводе 200 бар.
- Толщина стенки 34–27 мм.
- Толщина обетонирования 90 мм.
- Общая протяженность нитки 550 км.
- Грузоподъемность понтонов ≈ 3 000 тонн.
- Объем газа для одной нитки ≈ 100 000 000 м<sup>3</sup>.

\*\* — данные подлежат уточнению

## ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

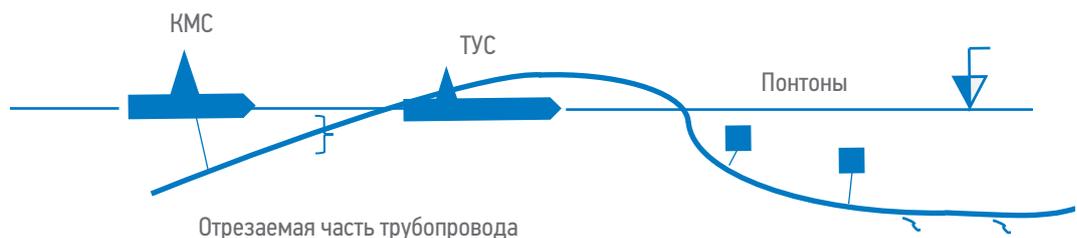
### Подготовительные работы

- Аренда ТУС 30 дней.

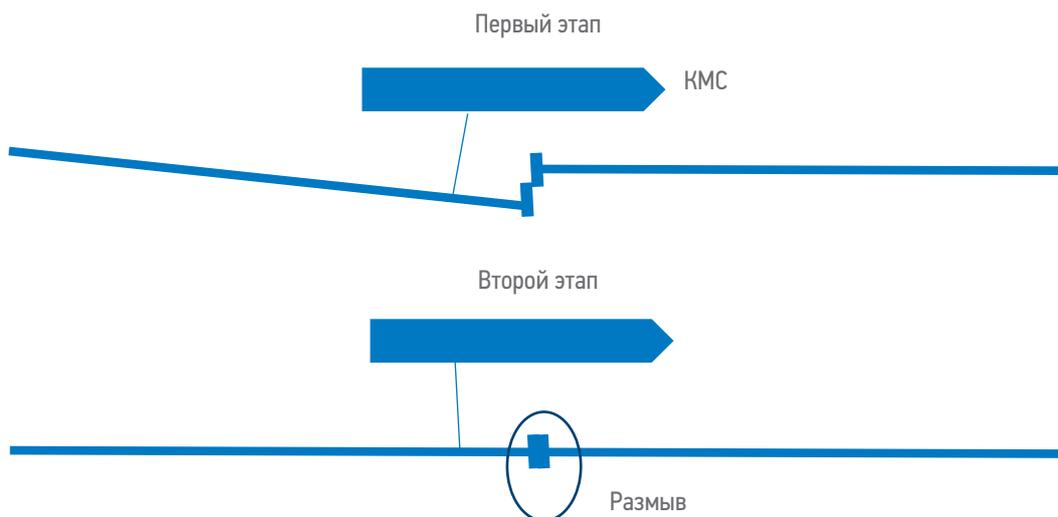
- Аренда краново-монтажного судна 30 дней.
- Разработка изготовления ТНПА 180 дней.
- Изготовление опор 60 дней.
- Аренда гидромонитора 30 дней.
- Изготовление фланцев 2 шт. (один с резьбой под болты, второй с отверстиями диаметром на 3–4 мм больше, чем диаметр болта), болтов с коническим окончанием.
- Изготовление понтонов (общая грузоподъемность 3000 тонн).
- Проработка концептуального подхода и изготовление модели стыка в натуральный размер и испытание.

### Морские операции

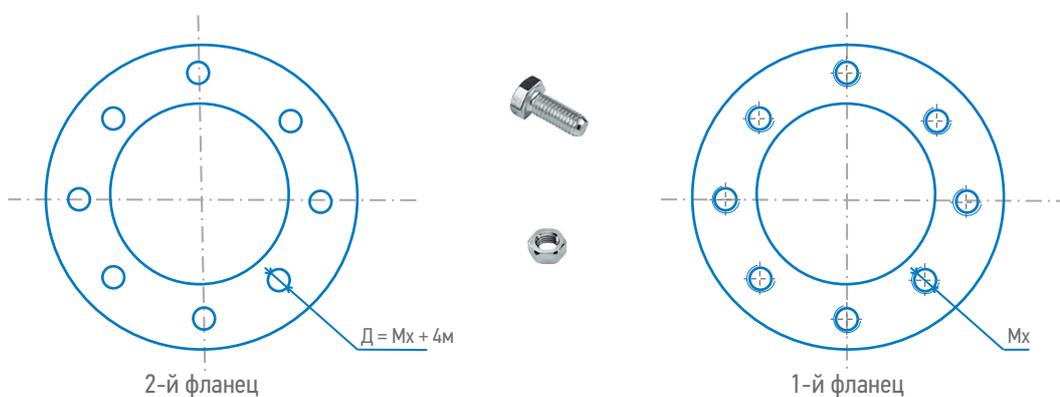
- Установка понтонов.
- Установка опор на дне 2 шт.
- Подъем и отрезка поврежденного участка трубы на одном конце в 2 приема 3 сут. Процесс подъема схематично представлен на **рис. 1**.
- Приварка первого фланца, изоляция внутренней поверхности трубы (при необходимости), частичное завинчивание болтов. Опускание первого участка трубы на опору.
- Подъем и отрезка поврежденного участка трубы на 2-м конце в 2 приема — 4 суток.
- Опускание плети на дно.
- Замер длины наращиваемого участка 2 дня.
- Подъем участка трубы на втором конце.
- Нарращивание на ТУС участка трубы.
- Опускание конца плети.
- Замер зазора между плетями.
- Подъем плети.
- Приварка фланца, изоляция внутренней поверхности (при необходимости). Продолжительность работ по пп. 8–13 суммарно 7 дней.
- Опускание плети на дно предварительно, подгонка стыка 3 дня (**рис. 2**).
- Размывка участка стыковки гидромонитором для обеспечения доступа ТНПА.
- Регулировка положения плетей. Окончательная стыковка 2 дня. Для обеспечения соосности регулируют положение второй плети в горизонтальной плоскости



**Рис. 1.** Подготовка одного конца плети к стыковке. Составлено авторами  
**Fig. 1.** Preparation of one section of the pipeline to join with another one. Prepared by the authors



**Рис. 2.** Стыковка плетей. Составлено авторами  
**Fig 2.** The joining of the pipeline's sections. Prepared by the authors



\* x определяется расчетом

**Рис. 3.** Фланцы, крепеж. Составлено авторами  
**Fig. 3.** Flanges, fasteners. Prepared by the authors

и по вертикали. Довинчивание болтов. Навинчивание и затяжка гаек (рис. 3).

- Герметизация стыка заливкой специальной смеси с использованием ТНПА. Заполнение полости расширяющимся пластифицированным наполнителем (цементом) с последующим его уплотнением путем повышения давления в полости.

#### Испытания

- Запуск средств очистки и диагностики.
- Проведение испытаний 7 дней.
- Объем газа для заполнения предварительно 370 млн м<sup>3</sup>.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ

Предложен метод осуществления ремонта подводных трубопроводов без сварки под поверхностью воды, в основе использования фланцевого соединения.

#### ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ ДЛИТЕЛЬНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

- Контрактные процедуры 17 мес.
- Разработка проектной документации, экспертиза, согласование 9 мес.
- Разработка ТНПА, испытания 8 мес.
- Контрактование судов, изготовление оборудования и оснастки 8 мес.
- Разработка рабочей документации, включая проект производства работ, 5 мес.
- Изготовление и испытание модели стыка 2 мес.
- Ремонт 3 мес.
- Испытание 3 мес.

Укрупненная дорожная карта представлена на рисунке 4.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Предложен метод осуществления ремонта подводных трубопроводов СПД и других систем морских трубопроводов



Рис. 4. Укрупненная дорожная карта. Составлено авторами  
Fig. 4. Consolidated road map. Prepared by the authors

- без сварки под поверхностью воды, в основе которого лежит фланцевое соединение.
- Сформулирован полный комплекс работ, обеспечивающий ликвидацию повреждения.
  - Предложенный метод позволяет осуществить изоляцию стыка внутри трубы.
  - Рассмотрено применение предложенного метода для возможного ремонта условного трубопровода.
  - Предварительное рассмотрение технических аспектов предложенного метода ремонта морских трубопроводов показало

реальную возможность осуществления, однако для получения полноценных результатов требуются дополнительные работы.

Имеются реальные предпосылки для реализации:

- Внедрение может быть осуществлено в рамках приоритетных направлений проектов технологического суверенитета РФ.
- Реализация приведённых положений позволит расширить компетенции РФ в части как морских трубопроводов, так и систем подводной добычи.

#### Список литературы

1. Способ ремонта обетонированного участка подводного трубопровода и устройство для его осуществления. Режим доступа: [https://yandex.ru/patents/doc/RU2619954C1\\_20170522?ysclid=llcp1hw2sq443945998](https://yandex.ru/patents/doc/RU2619954C1_20170522?ysclid=llcp1hw2sq443945998)
2. Устройство для восстановления разрушенных глубинных трубопроводов. Режим доступа: <https://www.freepatent.ru/patents/2468274>
3. Комплекс оборудования для сварки морских трубопроводов. Патент 2544620. Режим доступа: <https://patentdb.ru/patent/2544620?ysclid=llcp8guaei767614497>
4. Recovery and repair of offshore pipelines. Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/US3751932A/en>
5. Recovery and repair of offshore pipelines. Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/ES418606A1/en>
6. Патент на изобретение RU2481438C2. Режим доступа: <https://patenton.ru/patent/RU2481438C2>
7. Патент на изобретение RU2325578C1. Режим доступа: <https://patenton.ru/patent/RU2325578C1>
8. Что с Черским? На российском краново-монтажном трубоукладочном судне произошел инцидент. Режим доступа: <https://nelegaz.ru/news/Suda-i-sudostroenie/796151-cto-s-cherskim-na-rossiyskom-kranovo-montazhnomtruboukladochnom-sudne-proizoshel-incident/>
9. Понтоны и причалы в России. Режим доступа: <https://promportal.su/g/47713/pontoni-i-prichali/>

#### References

1. A method for repairing a concreted section of an underwater pipeline and a device for its implementation. Access mode: [https://yandex.ru/patents/doc/RU2619954C1\\_20170522?ysclid=llcp1hw2sq443945998](https://yandex.ru/patents/doc/RU2619954C1_20170522?ysclid=llcp1hw2sq443945998)
2. A device for restoring destroyed deep-water pipelines. Access mode: <https://www.freepatent.ru/patents/2468274>
3. A set of equipment for welding offshore pipelines. Patent 2544620. Access mode: <https://patentdb.ru/patent/2544620?ysclid=llcp8guaei767614497>
4. Recovery and repair of offshore pipelines. Access mode: <https://patents.google.com/patent/US3751932A/en>
5. Recovery and repair of offshore pipelines. Access mode: <https://patents.google.com/patent/ES418606A1/en>
6. Patent for the invention RU2481438C2. Access mode: <https://patenton.ru/patent/RU2481438C2>
7. Patent for the invention RU2325578C1. Access mode: <https://patenton.ru/patent/RU2325578C1>
8. What about Chersky? An incident has occurred on a Russian crane-mounting pipe-laying vessel. Access mode: <https://nelegaz.ru/news/Suda-i-sudostroenie/796151-cto-s-cherskim-na-rossiyskom-kranovo-montazhnomtruboukladochnom-sudne-proizoshel-incident/>
9. Pontoons and berths in Russia. Access mode: <https://promportal.su/g/47713/pontoni-i-prichali/>

#### ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

**Vladislav V. Beskhizhko** — 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.

**Ю.В. Бесхижко** — приняла участие в подготовке разделов, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

**Yulia V. Beskhizhko** — took part in editing of the article main parts, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Alexander I. Yermakov** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

**Владислав Валерьевич Бесхижко** — кандидат технических наук, доцент

**Юлия Владиславовна Бесхижко\*** — главный инженер проекта, Группа компаний «Газпром нефть»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
ул. Почтамтская, д. 3–5.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

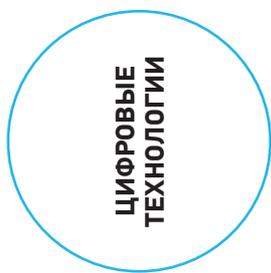
**Александр Иванович Ермаков** — доктор технических наук, профессор

**Vladislav V. Beskhizhko** — Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor

**Yulia V. Beskhizhko\*** — Project manager, Gazprom  
neft company group  
3–5, Pochtamtorskaya str., 190000, Saint Petersburg,  
Russia.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Alexander I. Ermakov** — Dr. Sci. (Eng.), Professor

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАХОЛАЖИВАНИЯ ГАЗА

© Коллектив авторов,  
2025



**М.М. Хасанов<sup>1</sup>, С.А. Нехаев<sup>1</sup>, А.Р. Ильясов<sup>1,\*</sup>, Е.А. Мьякишев<sup>1</sup>, П.В. Марюшко<sup>1</sup>,  
А.С. Епрынцеv<sup>1</sup>, В.Л. Жиделеv<sup>1</sup>, А.Е. Коныгин<sup>1</sup>, А.Ч. Хадарцев<sup>1</sup>, С.В. Иванов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Университет ИТМО, РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** a-r-ilyasov@mail.ru

**Введение.** Основной задачей на этапе ранней проектной проработки газовых и газоконденсатных месторождений является выбор наиболее эффективной с точки зрения экономических показателей технологии подготовки попутного нефтяного и природного газов. Поиск оптимального решения является достаточно сложной технико-экономической задачей, требующей значительных трудозатрат команды специалистов.

**Цель.** Целью данной работы является разработка цифрового инструмента на базе мультиагентных систем, позволяющих создавать гибкие и адаптивные системы из множества элементов, взаимодействующих между собой для достижения общей цели.

**Материалы и методы.** Используются методы системного инжиниринга, интеллектуальных мультиагентных технологий, а также суррогатного моделирования (прокси-модели на основе искусственного интеллекта).

**Результаты.** В работе приведены результаты по разработке цифрового инструмента, который позволяет определить оптимальную температуру процесса низкотемпературной сепарации (НТС) и, как результат, оптимальный перечень товарных продуктов для сбыта, необходимые для этого технологии и транспортное окружение.

**Заключение.** Разработан прототип цифрового инструмента, который может быть использован на этапах концептуального проектирования для решения задач по выбору технологии подготовки газа.

**Ключевые слова:** система поддержки принятия решения, мультиагентные системы, подготовка газа и конденсата, природный газ, газ сепарации, сухой отбензиненный газ, нестабильный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, деэтанализированный конденсат, сниженный углеводородный газ, широкая фракция лёгких углеводородов, низкотемпературная сепарация, внутренний валовый продукт, Институт точной механики и оптики, налог на добычу полезных ископаемых, основные технические решения, проектная документация

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

**Для цитирования:** Хасанов М.М., Нехаев С.А., Ильясов А.Р., Мьякишев Е.А., Марюшко П.В., Епрынцеv А.С., Жиделеv В.Л., Коныгин А.Е., Хадарцев А.Ч., Иванов С.В. Система поддержки принятия решения по выбору оптимальной температуры захлаживания газа. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):110–119. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-110-119>

*Статья поступила в редакцию 11.03.2025*

*Принята к публикации 01.04.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

## DECISION SUPPORT SYSTEM FOR GAS COOLING TEMPERATURE OPTIMIZATION

**Mars M. Khasanov<sup>1</sup>, Sergei A. Nekhaev<sup>1</sup>, Aidar R. Ilyasov<sup>1,\*</sup>, Evgeniy A. Myakishev<sup>1</sup>,  
Pavel V. Maryushko<sup>1</sup>, Anton S. Ypryntsev<sup>1</sup>, Victor L. Zhidelev<sup>1</sup>, Andrey E. Konygin<sup>1</sup>,  
Alan Ch. Khadartsev<sup>1</sup>, Sergey V. Ivanov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

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

**E-mail:** a-r-ilyasov@mail.ru

**Introduction.** One of the key issues at the front-end development phase for gas and condensate fields refers to selection of the most economically effective processing technology for natural and associated gas. Justification of the optimal solution is a complex technical and economic task that requires significant effort from a team of experts.

**Aim.** The purpose of this paper is to present a digital tool based on multi-agent technologies that form a flexible and adaptive system of many elements that interact with each other to achieve a common goal.

**Materials and methods.** Methods of system engineering, intelligent multi-agent technologies, surrogate modeling (AI-based proxy models) are used.

**Results.** This paper presents results of development of the digital tool that determines the optimal temperature for low-temperature condensation processes (LTC) providing the optimal output of commercial products, with consideration of necessary technologies and transport environment/capabilities.

**Conclusion.** The prototype of abovementioned digital tool is useable at the stages of conceptual design for solving problems related to selection of gas treatment technology.

**Keywords:** decision support system, multi-agent systems, gas and condensate treatment, natural gas, separation gas, dry distilled gas, unstable gas condensate, stable gas condensate, deethanized condensate, liquefied petroleum gas, wide fraction of light hydrocarbons, low-temperature separation, gross domestic product, Institute of Precision Mechanics and Optics, mining tax minerals, basic technical solutions, project documentation

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

**For citation:** Khasanov M.M., Nekhaev S.A., Ilyasov A.R., Myakishev E.A., Maryushko P.V., Ypryntsev A.S., Zhidelev V.L., Konygin A.E., Khadartsev A.Ch., Ivanov S.V. Decision support system for gas cooling temperature optimization. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):110–119. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-110-119>

Manuscript received 11.03.2025

Accepted 01.04.2025

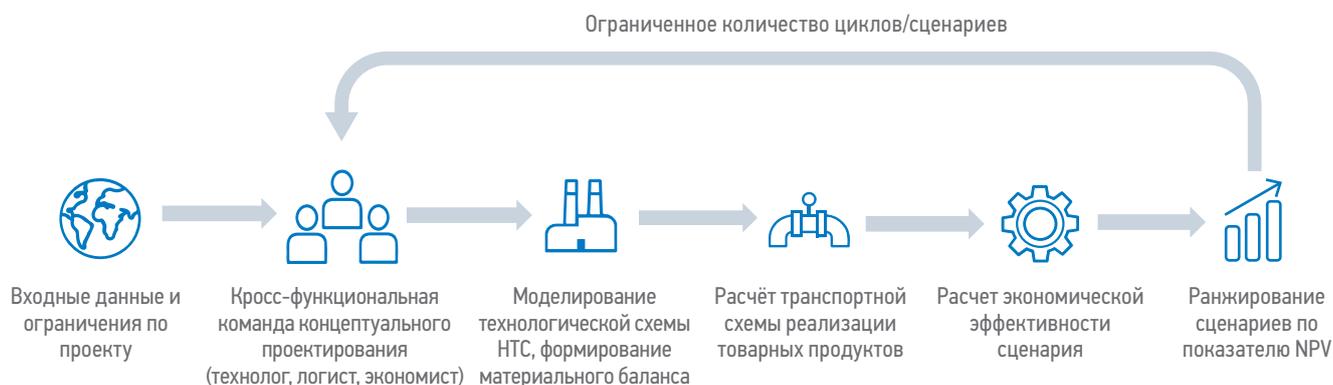
Published 30.06.2025

## ВВЕДЕНИЕ

Особенностью обустройства газовых и газоконденсатных месторождений является потенциально широкая корзина товарных продуктов для монетизации: сухой отбензиненный газ (СОГ), нестабильный/стабильный конденсат (НГК/СК), сжиженные и сухие газы (СУГ), углеводороды: этан, пропан, бутаны, пентаны и т.д. Выбор корзины товарных продуктов по проекту и, как результат, технологии подготовки газа (температуры НТС) зависит от капитальных и операционных затрат на технические решения, логистических особенностей региона и стоимости реализации товарных продуктов в точках сдачи (net-back). Как правило, для выбора технологии подготовки газа прорабатывается множество вариантов с различной температурой процесса, качеством и количеством подготавливаемого продукта. Каждый возможный вариант рассчитывается технически и экономически с учётом требуемого оборудования для обеспечения необходимой температуры захлаживания газа. Сравнение возможных вариантов и выбор базового

решения требует значительных трудозатрат, особенно в условиях неопределённости уровня добычи и состава добываемого газа на стадии концептуального проектирования. Поэтому разработка цифрового инструмента на базе современных алгоритмов и расчётных методов, который позволит автоматизировать процесс расчёта множества вариантов и выбора оптимального является актуальной задачей в области концептуального проектирования.

На рис. 1 приведена типовая схема проработки возможных вариантов технологии подготовки газа выбора базовой технологии подготовки газа на этапе концептуального проектирования. Как правило, процесс выстроен последовательно и выполняется силами кросс-функциональной проектной командой, иногда и территориально распределённой, состоящей из специалистов по различным направлениям, в том числе технолога, специалиста по логистике и стоимостного инженера. На входе проектная команда имеет перечень исходных данных, который по качеству и объёму зависит от текущего



**Рис. 1.** Принципиальная схема концептуальной проработки вариантов для выбора оптимальной технологии подготовки газа. Составлено авторами

**Fig. 1.** Schematic diagram of the conceptual elaboration of options for optimal gas treatment technology. Compiled by the authors

этапа проработки и включает в себя данные по подземной части (показатели добычи по годам, компонентный состав продукции скважин) и наземной части (динамика давления на входе объекта подготовки, инфраструктурное окружение в регионе строительства, потенциальные точки сдачи и стоимость продукции). Технолог проектной команды

## ПРЕДЛОЖЕН ЦИФРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ РЕШЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ЗАДАЧ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДЛЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЭТАПЕ РАННЕЙ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ПРОРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МУЛЬТИАГЕНТНЫХ СИСТЕМ.

выполняет ручной расчёт технологических схем подготовки газа по технологии НТС с различными температурами захлаживания газа и формирует динамику выхода товарных продуктов на площадочном объекте по годам разработки месторождения. Специалист по коммерции и логистике определяет возможные точки сдачи всех продуктов с учётом возможных способов транспорта и формирует вариант доставки продуктов до потребителя (трубопровод, автомобильная и железная дорога, речной и морской транспорт), учитывая ограничения по точкам сдачи. Стоимостной инженер получает от коллег перечень комплексных вариантов по технологии подготовки и сдаче продукции в формате титульного списка объектов и сооружений, необходимых для строительства и объёмы монетизируемых товарных продуктов по годам. После определения объёмов капитальных и операционных затрат специалистом по инвестиционному анализу выполняется расчёт основных инвестиционных показателей проекта. В результате комплексной проработки путём последовательного расчёта определяется лидирующий вариант, который является итоговым результатом концептуальных работ, а для более позднего этапа «Выбор» и входными данными — для разработки Основных технических решений (ОТР) и Проектной документации (ПД). Как правило, продолжительность процесса поиска базового варианта составляет от нескольких недель до нескольких месяцев, в зависимости от количества сформированных вариантов по проекту. В то же время следует отметить, что технологические расчёты выполняются специалистами с учётом их экспертного опыта и всегда имеется риск недостаточной глубины технической проработки и вариативности, особенно в условиях ограниченных временных ресурсов.

С точки зрения автоматизации описанного процесса задача относится к классу комбинаторной оптимизации, в рамках которой необходимо скомбинировать множество различных, в том числе не всегда совместимых, вариантов технических и стоимостных параметров и найти лучший вариант относительно заданной целевой функции.

В целом необходимо отметить, что применение машинных алгоритмов для решения комплексных задач в нефтяном инжиниринге является установившейся практикой. Так, например, в работе [1] применялся нейросетевой алгоритм для комплексной оценки схемы планирования разработки нефтяного месторождения. Для этого использовались такие параметры, как чистая приведенная стоимость, коэффициент прибыльности инвестиций, срок окупаемости и общий объём инвестиций, средняя стоимость нефти, накопленная добыча, соотношение нефти и газа в добываемой смеси. В другой работе [2] был предложен гибридный метод искусственного интеллекта для оптимизации интегрированной системы добычи газа. В работе [3] описан способ оптимизации проектирования разработки нефтяных месторождений на основе нечеткой логики и метода обратного распространения ошибки для обучения нейронной сети. Также решаются задачи, такие как прогнозирование стоимости нефти на основе отраслевого производства и энергопотребления, ВВП, цен на другие сырьевые товары нейросетевыми методами [4], оценка эффективности мероприятий для добывающих нефтяных и нагнетательных скважин на основе метода «роя частиц» [5], прогнозирование добычи нефти с учетом обводненности с использованием иерархической оптимизации на основе анализа «нечеткой кластеризации» [6].

Отдельно стоит осветить вопросы применения мультиагентных систем (МАС) в нефтегазовой и других смежных отраслях. Согласно одному из наиболее распространенных определений МАС состоит из различных взаимодействующих агентов, где агент — это компьютерная система, способная выполнять автономные действия для достижения определенных целей, взаимодействуя с окружающей средой и другими агентами [7]. Интеллектуальный агент достигает своих целей, воспринимая свою среду и используя наблюдения для принятия решения о том, какое действие выполнить на следующем шаге [8].

МАС как технология помогает оптимизировать производственные системы, которые являются децентрализованными с параллельным исполнением процессов. МАС

рассматривается как перспективный способ управления распределенными вычислительными и информационными системами [9]. МАС особенно подходят для организаций отдельных элементов с разными или противоречивыми целями, которые можно разбить на несколько независимых задач и назначить агентам. Они также могут применяться в оптимизации систем, свойства и характеристики которых изменяются со временем. МАС успешно применяются в широком спектре дисциплин, таких как электронная коммерция, сетевое планирование и транспорт [10], логистика, управление процессами (например, управление воздушным движением), промышленное производство, телекоммуникации, интеллектуальные сети и робототехника [11], энергетические системы [12], обеспечение безопасности, управление цепочками поставок в нефтегазовой отрасли [8]. МАС имеют значительный потенциал в нефтегазовом инжиниринге, т.к. способны эффективно решать технические задачи в области объектов наземного обустройства за счёт эффективной имитации объектов реального мира со сложным поведением и взаимодействием друг с другом.

### **ОПТИМИЗАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ НА ОСНОВЕ МУЛЬТИАГЕНТНОГО ПОДХОДА**

В компании «Газпромнефть-Развитие» совместно с Университетом ИТМО для этапов ранней проектной проработки и выбора технологии подготовки продукции скважин газовых и газоконденсатных месторождений разработан прототип цифрового инструмента «Система поддержки принятия решения по выбору оптимальной температуры захождения газа с использованием интеллектуальных мультиагентных систем». Инструмент позволяет выполнять расчётные исследования для широкого диапазона температурного режима подготовки газа и с учётом ограничений по проекту определять оптимальную технологическую схему низкотемпературного процесса подготовки газа. На **рис. 2** приведена блок-схема архитектуры прототипа, включающего в себя шесть взаимосвязанных модулей: модуль редактирования сценариев, модуль расчёта технологических схем, модули расчёта затрат объекта подготовки и транспорта, модуль финансово-экономической модели и модуль оптимизации (эффективного ранжирования результатов расчётов). За каждым модулем закреплён виртуальный агент со своей зоной ответственности и специфическими локальными

целями, которые приводят к возможным конфликтам интересов, которые должны быть разрешены в ходе общей оптимизации с выработкой компромиссного варианта. На вход инструмента подается профиль добычи месторождения по годам разработки, содержащий основные данные для выполнения исследования — расход и компонентный состав продукции скважин, давление и температура потока на входе объекта подготовки. Данные являются входными для инициации процесса формирования рамок проекта в Модуле 1 «Редактор сценариев», где указываются возможные точки сдачи потенциально возможных видов товарной продукции. Интерфейс представляет собой интерактивную среду проектирования вариантов решений с инструментами для ручного ввода возможных потребителей продуктов с учётом их удаленности и способов транспортировки промежуточных и конечных продуктов, а также возможных точек для процессинга продукции на базе объектов подготовки сторонних организаций (**рис. 3**). Модуль позволяет максимально учесть условия проекта, предоставляя пользователю наглядную информацию о логистических цепочках. Это важно для дальнейшего междисциплинарного обмена информацией при выполнении расчётного исследования по проекту.

Далее информация передается в Модуль 2 «Расчёт технологических схем», который представляет собой библиотеку технологических схем НТС (см. **таблицу 1**) и расчётный алгоритм для выполнения технологических расчётов.

Перечень расчётных технологических схем структурирован по принципу снижения рабочей температуры в устройстве низкотемпературной сепарации, а также по мере возрастания сложности технологии, предназначенной для получения продуктов низкотемпературной сепарации природного газа и газового конденсата. Каждая технологическая схема в библиотеке адаптирована в соответствии с современными требованиями к эффективности и безопасности процессов. Результатом работы модуля является набор потоков для выходных продуктов с набором характеристик, необходимых для дальнейшего использования результатов расчётов: массовый и объёмный расход, компонентный состав, давление и температура.

После выполнения технологических расчётов в Модулях 3 и 4 для каждой исследуемой технологической схемы и логистического маршрута реализации товарных продуктов выполняется расчёт капитальных и операционных затрат по годам разработки месторождения. Алгоритм предусматривает

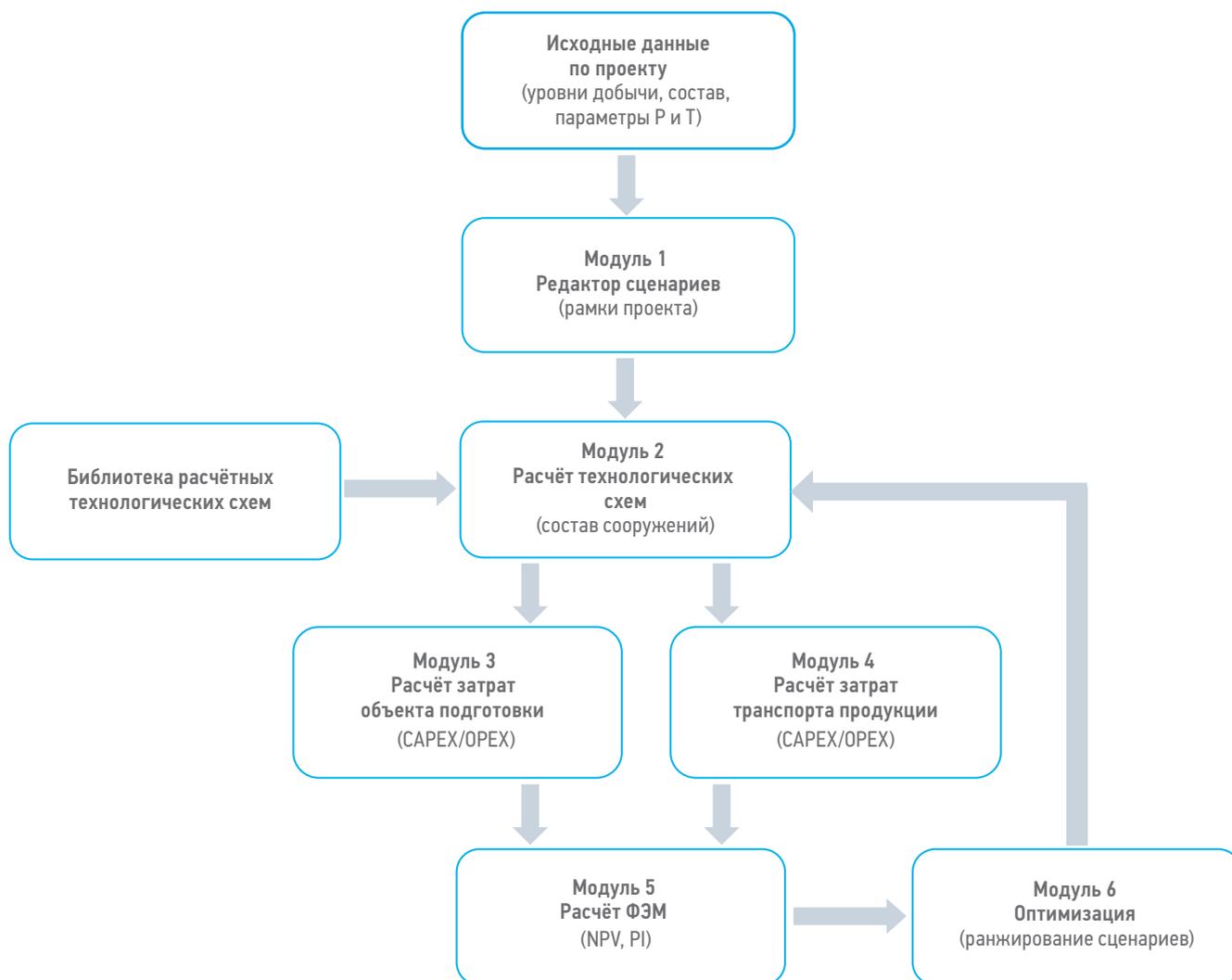


Рис. 2. Блок-схема архитектуры прототипа СППР. Составлено авторами  
 Fig. 2. Block diagram of the prototype architecture of the DSS. Compiled by the authors

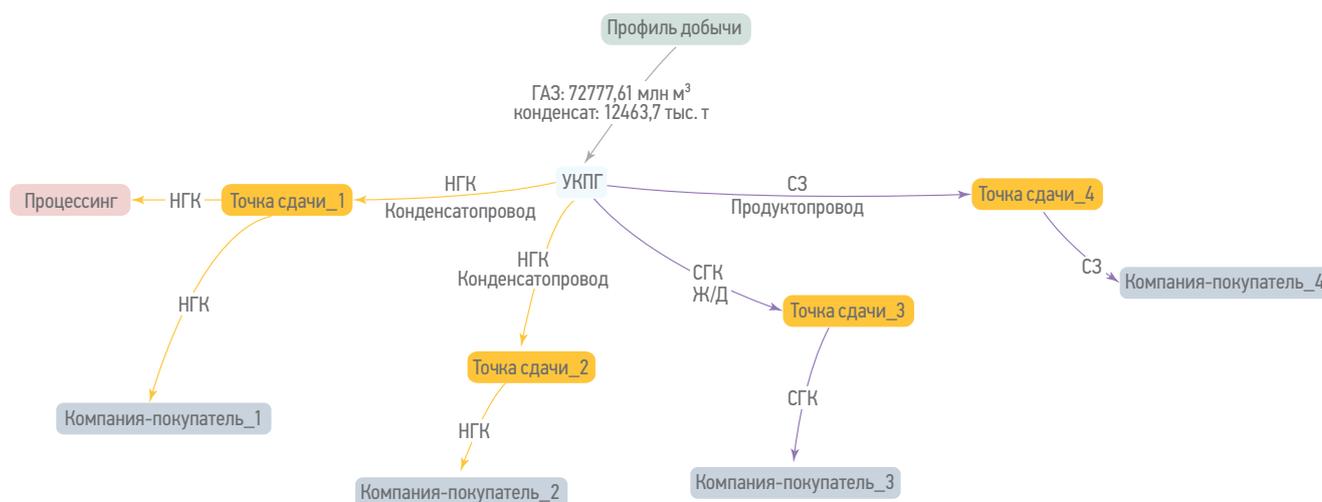


Рис. 3. Пример схемы графов по проекту с возможными точками сдачи продукции. Составлено авторами  
 Fig. 3. An example of a graph diagram for a project with possible delivery points. Compiled by the authors

масштабирование удельных показателей стоимости площадочного объекта (УКПГ) на базе технологии НТС с учётом как его

производительности по сырьевому газу и выходным продуктам, так и отдельного капиталоемкого оборудования (компрессор,

**Таблица 1.** Перечень технологических схем НТС, используемые в инструменте. Составлено авторами  
**Table 1.** The list of LTS technological schemes used in the tool. Compiled by the authors

№ п/п	№ схемы	Технология подготовки	Т, °С	Продуктовая корзина										
				Сепарация/Подготовка			Стабилизация/Ректификация							
				ГС	СОГ	НГК	СГК	ДЭК	СУГ	ШФЛУ	С2	С3	С4	
1	1.0	Простая сепарация	-	+		+								
2	1.1	УНТС, дроссель	-30		+	+								
3	2.2	УНТС, дроссель + эжектор	-30		+	+								
4	2.4	УНТС, дроссель + эжектор	-35		+	+								
5	2.1	УНТС, дроссель + эжектор	-30		+			+						
6	3.1	УНТС, ТДА	-45		+			+						
7	3.2	УНТС, ТДА	-45		+		+			+				
8	2.3	УНТС, дроссель + эжектор	-30		+		+		+					
9	2.5	УНТС, дроссель + эжектор	-35		+		+		+					
10	3.3	УНТС, ТДА	-45		+		+		+					
11	4.1	УНТК, ТДА	-60		+		+		+					
12	3.4	УНТС, ТДА	-45		+		+					+	+	
13	4.2	УНТК, ТДА	-70		+		+		+			+	+	
14	5.1	УНТКР, ТДА, колдбок	-120		+		+		+		+	+	+	

турбодетандер) и линейных объектов внешнего транспорта в регионе строительства с учётом сроков их ввода. Внутренняя библиотека удельных капитальных и операционных затрат сформирована на базе инструментов стоимостного инжиниринга «Газпром нефти» и при необходимости может быть дополнена внешней информацией.

Данные по капитальным и операционным затратам по каждому сценарию в автоматическом режиме передаются в Модуль 5 «Расчёт ФЭМ» для расчёта финансово-экономической модели (ФЭМ), позволяющий оценить инвестиционные показатели разработки месторождения, добычи и продажи товарных продуктов. В данном исследовании в качестве показателя инвестиционной эффективности принят чистый дисконтированный доход (NPV).

Результаты расчётов по выходу товарных продуктов, а также показателю эффективности сценария направляются в Модуль 6 «Оптимизация», который предназначен для накопления данных всех сценариев по проекту и их ранжирования. После выполнения расчетов по всем технологическим схемам и логистическим маршрутам реализации товарных продуктов лидирующий по показателю NPV сценарий или несколько сценариев могут быть рекомендованы как базовые на этапе концептуального проектирования

и детального расчёта на этапе ОТР и ПД.

При этом выполнение расчетного исследования в разработанном инструменте позволяеткратно сократить трудозатраты проектных команд для расчёта большого количества вариантов технологических схем.

В ходе реализации наибольшие сложности вызвала автоматизация вызова и расчета параметров технологических схем во внешнем инструменте. Даже в режиме непрерывной имитации работы технолога при расчете сотен сценариев на длительный период эксплуатации месторождения время работы робота-агента может занимать несколько часов, однако это как минимум на порядок быстрее, чем аналогичная работа специалиста-человека. При этом исключаются возможные ошибки ввода данных, которые может совершать человек при потоковой работе.

Общая эффективность расчётов также достигается за счет предварительного отсеивания нереалистичных сценариев проекта при создании графа принятия решения и редактировании его параметров в интерфейсе системы.

## АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

По результатам пилотирования прототипа цифрового инструмента на газовых проектах

компании ранней стадии предпроектной проработки была подтверждена высокая сходимость полученных результатов с фактическими техническими решениями. Так, для двух проектов газоконденсатных месторождений расчётная температура процесса НТС и количество товарных продуктов полностью соответствует техническим решениям, выбранным проектной командой по результатам расчётов. При этом сокращение трудозатрат за счёт применения машинного алгоритма, совмещающего в себе функции множества специалистов, составило более чем 15 раз. Это позволяет сделать вывод о перспективности разработанного прототипа и необходимости его дальнейшего развития.

Проведенные расчётные исследования на прототипе цифрового инструмента и анализ полученных результатов продемонстрировали эффективность применяемых алгоритмов, что открывает новые горизонты для расширения функциональности и совершенствования интерфейсной части инструмента. Внедрение дополнительных модулей и интеграция с существующими цифровыми системами «Газпром нефти» позволит повысить гибкость и адаптивность разрабатываемых технических решений по проектам, позволяя командам быстрее принимать обоснованные решения на основе актуальной информации.

### ПРИМЕР МОДЕЛИРОВАНИЯ И ДОСТОВЕРНОСТЬ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Для выполнения поверочного моделирования в прототипе СППР были использованы исходные данные и результаты работы проектной команды по выбору оптимальной технологии НТС по одному из реализованных проектов «Газпром нефти».

**Исходные данные.** Месторождение ачимовских газоконденсатных залежей

с полкой добычи газа 5 млрд м<sup>3</sup>/год и пиковым объёмом добычи конденсата 1,5 млн т/год находится в инфраструктурно развитом регионе. Состав технологических сооружений площадочного объекта подготовки (УКПГ) и выбор технологии (температуры процесса НТС) формировался с учётом возможности сдачи СОГ, выделения и подготовки НГК, сдачи СГК и СУГ на ж/д терминале (удаленность ~10 км), либо в систему трубопроводного транспорта регионального оператора (СГК, ШФЛУ удаленность ~30 км), сдачи ДЭК в трубопровод до ПЗПК (удаленность ~30 км), либо в систему трубопроводного транспорта регионального оператора.

**Задача.** В рамках предпроектной проработки из возможных комбинаций сценариев подготовки газа с температурой захлаживания  $T = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $T = -45\text{ }^{\circ}\text{C}$ , одно- и двухколонной схемы подготовки конденсата и множеством вариантов точек сдачи продукции определить наиболее экономически выгодный вариант для реализации.

Для проведения исследовательской работы по верификации выбранного сценария в прототип цифрового инструмента СППР были загружены константы проектирования (уровни добычи ПГ и НГК, динамика падения устьевого давления, данные по региональному окружению с учётом удалённости возможных точек сдачи, удельные показатели строительства площадочных и линейных инфраструктурных объектов, стоимость процессинга по подготовке и транспорту продукции, netback в точках сдачи) и выполнен расчёт. Полученные результаты по проекту приведены в сводной **табл. 2**. Лидирующим расчётным сценарием СППР по проекту является технологическая схема НТС с температурой захлаживания  $T = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$  с получением СОГ, СГК и СУГ.

Выполненный поверочный расчет показал, что полученная схема в СППР и фактически реализованная по проекту имеют аналогичную технологическую схему подготовки

**Таблица 2.** Выбор температуры захлаживания газа. Составлено авторами  
**Table 2.** Selection of the gas cooling temperature. Compiled by the authors

Сценарий	1	2	3	4
Технология	НТС -30 °С	НТС -30 °С	НТК -45 °С	НТК -45 °С
Технология подготовки конденсата	Одноколонная	Двухколонная (учёт ДЭК для НДПИ)	Одноколонная	Двухколонная (учёт ДЭК для НДПИ)
CAPEX, млрд руб.	104,4	106,0	113,2	114,4
OPEX, млрд руб.	73,9	80,1	73,3	77,6
NPV, млрд руб.	5,6	11,0	-2,6	7,2

НТС на дросселе с  $T = -30$  °С. Прототип СППР позволил в более сжатые сроки выполнить большое количество расчётов, результаты которых показывают высокую сходимость с наиболее эффективным сценарием в проекте.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье предложен метод решения оптимизационных задач по выбору технологии подготовки газа для газовых и газоконденсатных месторождений на этапе ранней предпроектной проработки с применением мультиагентных систем (МАС). Следует отметить, что полученные результаты пилотирования прототипа позволяют сделать вывод о высокой эффективности применения МАС в области концептуального

проектирования. Планируется дальнейшее развитие прототипа до полноценного цифрового инструмента, который будет использоваться в компании на этапах концептуального проектирования газовых и газоконденсатных месторождений. Это позволит повысить эффективность выполнения концептуальных работ и оптимизировать процесс разработки проектов, увеличить глубину технической проработки проектов и качество конечного результата. Применение данного подхода в смежных процессах компании, таких как логистика и строительство объектов добычи, подготовка газа и конденсата, позволит на стадии ранней проектной проработки проекта значительно повысить эффективность процесса принятия решений и точность прогнозирования.

---

### Список литературы

1. Kang X.J., Yuan A.W., Gao J. et al. Neural network method for comprehensive evaluation of oilfield development planning scheme. *Spec Oil Gas Res.* 2006;13(2):48–50.
2. Park H., Lim J.S., Kang J.M., Roh J., Min B. A hybrid artificial intelligence method for the optimization of integrated gas production system. Нефтегазовая конференция и выставка SPE в Азиатско-Тихоокеанском регионе. — 2006.
3. Xiao D.R., Pan H. Optimization of designing of the oil field exploiting based on fuzzy mathematics and BP neural network. *Microcomput Inf.* 2010;26(6):209–211.
4. Godarzi A.A., Amiri R.M., Talaei A. et al. Predicting oil price movements: a dynamic artificial neural network approach. *Energy Policy.* 2014;68(5):371–382.
5. Sun H., Li P.C. Measures optimization for oil and water well based on quantum particle swarm optimization. *Comput Technol Dev.* 2016;26(9):78–82.
6. Feng G.Q., Pan L.Y., Kong B. et al. Hierarchical optimization research based on fuzzy clustering analysis. *Eval Dev Oil Gas Reserv.* 2018;3:30–39.
7. Wooldridge M. *An introduction to multiagent systems.* John Wiley & sons, 2009.
8. Hanga K.M., Kovalchuk Y. Machine learning and multi-agent systems in oil and gas industry applications: A survey. *Computer Science Review.* 2019;34:100191.
9. Weiss G. *Multiagent systems: a modern approach to distributed artificial intelligence.* MIT press, 1999.
10. Burmeister B., Haddadi A., Matylis G. Application of multi-agent systems in traffic and transportation. *IEE Proceedings Software.* 1997;144(1):51–60.
11. Merabet G.H. et al. Applications of multi-agent systems in smart grids: A survey. 2014 International conference on multimedia computing and systems (ICMCS). *IEEE.* 2014; 1088–1094.
12. McArthur S.D.J. et al. Multi-agent systems for power engineering applications—Part I: Concepts, approaches, and technical challenges. *IEEE Transactions on Power systems.* 2007;22(4):1743–1752.

### References

1. Kang X.J., Yuan A.W., Gao J. et al. Neural network method for comprehensive evaluation of oilfield development planning scheme. *Spec Oil Gas Res.* 2006;13(2):48–50.
2. Park H., Lim J.S., Kang J.M., Roh J., Min B. A hybrid artificial intelligence method for the optimization of integrated gas production system. In: SPE Asia pacific oil & gas conference and exhibition, 11–13 September. Society of Petroleum Engineers, Adelaide, 2006; 1–9.
3. Xiao D.R., Pan H. Optimization of designing of the oil field exploiting based on fuzzy mathematics and BP neural network. *Microcomput Inf.* 2010;26(6):209–211.
4. Godarzi A.A., Amiri R.M., Talaei A. et al. Predicting oil price movements: a dynamic artificial neural network approach. *Energy Policy.* 2014;68(5):371–382.
5. Sun H., Li P.C. Measures optimization for oil and water well based on quantum particle swarm optimization. *Comput Technol Dev.* 2016;26(9):78–82.
6. Feng G.Q., Pan L.Y., Kong B. et al. Hierarchical optimization research based on fuzzy clustering analysis. *Eval Dev Oil Gas Reserv.* 2018;3:30–39.
7. Wooldridge M. *An introduction to multiagent systems.* John Wiley & sons, 2019.
8. Hanga K.M., Kovalchuk Y. Machine learning and multi-agent systems in oil and gas industry applications: A survey. *Computer Science Review.* 2019;34:100191.
9. Weiss G. *Multiagent systems: a modern approach to distributed artificial intelligence.* MIT press, 1999.
10. Burmeister B., Haddadi A., Matylis G. Application of multi-agent systems in traffic and transportation. *IEE Proceedings Software.* 1997;144(1):51–60.
11. Merabet G. H. et al. Applications of multi-agent systems in smart grids: A survey. International conference on multimedia computing and systems (ICMCS). *IEEE.* 2014; 1088–1094.
12. McArthur S.D.J. et al. Multi-agent systems for power engineering applications — Part I: Concepts, approaches, and technical challenges. *IEEE Transactions on Power systems.* 2007;22(4):1743–1752.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**М.М. Хасанов** — оказал экспертную поддержку в области методов и алгоритмов для решения сложных математических задач, окончательно утвердил публикуемую версию публикации.

**С.А. Нехаев** — сформировал цель работы, оказал экспертную поддержку в области проработки проектов на ранних этапах, окончательно утвердил публикуемую версию публикации.

**А.Р. Ильясов** — инициатор работы, сформировал цель работы, обозначил задачи и методологию выполнения работы, сформировал проект публикации.

**Е.А. Мякишев** — принимал активное участие в апробации результатов работы (прототипа) на реальных объектах (проектах), участвовал в разработке публикации.

**П.В. Марюшко** — принимал активное участие в организации работы, формировании расчетного алгоритма инструмента, апробации результатов работы (прототипа) на реальных объектах (проектах).

**А.С. Епрынцеv** — принимал активное участие в организации работы, выявления зон для доработки, участвовал в апробации результатов работы (прототипа) на реальных объектах (проектах).

**В.Л. Жиделеv** — принимал активное участие в анализе результатов апробации прототипа, в доработке публикации.

**А.Е. Коныгин** — принимал активное участие в анализе результатов апробации прототипа, в доработке публикации.

**А.Ч. Хадарцев** — участвовал в разработке прототипа инструмента, его апробации и анализе результатов.

**С.В. Иванов** — участвовал в разработке прототипа инструмента, его апробации и анализе результатов, в доработке публикации.

**Mars M. Hasanov** — provided expert support in issues related to methods and algorithms for solution of complex mathematical problems, provided final approval of the publication.

**Sergei A. Nekhaev** — provided expert support in issues related to project development at early stages, provided final approval of the publication.

**Aidar R. Ilyasov** — the initiator of the work, formed the purpose of the work, outlined the tasks, formed the draft of publication.

**Evgeniy A. Myakishev** — took an active part in testing the results of the work (prototype) on real objects (projects), participated in formation of the publication.

**Pavel V. Maryushko** — took an active part in organization of the work, forming the calculation algorithm of the tool, participated in testing the results of work (prototype) on real objects (projects)

**Anton S. Ypryntsev** — took an active part in organization of the work, identifying areas for improvement, participated in testing the results of work (prototype) on real objects (projects).

**Victor L. Zhidelev** — took an active part in the analysis of the results of the prototype testing, participated in revision of the publication.

**Andrey E. Konygin** — took an active part in the analysis of the results of the prototype testing, participated in revision of the publication.

**Alan Ch. Hadartsev** — participated in the development of the prototype of the tool, testing and analysis of the results.

**Sergey V. Ivanov** — participated in the development of the prototype of the tool, testing and analysis of the results, participated in revision of the publication.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Марс Магнавиевич Хасанов** — доктор технических наук, директор по науке, Группа компаний «Газпром нефть»

**Сергей Александрович Нехаев** — кандидат экономических наук, заместитель генерального директора по ранней проектной проработке, Группа компаний «Газпром нефть»

**Айдар Римович Ильясов\*** — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»  
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14.  
e-mail: a-r-ilyasov@mail.ru

**Евгений Александрович Мякишев** — кандидат технических наук, руководитель программ развития инструментов инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть»

**Mars M. Hasanov** — Dr. Sci. (Eng.), Director of Science, Gazprom нефt company group

**Sergei A. Nekhaev** — Cand. Sci. (Econ.), Deputy General Director for Early Design Work, Gazprom нефt company group

**Aidar R. Ilyasov\*** — Head of the Center, Gazprom нефt company group  
14, 50 let Oktyabrya Street, Tyumen, 625048, Russia.  
e-mail: a-r-ilyasov@mail.ru

**Evgeniy A. Myakishev** — Cand. Sci. (Eng.), Program Manager of Engineering Tools Development, Gazprom нефt company group

**Павел Викторович Марюшко** — руководитель программ, Группа компаний «Газпром нефть»

**Антон Сергеевич Епрынцеv** — кандидат технических наук, руководитель программ по газоконденсатным проектам, Группа компаний «Газпром нефть»

**Виктор Леонидович Жиделеv** — руководитель программ по интеграции наземной инфраструктуры, Группа компаний «Газпром нефть»

**Андрей Евгеньевич Кonyгин** — руководитель программ по интегрированному инжинирингу, Группа компаний «Газпром нефть»

**Алан Черменович Хадарцев** — кандидат технических наук, руководитель направления по технологиям подготовки газа, Группа компаний «Газпром нефть»

**Сергей Владимирович Иванов** — кандидат технических наук, доцент факультета цифровых трансформаций университета ИТМО, старший научный сотрудник исследовательского центра «Сильный искусственный интеллект в промышленности»

**Pavel V. Maryushko** — Program Manager, Gazprom neft company group

**Anton S. Ypryntsev** — Cand. Sci. (Eng.), Program Manager for Gas Condensate projects, Gazprom neft company group

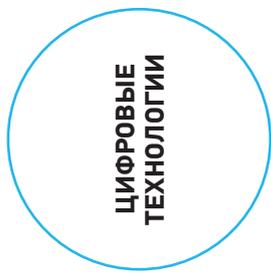
**Victor L. Zhidelev** — Program Manager of Ground Infrastructure Integration, Gazprom neft company group

**Andrey E. Konygin** — Program Manager of Integrated Engineering, Gazprom neft company group

**Alan Ch. Hadartsev** — Cand. Sci. (Eng.), Speciality Manager of Gas Treatment Technologies, Gazprom neft company group

**Sergey V. Ivanov** — Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Faculty of Digital Transformations at ITMO University, Senior Researcher at the Research Center «Strong Artificial Intelligence in Industry»

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© Коллектив авторов,  
2025



**Н.О. Некрасов\*, Г.Г. Файзрахманов, И.Р. Мавлявов**

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, РФ, Альметьевск

**Электронный адрес:** [nekrasovno@tatneft.ru](mailto:nekrasovno@tatneft.ru)

**Введение.** Интегрированное моделирование представляет собой современный подход к управлению нефтегазовыми активами, который позволяет объединить различные аспекты разработки месторождения в единую модель. Этот метод становится особенно актуальным на поздних стадиях разработки, когда необходимо оптимизировать добычу и максимально эффективно использовать оставшиеся запасы. В данной статье рассматриваются перспективы применения интегрированного моделирования на поздних стадиях разработки месторождения.

**Цель.** Исследование направлено на изучение текущего опыта компании ПАО «Татнефть» и перспектив применения интегрированного моделирования на поздних стадиях разработки нефтегазовых месторождений. Основная цель работы заключается в описании перспективных методов и технологий развития интегрированного моделирования как целостной структуры, состоящей из отдельных звеньев, а также использования интегрированных моделей для оптимизации добычи, управления инфраструктурой и повышения экономической эффективности в условиях значительной неопределенности и осложнений.

**Материалы и методы.** В статье рассматриваются современные подходы к моделированию целостной системы «пласт — скважина — поверхностная сеть». Используются методы автоматизации процессов подготовки и адаптации гидродинамических и геологических моделей (ГГДМ), а также модели наземной инфраструктуры. Описываются примеры применения этих методов для поиска, локализации и решения технических вызовов, направленных на повышение качества управления производством.

**Результаты.** Интегрированные модели способствуют оптимизации режимов эксплуатации скважин, управлению притоком жидкости и газа, а также улучшению работы поверхностной инфраструктуры. Примеры успешного внедрения как самой интегрированной модели, так и методов автоматизации и оптимизации, описанных в статье, подтверждают высокую эффективность и актуальность данного подхода.

**Заключение.** Интегрированное моделирование позволяет значительно повысить точность прогнозов и эффективность добычи, однако приводит к увеличению трудозатрат на его создание. С целью снижения трудозатрат, развития постобработки результатов расчетов специалистами Центра моделирования института «ТатНИПИнефть» разработаны оптимизационные алгоритмы. Алгоритмы позволяют оптимизировать этапы создания моделей, расчетов сценариев и обработки результатов. Рассмотрен опыт других компаний с целью наметить вектор дальнейшего развития собственных разработок в части интегрированного моделирования (далее ИМ).

**Ключевые слова:** интегрированное моделирование, поздняя стадия разработки месторождения, геологическая модель, гидродинамическая модель, модель скважин, модель сети сбора, автоматизация процессов, цифровая модель, управление месторождением

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

**Для цитирования:** Некрасов Н.О., Файзрахманов Г.Г., Мавлявов И.Р. Перспективы применения интегрированного моделирования на поздних стадиях разработки месторождения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):120–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-120-131>

*Статья поступила в редакцию 13.03.2025*

*Принята к публикации 01.04.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

PROSPECTS FOR APPLICATION OF INTEGRATED SIMULATION FOR MATURE FIELDS

**Nikita O. Nekrasov\*, Galim G. Fayzrakhmanov, Ilnur R. Mavlyavov**

TatNIPIneft Institute — PJSC Tatneft, RF, Almetьевsk

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

**Introduction.** Integrated simulation is a modern approach to managing oil and gas assets, which allows combining various aspects of field development into a single model. This method becomes particularly relevant at the late stages of field development when it is necessary to optimize production and maximize the efficient use of the remaining reserves. The paper discusses prospects for applying integrated simulation for mature fields.

**Aim.** The research is aimed at studying the prospects for application of integrated simulation for mature oil and gas fields. The main goal is to present promising methods and technologies for the development of integrated simulation as a coherent system composed of individual components, as well as the use of integrated models to optimize production, manage infrastructure, and improve economic efficiency under significant uncertainty and complications.

**Materials and methods.** The paper analyzes modern approaches to simulation of the integrated system “reservoir-well-surface network.” Methods of automated development and history-matching of geologic and reservoir simulation models, as well as surface infrastructure models, are used. The paper presents typical applications of these methods to identify, localize, and address technical challenges aimed at improving production management quality.

**Results.** Integrated models provide to optimize well operation modes, manage liquid and gas inflows, improve surface infrastructure. Examples with successful implementation of both the integrated model itself and the automation and optimization methods described in the article confirm the high efficiency and relevance of this approach.

**Conclusion.** Integrated modeling allows to significantly increase the accuracy of forecasts and production efficiency, however, it leads to an increase in labor costs for its creation. In order to reduce labor costs, develop post-processing of calculation results, specialists of the Modeling Center have developed optimization algorithms. The algorithms allow to optimize the stages of creating models, calculating scenarios and processing results. The experience of other companies was considered in order to outline the vector of further development of their own developments in the part of IM.

**Keywords:** integrated simulation, mature fields, geological model, reservoir simulation model, well model, gathering network model, process automation, digital model, reservoir management

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

**For citation:** Nekrasov N.O., Fayzrakhmanov G.G., Mavlyavov I.R. Prospects for application of integrated simulation for mature fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):120–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-120-131>

*Manuscript received 13.03.2025*

*Accepted 01.04.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Интерес к разработке новых подходов для повышения эффективности эксплуатации месторождений ПАО «Татнефть» обусловлен большим потенциалом активов. Тенденция к вовлечению новых активов, рост обводнённости, постепенное изнашивание скважинного и поверхностного оборудования требуют современных решений. С каждым годом экономически целесообразная добыча углеводородов требует применения все более технологичного и ресурсоемкого подхода. Интегрированное моделирование становится перспективным инструментом для повышения эффективности разработки месторождений, особенно на поздних стадиях эксплуатации. В статье приводятся: описание структуры выбранной интегрированной модели, так как эксперты в данной области подразумевают различные конфигурации под интегрированной моделью, описание текущего опыта автоматизации построения и использования интегрированной модели как структуры из нескольких моделей, а также приводятся возможные методы их уточнения и перспективные технологии, развиваемые сегодня.

## СТРУКТУРА ОПИСЫВАЕМОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Интегрированная модель (ИМ) — это целостная модель объекта разработки, состоящая из геологической и гидродинамической моделей пласта, моделей скважин и модели системы сбора нефти/сети поддержания пластового давления (ППД). Все модели связаны между собой в единую цифровую модель (рис. 1).

Модель пласта — совокупность цифрового 3D-массива геолого-физических параметров, характеризующих моделируемое месторождение или его участок (залежь, объект). Модель позволяет оценить и спрогнозировать основные закономерности фильтрации флюидов под влиянием технико-технологических решений и различных воздействий на пласт (геолого-технические мероприятия (ГТМ), бурение и т.д.).

Модель скважины — цифровой двойник конструкции скважины с учетом спущенного глубинно-насосного оборудования (ГНО), позволяющий рассчитать кривую распределения давления по стволу скважины от забоя к устью и наоборот (VFP — Vertical Flow Performance) для адаптации давлений с целью последующего соединения (интеграции)

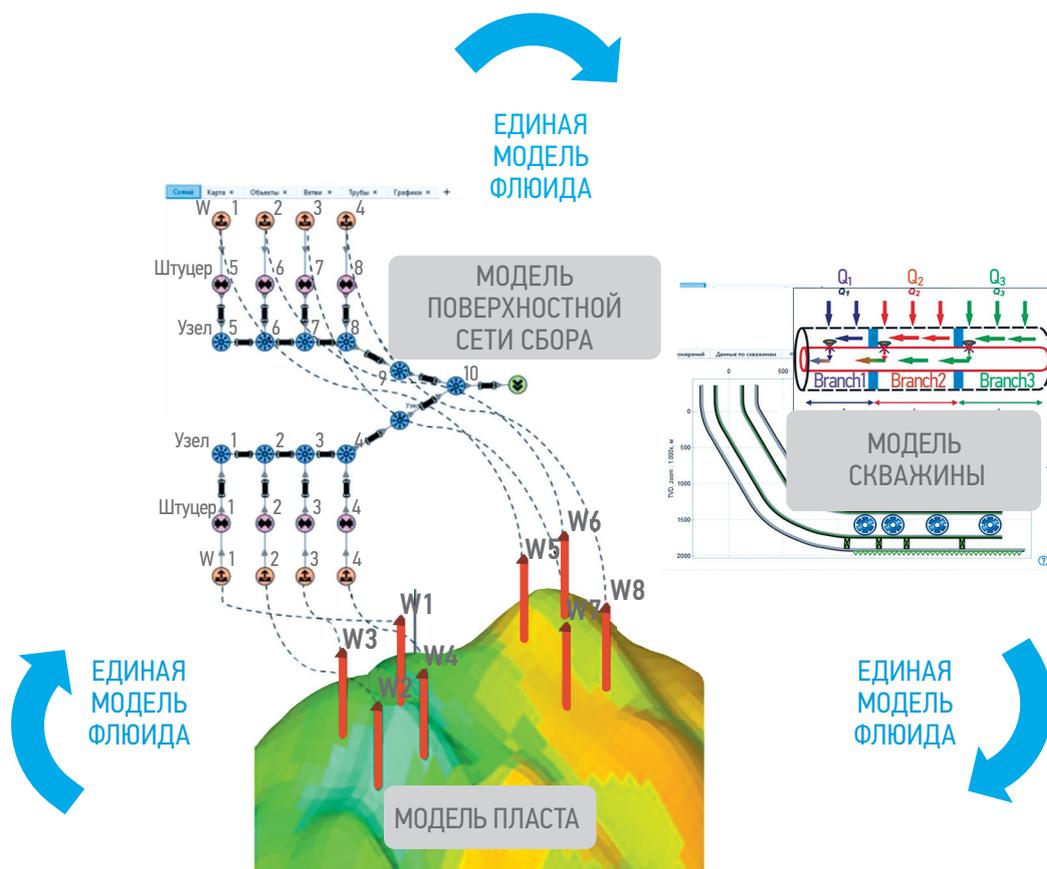


Рис. 1. Цифровая модель системы «пласт — скважина — система сбора». Составлено авторами  
 Fig. 1. Digital model of “reservoir — well — gathering network” system. Prepared by the authors

модели пласта и модели сети через модель скважины.  
 Модель поверхностной сети сбора/ППД — компьютерная модель наземного обустройства, полностью повторяющая характеристики объектов и их положение в пространстве (x, y, z). Модель предназначена для расчета, визуализации, анализа и оптимизации поверхностных сетей с учетом особенностей рельефа и эксплуатационных режимов месторождения.

### ТЕКУЩИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

В рамках проектов, реализуемых Центром моделирования института «ТатНИПИнефть», планируется выполнять сценарное планирование разработки нефтяных месторождений на зрелых активах с использованием ИМ. Это комплексный подход, который позволяет учитывать множество факторов для оптимизации добычи, управления запасами и повышения экономической эффективности. Зрелое месторождение Y характеризуются

снижением добычи, высоким уровнем обводненности и неравномерным распределением остаточных запасов, поэтому требуют тщательного анализа и планирования. Рассмотрим основные этапы и аспекты такого планирования.

#### 1. Интегрированная модель как основа планирования

Интегрированное моделирование (ИМ) объединяет данные из различных дисциплин: геология (строение пласта, распределении остаточных запасов и т.д.), гидродинамическое моделирование (состояния и история эксплуатации скважин, информацию о наземной инфраструктуре) и другие в зависимости от выбранной сложности модели.

#### 2. Подбор ГТМ

Для подбора ГТМ на зрелых месторождениях могут использоваться гидродинамические модели (ГДМ). Эти модели позволяют оптимизировать время потраченное на подбор ГТМ, для максимизации добычи при минимальных затратах, но не исключать экспертное заключение специалистов полностью.

### 3. Расчет уровней добычи

Прогнозы строятся на краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные периоды, учитывая неопределенности, такие как изменение свойств пласта или эффективности ГТМ. В данном кейсе рассмотрены три сценария: «Для реализации» с реконструкцией инфраструктуры и бурением, «ГТМ на существующем фонде (СФ)» с ограничением на изменение инфраструктуры и ГТМ на существующем фонде скважин, и «Базовый» без изменений текущего состояния (рис. 2).

### 4. Варианты развития наземной инфраструктуры

Наземная инфраструктура часто ограничивает уровень добычи. Возможные сценарии её развития включают модернизацию существующих мощностей для увеличения пропускной способности и замены устаревшего оборудования, строительство новых объектов, таких как установки подготовки нефти и газа, трубопроводы и системы утилизации попутного газа, а также оптимизацию логистики для снижения транспортных затрат. Каждый вариант оценивается с точки зрения капитальных затрат, сроков реализации и влияния на общую экономику проекта.

### 5. Экономическая оценка сценариев

Экономическая оценка включает расчет капитальных и операционных затрат на ГТМ, модернизацию инфраструктуры и бурение

скважин, прогноз доходов на основе добычи и цен на нефть и газ, а также оценку чистой приведенной стоимости (NPV) и внутренней нормы доходности (IRR) и срока окупаемости. Анализ чувствительности оценивает влияние изменения ключевых параметров на экономику проекта.

### ПРИМЕРЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПРИ СОЗДАНИИ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ В ПАО «ТАТНЕФТЬ»

Создание и адаптация геолого-гидродинамических моделей для ИМ требуют повышенной точности и сопряжен с рядом вызовов. Эти вызовы охватывают различные аспекты и требуют комплексного подхода для их преодоления. Ключевые проблемы, с которыми пришлось столкнуться при работе над данным проектом:

**Время расчета моделей** — современные ИМ часто требуют значительных вычислительных ресурсов и времени для проведения расчетов.

**Длительная история** — рассматриваемое месторождение и участок разрабатывались с 1953 года, и основная проблема заключается в том, что часть данных могут быть неполными или неточными, что затрудняет их использование для построения достоверных интегрированных моделей.

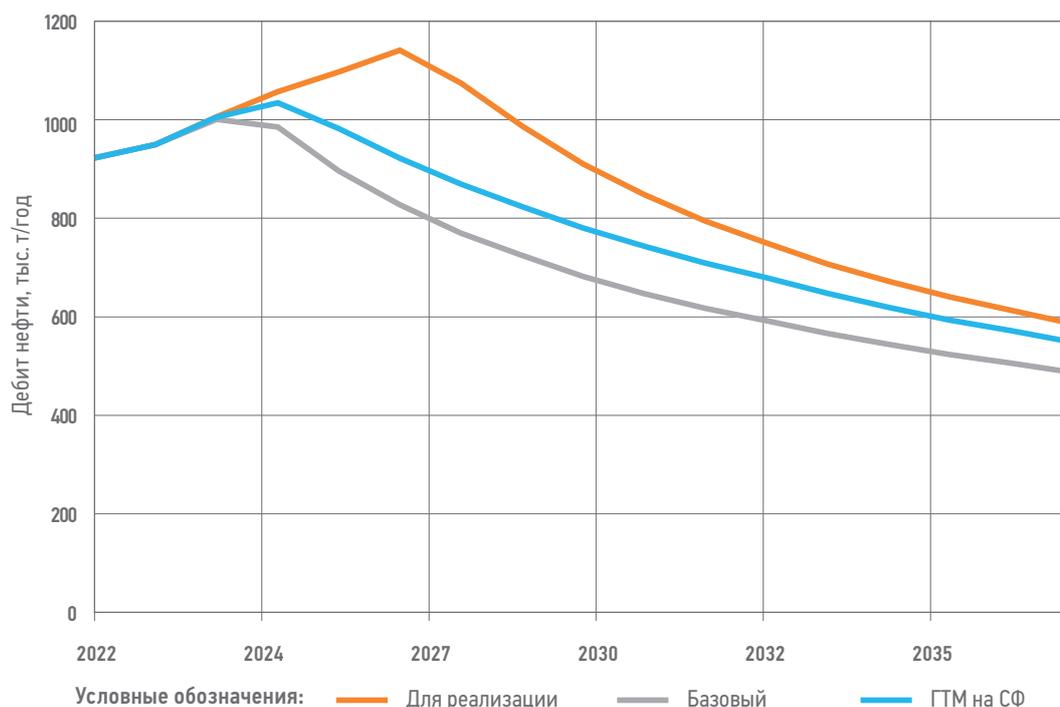


Рис. 2. Уровни добычи нефти при сценарном планировании с помощью интегрированного моделирования. Составлено авторами

Fig. 2. Oil production levels in scenario planning using integrated simulation. Prepared by the authors

**Геологическая неопределенность** — неодно-  
родность геологических структур, наличие  
непредсказуемых аномалий и ограниченные  
данные о подземных процессах создают зна-  
чительные трудности, несмотря на высокую  
разбуренность и значительную изученность  
участка.

## ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫМИ АКТИВАМИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАССМОТРЕН ПОДХОД ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ — СКВАЖИНА — ПОВЕРХНОСТНАЯ СЕТЬ» НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ И АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ.

Специалисты центра моделирования инсти-  
тута «ТатНИПИнефть» определили основные  
задачи для автоматизации процесса сбора,  
построения и расчета интегрированных мо-  
делей. Так как интегрированная модель —  
это по своей сути набор геологической, гид-  
родинамической моделей, моделей скважин  
и наземной инфраструктуры, то задачами  
улучшения интегрированной модели яв-  
ляются задачи улучшения каждой из частей  
в отдельности.

### **Применение машинного обучения для выделения литотипов на геологической модели**

Для улучшения геологической модели,  
специалистами Института «ТатНИПИнефть»  
разработана методика по прогнозированию  
литотипов на данных кривых ГИС.  
В настоящее время интерпретация результа-  
тов геофизических исследований скважин  
производится геофизиками-интерпретатора-  
ми, которые предварительно обрабатывают  
данные и нормируют кривые. Процесс под-  
готовки каротажных кривых может зани-  
мать большое количество времени, особенно  
в случаях, когда приходится интерпретиро-  
вать данные по сотням и тысячам скважин.  
В данной работе исследуется применимость  
методов машинного обучения в задаче опре-  
деления литофизических типов по каротаж-  
ным кривым.

В рассмотренном проекте  
на результатах выделения литотипов  
по 300 скважинам спрогнозированы лито-  
типы по более чем 700 скважинам данной  
модели и ряда участков соседних площадей.  
Преимуществом данного подхода является  
как учет географического расположения точ-  
ки, так и малое количество необходимых дан-  
ных (кривые ГИС, которые непосредственно

использовались для обучения — АГК, АНГК  
и АПС, включались данные по отбивкам гори-  
зонтов, кубы пористости, литологии). Модель  
успешно себя показала на моделях териген-  
ного девона, показав точность на отдель-  
ной выборке (не участвовавшей в обучении)  
более 75 %, что является значительным ре-  
зультатом при малом количестве данных.  
Сборка работает на следующем наборе биб-  
лиотек Python:



Порядок работы алгоритма:

1. Первый блок — расчет кривых с коор-  
динатами каждой точки — необходимо  
для учета соседних точек и их влияния.
2. Второй блок — вывод (в лог) всех кривых  
проекта — на данном этапе специалисту  
предполагается выбрать какие из кривых  
использовать в обучении модели, с учетом  
количества измеренных значений (кривые  
с большим количеством пропусков нега-  
тивно скажутся на работе алгоритма).
3. Третий блок — выгрузка всех данных в да-  
тафрейм, необходимо для работы даль-  
нейших алгоритмов и для самопроверки  
данных при возникновении ошибок/во-  
просов.
4. Четвертый блок — обучение и выбор моде-  
ли для сохранения.

Выбранная модель по метрикам качества  
(в логге) сохраняется в файл для дальнейшего  
использования. На рисунке ниже представ-  
лен пример скважины с спрогнозированны-  
ми литотипами и исходным, определенным  
вручную специалистом (рис. 3). Далее ре-  
зультаты классификации передаются специ-  
алистам-геологам для экспертной оценки  
и дальнейшего использования.

### **СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОДБОРА СКВАЖИН КАНДИДАТОВ НА ОСНОВЕ МНГОВАРИАНТНЫХ РАСЧЕТОВ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

Для оптимизации времени подбора скважин  
кандидатов для бурения на основе геоло-  
го-гидродинамической модели специали-  
стами института «ТатНИПИнефть» разра-  
ботана система оптимизации расстановки  
скважин, она работает в несколько этапов,

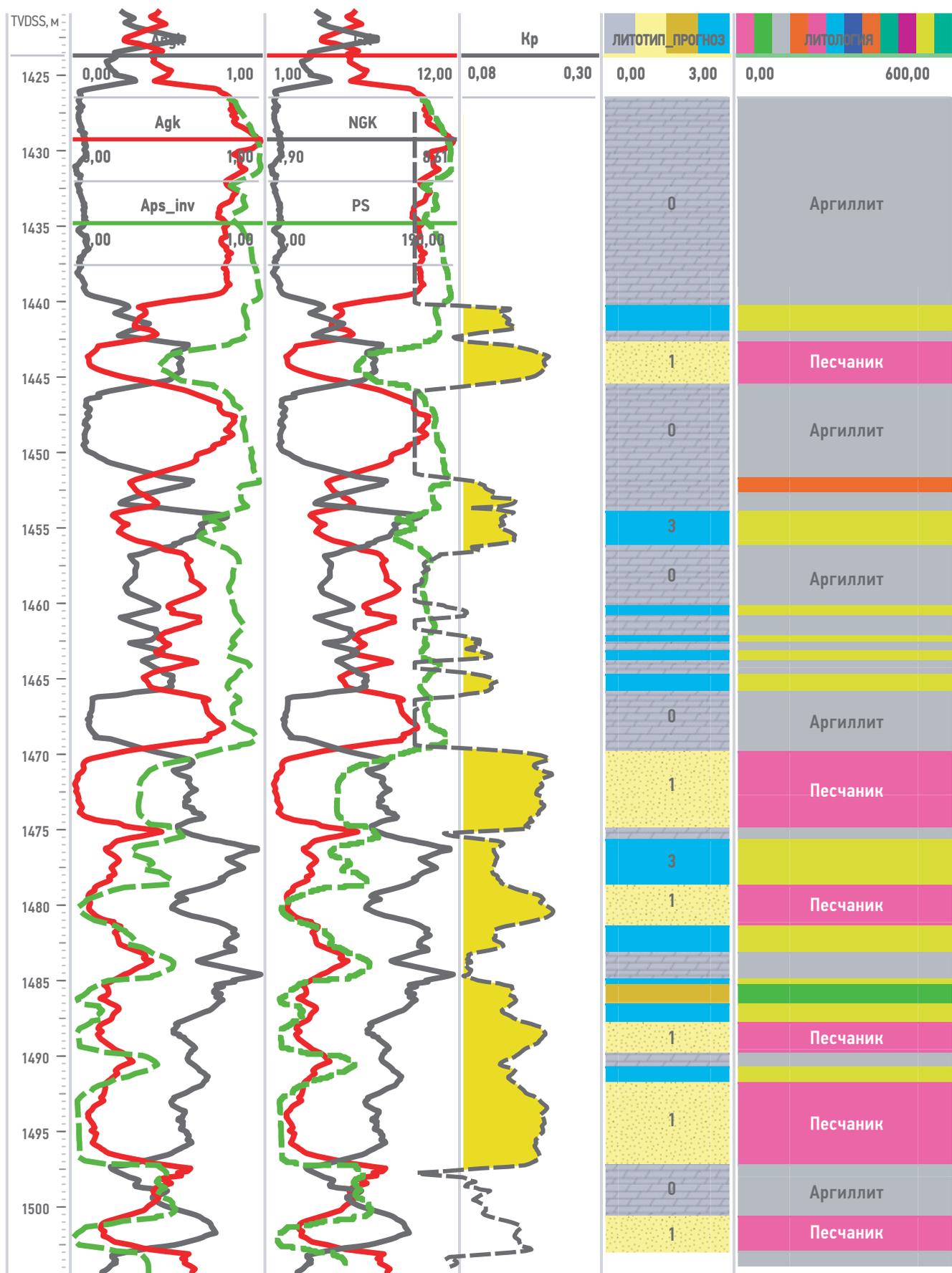
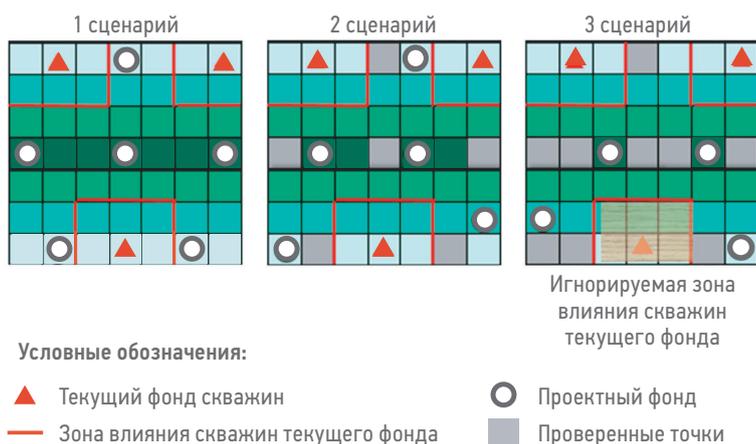


Рис. 3. Пример полученных результатов прогнозирования литотипов. Составлено авторами  
 Fig. 3. An example of the results of lithotype forecasting. Prepared by the authors

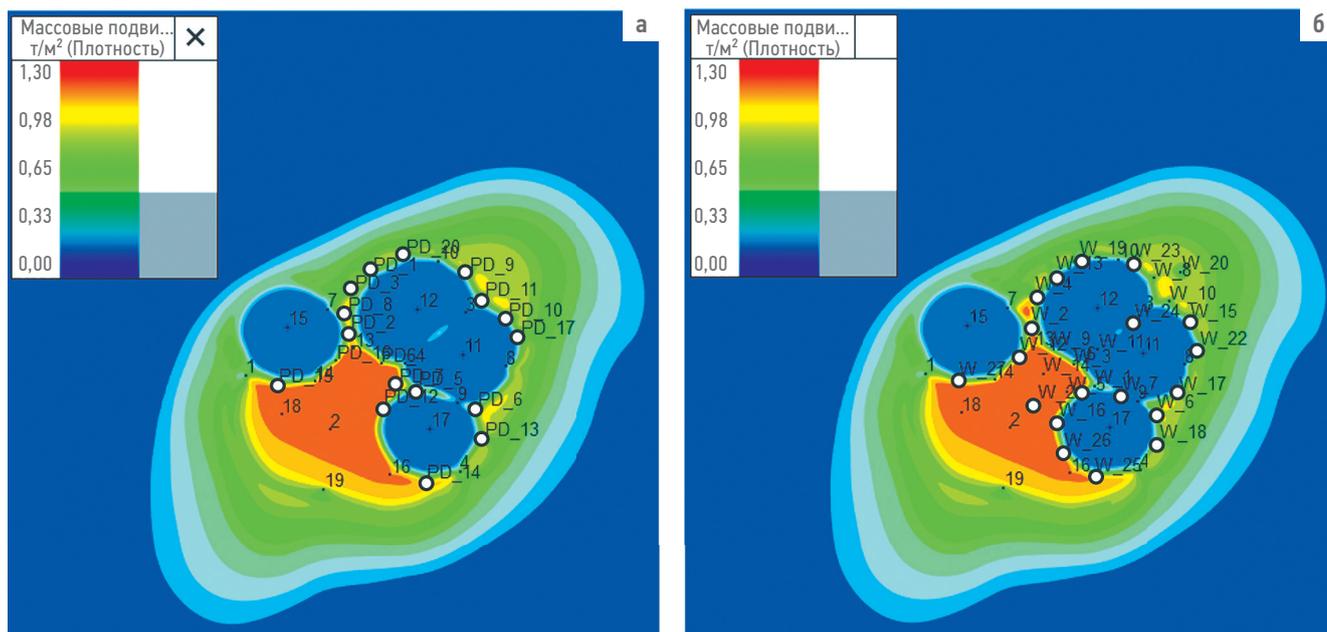


**Рис. 4.** Пример-схема расстановки проектных точек. Составлено авторами  
**Fig. 4.** An example diagram of the arrangement of design points.  
 Prepared by the authors

начиная с анализа карт текущих подвижных запасов и отсеечения зон вокруг действующих скважин. Затем происходит распределение всех возможных вариантов скважин с учетом минимизации их взаимного влияния, что обеспечивает оптимальную оценку эффективности каждой скважины. На заключительном этапе проводятся многовариантные расчеты для выбора наилучших кандидатов для бурения с учетом введенных ограничений. Синтетический пример работы данного пункта алгоритма представлен на **рис. 4**. Ключевые особенности методики включают многовариантный анализ, интеграцию всей карты запасов, учет интерференции скважин

и адаптивное моделирование. Система может легко скорректировать стратегию разработки в ответ на новую информацию об экономических или геологических условиях. Использование Python в качестве языка программирования упрощает интеграцию системы с другими программными продуктами и расширяет ее функциональность. Алгоритм работы включает выгрузку исходной информации, запуск препроцессора для анализа карт подвижных запасов, многовариантный расчет сценариев гидродинамического моделирования, запуск постпроцессора для анализа результатов и перебор гиперпараметров для оптимизации расстановки скважин. Система позволяет более широко смотреть на задачу и находить оптимальные решения для эффективного использования ресурсов (см. **рис. 5**).

Методика опробована на объектах терригенного девона, нижнего карбона и карбонатного девона месторождения Y и показала эффективность и применимость, кандидаты рассмотрены специалистами по подбору скважин бурения. Результаты работы сопоставлены с классическими методами, представленными в программных продуктах с распределением равномерной сетки и многовариантными расчетами. Использование неравномерной сетки позволяет рассмотреть больше вариантов на оставшихся для бурения участках, рассматривая различную по межскважинному расстоянию конфигурацию для каждого



**Рис. 5.** Примеры двух вариантов расстановки проектных скважин на картах плотности массовых подвижных запасов через 10 лет прогноза. а) 44 проектные скважины, межскважинное расстояние 460 м; б) 17 проектных скважин, межскважинное расстояние 420 м. Составлено авторами  
**Fig. 5.** Examples of two variants for arranging design wells on maps of the density of mass mobile reserves after 10 years of forecast. а) 44 design wells, downhole distance 460 m; б) 17 design wells, downhole distance 420 m. Prepared by the authors

из них (в более проницаемых участках сохраняется более межскважинное расстояние, чем в менее проницаемых).

Однако корректность и эффективность применения методик зависит от объема и качества исходных данных, используемых при построении геолого-гидродинамических моделей. Поэтому важным этапом всегда будет являться экспертная оценка специалистами исходных и выходных данных при принятии решения непосредственно перед применением мероприятий и реализацией подобранных автоматизированными системами вариантов.

### **ЕДИНАЯ ПЛАТФОРМА ХРАНЕНИЯ БАЗЫ ГТМ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСЧЕТА СЦЕНАРИЕВ РАЗРАБОТКИ АКТИВА**

В современных условиях управления нефтегазовыми активами ключевым фактором успешного планирования и принятия решений является эффективная работа с данными. Одним из важнейших аспектов этой работы является организация хранения, обработки и анализа данных по геолого-техническим мероприятиям (ГТМ). На больших активах компании количество ГТМ может достигать нескольких сотен (например, более 500 штук). Это ставит перед специалистами задачу создания системы, которая обеспечивает: централизованное хранение данных, удобство многопользовательской работы, автоматизацию процессов формирования и расчета сценариев разработки. Для решения этих задач специалисты института «ТатНИПИнефть» разработали методику и внедрили единую платформу, которая стала основой для работы с базой ГТМ.

Единая платформа дополнительно может быть (в планах развития продукта) тесно интегрирована с другими IT-решениями компании, такими как: ERP-системы для учета затрат и планирования бюджета, системы документооборота: для хранения и управления документацией по каждому мероприятию, BI-платформы: для визуализации данных и подготовки аналитических отчетов.

Данная платформа на сегодняшний день еще находится в апробации и более подробно будет описана авторами в будущих научных публикациях.

### **АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА СБОРА ДАННЫХ О НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ**

Для решения задачи автоматизации процесса сбора данных о наземной инфраструктуре

специалистами принято решение о написании скрипта [10], который собирает, классифицирует и использует данные по координатам и параметрам труб с учетом карты альтитуд для автоматического построения системы в модели с использованием исходных кодов программного обеспечения.

Автоматизация процесса построения модели наземной сети нефтяного месторождения с помощью скриптов является важным шагом в оптимизации работы над проектом. Это необходимо для сокращения времени на создание моделей — ручное построение моделей систем сбора и ППД требует значительных временных затрат, особенно на крупных месторождениях с большим количеством скважин и сложной инфраструктурой. Скрипты позволяют автоматизировать рутинные операции, такие как создание узлов, соединений, задание параметров и расчеты, что значительно ускоряет процесс. Это особенно важно при частом обновлении данных или необходимости оперативного моделирования новых сценариев.

В рамках нескольких проектов Центра моделирования по созданию интегрированных моделей месторождения X и двух площадей месторождения Y на 640 добывающих и 292 нагнетательных скважин с помощью скрипта построено более 2000 участков трубопроводов с общей протяженностью около 1500 км. Это позволило снизить трудозатраты на этапы создания моделей сетей на ~60 %. На современных месторождениях объемы данных о скважинах, трубопроводах, оборудовании и других элементах инфраструктуры огромны.

Скрипт можно легко адаптировать под изменения в структуре месторождения, такие как ввод новых скважин, изменение конфигурации трубопроводов или обновление технологических параметров. Это позволяет оперативно обновлять модели без необходимости полностью пересматривать их структуру.

Автоматизация обеспечивает единый подход к построению моделей, что особенно важно при работе в команде или при передаче данных между отделами. Это позволяет специалистам сосредоточиться на более сложных и стратегических задачах, таких как анализ результатов моделирования и оптимизация работы месторождения.

### **ВИЗУАЛИЗАЦИЯ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В WEB-ИНТЕРФЕЙСЕ**

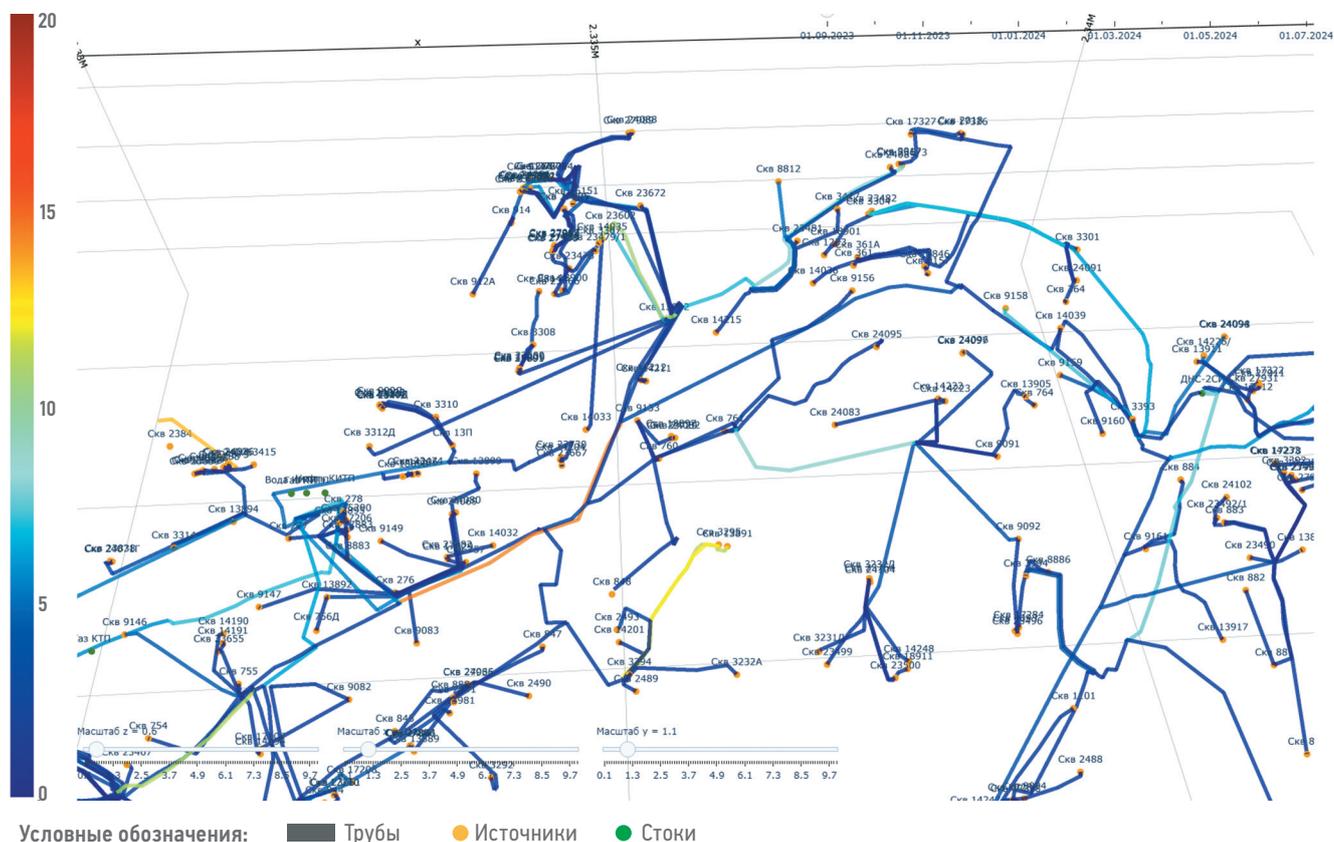
Для решения задачи визуализации и мониторинга наземной инфраструктуры

разработан скрипт для визуализации параметров, рассчитанных в модели наземной сети, что является важным шагом в повышении эффективности анализа и управления системой сбора нефти. Подход к решению задачи 2D- и 3D-визуализации на спутниковой карте имеет несколько ключевых преимуществ. Пример визуализации участка сети показан на **рис. 6** с обозначением участков трубопроводов с наибольшей нагрузкой. Визуализация данных на карте позволяет быстро идентифицировать проблемные участки системы, такие как перегруженные трубопроводы, зоны с низким давлением или высокими потерями. Это значительно упрощает процесс диагностики и помогает оперативно принимать решения по оптимизации работы системы. Возможность графически отразить рассчитанные параметры (например, давление, дебиты, температуры) на карте делает данные более наглядными и понятными для специалистов. Это особенно полезно при презентации результатов руководству или коллегам, так как визуализация упрощает восприятие сложной информации. Использование спутниковой карты позволяет соотнести расчетные данные с реальной географией месторождения. Это помогает лучше понимать взаимосвязь между

расположением объектов и их работой, а также учитывать особенности рельефа и инфраструктуры при анализе. Автоматизация визуализации данных сокращает время, необходимое для анализа и интерпретации результатов моделирования. Это позволяет специалистам быстрее переходить от анализа к практическим действиям. Скрипт можно адаптировать для работы с различными месторождениями и системами, что делает его универсальным инструментом для компании. Это также дает возможность легко обновлять визуализацию при изменении конфигурации системы или вводе новых данных [9].

## ВЕКТОР БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ ИМ В КОМПАНИИ

На сегодняшний день авторами выделяются несколько направлений будущего развития интегрированного моделирования: использование и выделение фациальных моделей в ГГДМ, 4D-сейсморазведка (Time-Lapse Seismic), которая позволяет отслеживать изменения в пластовых параметрах на протяжении всего жизненного цикла месторождения, внедрение нейронных сетей в построение гидродинамических моделей.



**Рис. 6.** Визуализация трубопроводов с обозначением нагрузки на участок сети. Составлено авторами  
**Fig. 6.** Visualization of pipelines with specified load on a network section. Prepared by the authors

Работы [1] и [2] посвящены интегрированному подходу к построению геологических моделей на основе фациального анализа на примере ачимовских отложений Западной Сибири методом машинного обучения. На основе концептуальной модели проводится 3D геологическое моделирование с учетом фациальной дифференциации на всех основных этапах: создание модели литологии, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и насыщения. Основные этапы работы включали: фациальный анализ керна с выделением 7 фаций, формировавшихся в глубоководных условиях, петрофациальное моделирование на основе данных по пористости и проницаемости керна, интерпретация каротажных данных и сейсмического анализа: на основе литологической интерпретации каротажных кривых и сейсмических атрибутов, построение 3D геологической модели, адаптация гидродинамической модели, выбор оптимального расположения для новой кустовой площадки.

В работе [3] предлагается совершенно новый подход к моделированию и прогнозированию уровней добычи скважин с использованием нейронных сетей и ГГДМ как альтернатива стандартному подходу, который называется физически информированной пространственно-временной нейронной сетью (PI-STNN). Основная идея заключается в том, чтобы улучшить существующие модели нейронных сетей и гидродинамических моделей, интегрируя в них физические знания и статистический анализ, что позволяет более точно и эффективно моделировать сложные процессы в резервуарах, которые иначе бы требовали введения слишком большого количества переменных.

Введение PI-STNN, которая включает в себя математическое описание физических процессов течения, законов сохранения массы и энергии в нейронную сеть, позволяет модели учитывать физические законы, управляющие движением жидкостей и газов в резервуарах.

Описанная PI-STNN состоит из двух основных компонентов: глубокого сверточного энкодер-декодера (DCED) (этот компонент отвечает за пространственное моделирование, использует сверточные слои для извлечения пространственных характеристик данных) и сверточной долгосрочной краткосрочной памяти (ConvLSTM) (отвечает за временное моделирование, сочетает в себе преимущества сверточных нейронных сетей и LSTM, что позволяет эффективно учитывать временные зависимости в данных).

Всё это позволяет значительно улучшить точность и эффективность моделей, снижая при этом вычислительную сложность и временные затраты.

Статьи [4–7] поднимают вопрос потенциала и вызовов использования 4D сейсмического мониторинга (временная сейсмика) для прогнозирования распространения фронта воды и положений флюидных контактов.

4D сейсмический мониторинг представляет собой метод, при котором повторные сейсмические данные собираются с течением времени для мониторинга изменений в нефтяных месторождениях. Эти изменения могут быть вызваны изменениями в насыщенности флюидами, давлении и температуре, что влияет на плотность и сжимаемость резервуара. Таким образом, сейсмические данные могут помочь в мониторинге и прогнозировании движения флюидов между скважинами, обнаружении обходных путей нефти, предотвращении преждевременного прорыва, оптимизации расположения новых скважин и оценке пилотных проектов улучшенной нефтедобычи (EOR) перед полномасштабным внедрением.

Большинство опубликованных примеров сейсмического мониторинга являются демонстрационными проектами, и их влияние на прибыльность разработки месторождений недостаточно изучено. При этом затраты на мониторинг должны окупаться за счет увеличения добычи, приращенных запасов или снижения операционных затрат.

Локализация фронтов насыщенности флюидами позволяет оптимизировать процесс добычи, улучшить размещение новых скважин. Но процесс вывода динамических свойств резервуара из сейсмических данных нетривиален из-за неоднозначности.

Сейсмический мониторинг — это развивающаяся технология, и её влияние на управление резервуарами еще не до конца доказано. Как и в случае с 3D сейсмической технологией, опыт отрасли через кейсы поможет установить затраты и выгоды от использования 4D сейсмической технологии.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Интегрированное моделирование становится ключевым инструментом в нефтегазовой промышленности, обеспечивая комплексный подход к управлению месторождениями, оптимизации добычи и снижению рисков. Благодаря интеграции геологических,

гидродинамических и технологических данных этот метод позволяет повысить точность прогнозов, сократить сроки разработки и увеличить экономическую эффективность проектов. Развитие цифровых технологий, искусственного интеллекта и облачных вычислений открывает новые перспективы для дальнейшей автоматизации и совершенствования интегрированных моделей. Однако успешное внедрение таких решений требует не только технологической модернизации, но и изменения подходов к управлению данными, а также подготовки квалифицированных специалистов. Специалисты, обладающие знаниями в области искусственного интеллекта, навыками работы с программным обеспечением и мультидисциплинарным подходом,

играют важную роль в успешном применении интегрированных моделей.

В будущем интегрированное моделирование может стать стандартом отрасли, способствуя переходу к более устойчивой и эффективной добыче углеводородов. Компании, которые уже сегодня инвестируют в эти технологии, получают значительное конкурентное преимущество в условиях растущих требований к энергоэффективности и экологической ответственности. Однако не все технологии экономически обоснованы на сегодняшний день, особенно из-за высокой наукоемкости и чувствительности к исходным данным. Поэтому важно учитывать экономические аспекты для достижения стабильности и роста экономических показателей при разработке месторождений.

#### Список литературы

1. Попова О.А., Ураев О.О. Фациальные модели продуктивных пластов поднейтинского резервуара Бованенковского и Харасавэйского месторождений. *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2021;6(4):43–53. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-43-53>
2. Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа / О.С. Генераленко [и др.]. *Георесурсы*. 2024;26(3):33–42. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.5>
3. J. Bi [et al.]. A Physics-Informed Spatial-Temporal Neural Network for Reservoir Simulation and Uncertainty Quantification / *SPE Journal*. 2023;29(04):2026–2043. <https://doi.org/10.2118/218386-PA>
4. Johnston David H. 4D Seismic: Can a Difference Make a Difference. *Recorder*. 1999;24(2):3. <https://csegrecorder.com/articles/view/4d-seismiccan-a-difference-make-a-difference>
5. Low C.F., Ghosh D.P. Challenges in Seismic Data Acquisition and Processing — The Petronas Experience. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, Nov 21–23, 2005; 10656. <https://doi.org/https://doi.org/10.2523/IPTC10656-ABSTRACT>
6. Anquelle L. Advanced Seismic Characterization as A Direct Input for Reservoir Modeling. International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, Nov 15–17, 2011; 15283. <https://doi.org/10.2523/IPTC-15283-ABSTRACT>
7. Ампилов Ю.П. 4D сейсморазведка в России 25 лет спустя. Геомодель 2024: тез. докл. 26-й науч.-практ. конф. по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик 9–12 сент. 2024 г. М.: ООО «Геомодель Развитие», 2024; 379–382. <https://istina.msu.ru/download/694465405/1tWKvx:Ve8ea9BzrK tCvPgBlhUtswJLzbM/>
8. Лошчева З.А., Ганиев Т.И., Декхтярев В.А., Магдеев М.Ш., Хисанов Р.М., Шайхутдинов Д.К. Центр моделирования ПАО «Татнефть» — история успеха и современные вызовы в нефтегазовом секторе. Сборник: Имитационное моделирование. Теория и практика (ИММОД-2023). Сборник трудов 11-й Всероссийской научно-практической конференции по имитационному моделированию и его применению в науке и промышленности. Казань, 2023; 19–32.
9. Лошчева З.А., Пименов А.А., Бильданов Р.Р., Ганиев Т.И., Декхтярев В.А., Магдеев М.Ш., Хисанов Р.М., Шайхутдинов Д.К. Современные решения для нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Нефтяное хозяйство. 2024;7:32–38.
10. Шайхутдинов Д.К., Лошчева З.А., Силантьев И.Е. Автоматизация процесса создания наземной сети системы поддержания пластового давления. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2022617799, 26.04.2022. Заявка № 2022616963 от 19.04.2022.

#### References

1. Popova O.A., Uraev O.O. Facies models of hydrocarbon-bearing formations of Podneytinskiy reservoir in Bovanenkovskoye and Kharasaveyskoye fields. *PROneft. Professionally about oil*. 2021;6(4):43–53. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-43-53> (in Russ.)
2. Generalenko O.S., Yermakova O.E., Motorin I.V., Vorobieva G.N. Integrated approach to geological modelling based on facies analysis. *Georesources*. 2024;26(3):33–42. <https://doi.org/10.18599/2024-3-5> (in Russ.)
3. J. Bi [et al.]. A Physics-Informed Spatial-Temporal Neural Network for Reservoir Simulation and Uncertainty Quantification. *SPE Journal*. 2023;29(04):2026–2043. <https://scispace.com/papers/a-physics-informed-spatial-temporal-neural-network-for-4erxua83d0>
4. Johnston David H. 4D Seismic: Can a Difference Make a Difference. *Recorder*. 1999;24(2):3. <https://csegrecorder.com/articles/view/4d-seismiccan-a-difference-make-a-difference>
5. Low C.F., Ghosh D.P. Challenges in Seismic Data Acquisition and Processing — The Petronas Experience. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, Nov 21–23, 2005; 10656. <https://doi.org/https://doi.org/10.2523/IPTC10656-ABSTRACT>
6. Anquelle L. Advanced Seismic Characterization as A Direct Input for Reservoir Modeling. International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, Nov 15–17, 2011; 15283. <https://doi.org/10.2523/IPTC-15283-ABSTRACT>
7. Ampilov Yu. P. 4D seismic survey in Russia 25 years later. Moscow: Geomodel Development, 2024; 379–382. <https://istina.msu.ru/download/694465405/1tWKvx:Ve8ea9BzrK tCvPgBlhUtswJLzbM/> (in Russ.)
8. Loshcheva Z.A., Ganiev T.I., Dekhtyarev V.A., Magdeev M.Sh., Khisanov R.M., Shaikhutdinov D.K. *Tatneft Modeling Center — a success story and modern challenges in the oil and gas sector*. Collection: Simulation modeling. Theory and Practice (IMMOD-2023). Proceedings of the eleventh All-Russian Scientific and Practical Conference on simulation modeling and its application in science and industry. Kazan, 2023; 19–32.
9. Loshcheva Z.A., Pimenov A.A., Bildanov R.R., Ganiev T.I., Dekhtyarev V.A., Magdeev M.Sh., Khisanov R.M., Shaikhutdinov D.K. Modern solutions for oil fields at a late stage of development. *Oil industry*. 2024;7:32–38.

10. Shaikhutdinov D.K., Loshcheva Z.A., Silantyev I.E. *Automation of the process of creating a surface network of a reservoir pressure maintenance system*. Certificate of registration of the computer program RU 2022617799, 04/26/2022. Application No. 2022616963 dated 04/19/2022.

## **ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS**

**Н.О. Некрасов** — подготовил текст статьи по направлению моделирования сетей сбора и скважин, принял активное участие в работах по интегрированному моделированию, участвовал в планировании и проведении опытно-промышленных работ (ОПР) и научно-исследовательских работ (НИР).

**Г.Г. Файзрахманов** — принял активное участие в организации и координации работ по интегрированному моделированию, разработал концепцию статьи, экспертиза работы по направлению гидродинамического моделирования пласта.

**И.Р. Мавлявов** — подготовил текст статьи по геологическому моделированию, оказал экспертную поддержку в области геологии и геомеханики, а также утвердил окончательную версию статьи для публикации.

**Nikita O. Nekrasov** — prepared the text of the article on the topic of modeling networks and wells, actively participated in integrated modeling work. He was involved in the planning and execution of pilot industrial tests (PIT) and research and development (R&D) activities.

**Galim G. Fayzrakhmanov** — actively participated in organizing and coordinating integrated modeling efforts, developed the concept of the article, provided expertise in the field of reservoir hydrodynamic modeling.

**Ilnur R. Mavlyavov** — prepared the text of an article on geological modeling, provided expert support in the fields of geology and geomechanics, and approved the final version of the article for publication.

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

**Никита Олегович Некрасов\*** — ведущий инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина 423462, Россия, Респ. Татарстан, г. Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88.  
e-mail: nekrasovno@tatneft.ru

**Галим Гайсович Файзрахманов** — ведущий инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
SPIN-код: 2202-1853

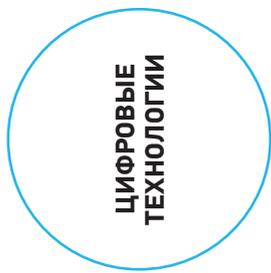
**Ильнур Рустамович Мавлявов** — ведущий инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
SPIN-код: 2881-3572

**Nikita O. Nekrasov\*** — Leading engineer, TatNIPIneft Institute — PJSC Tatneft 88, Telmana St., 423462, Almet'yevsk, Rep. Tatarstan, Russia.  
e-mail: nekrasovno@tatneft.ru

**Galim G. Fayzrakhmanov** — Leading engineer, TatNIPIneft Institute — PJSC Tatneft  
SPIN-code: 2202-1853

**Ilnur R. Mavlyavov** — Leading engineer, TatNIPIneft Institute — PJSC Tatneft  
SPIN-code: 2881-3572

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ ИНСТРУМЕНТА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

© Коллектив авторов,  
2025



**А.Ф. Садыков<sup>1</sup>, Б.И. Мухаметзянов<sup>1</sup>, М.В. Черняк<sup>1</sup>, Д.В. Батрашкин<sup>2</sup>,  
Р.А. Абдуллаев<sup>2,\*</sup>, Р.Ф. Гимазетдинов<sup>2</sup>, У.М. Саттаров<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Недра», РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Ханты-Мансийск

**Электронный адрес:** [abdullaev.ra@hantos.gazprom-neft.ru](mailto:abdullaev.ra@hantos.gazprom-neft.ru)

**Введение.** Статья посвящена актуальной проблеме мониторинга состояния промышленных трубопроводов в нефтегазовой отрасли, где коррозионные дефекты существенно влияют на эффективность их эксплуатации. Традиционные методы оценки состояния трубопроводных сетей, такие как внутритрубная диагностика и коррозионные свидетели, имеют технологические и экономические ограничения. В данной работе предложен новый подход, основанный на применении методов машинного обучения для прогнозирования роста дефектов на основе ретроспективных данных.

**Цель исследования** — разработка инструмента прогнозирования остаточного ресурса трубопроводов на основе методов машинного обучения, который позволит повысить эффективность управления целостностью трубопроводов. Основная задача — создание алгоритма, позволяющего прогнозировать появление и развитие коррозионных дефектов, что способствует повышению надежности трубопроводного транспорта, снижению эксплуатационных затрат и оптимизации процессов технического обслуживания.

**Материалы и методы.** В исследовании использованы данные о техническом состоянии трубопроводов, включая результаты внутритрубной диагностики (ВТД), ультразвуковой толщинометрии (УЗТ), а также эксплуатационные параметры. Для анализа и прогнозирования применены следующие методы машинного обучения: градиентный бустинг (CatBoost), AutoML, LSTM и Transformer. Предварительная обработка данных для этих методов включала отбор ключевых параметров с помощью корреляционного анализа Пирсона и метода главных компонент (РСА). Данные были разделены на обучающую и тестовую выборки, а эффективность методов оценивалась по метрике средней абсолютной ошибки (MAE).

**Результаты.** Проведено сравнение различных алгоритмов машинного обучения при прогнозировании глубины коррозионных дефектов трубопроводов. Наилучший результат показала модель, основанная на градиентном бустинге с использованием архитектуры Transformer.

**Заключение.** Разработанный инструмент обеспечивает раннее выявление дефектов, автоматизированный углубленный анализ больших массивов данных и поддержку принятия решений. Внедрение данного подхода в процессы эксплуатации позволяет снизить затраты на диагностику и ремонты, а также повысить безопасность эксплуатации нефтепромышленных трубопроводов. Инструмент может быть интегрирован в системы управления техническим состоянием трубопроводов, обеспечивая эффективное прогнозирование и планирование ремонтных мероприятий.

**Ключевые слова:** прогнозирование ресурса, коррозионные дефекты, машинное обучение, предиктивная аналитика, градиентный бустинг

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

**Для цитирования:** Садыков А.Ф., Мухаметзянов Б.И., Черняк М.В., Батрашкин Д.В., Абдуллаев Р.А., Гимазетдинов Р.Ф., Саттаров У.М. Разработка и применение инструмента прогнозирования остаточного ресурса трубопроводов с использованием методов машинного обучения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):132–143. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-132-143>

*Статья поступила в редакцию 02.03.2025*

*Принята к публикации 01.04.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

DEVELOPMENT AND APPLICATION OF A PIPELINE REMAINING LIFE PREDICTION TOOL USING MACHINE LEARNING METHODS

**Azamat F. Sadykov<sup>1</sup>, Bulat I. Mukhametzyanov<sup>1</sup>, Mikhail V. Chernyak<sup>1</sup>, Dmitry V. Batrashkin<sup>2</sup>,  
Rafael A. Abdullaev<sup>2,\*</sup>, Ramis F. Gimazetdinov<sup>2</sup>, Ural M. Sattarov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Nedra LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Gazprom нефть company group, RF, Khanty-Mansiysk

**E-mail:** [abdullaev.ra@hantos.gazprom-neft.ru](mailto:abdullaev.ra@hantos.gazprom-neft.ru)

**Introduction.** This paper addresses the urgent problem of monitoring the condition of field pipelines in the oil and gas industry, where corrosion defects significantly affect operational efficiency. Traditional methods of assessing pipeline networks, such as in-line inspection and corrosion coupons, have technological and economic limitations. This study proposes a novel approach based on machine learning methods to predict defect growth using retrospective data.

**Objective.** The aim of the research is to develop a pipeline remaining life prediction tool based on machine learning methods to improve pipeline integrity management. The main task is to create an algorithm capable of forecasting the emergence and development of corrosion defects, thereby enhancing the reliability of pipeline transport, reducing operational costs, and optimizing maintenance processes.

**Materials and methods.** The study utilized data on the technical condition of pipelines, including results from in-line inspection (ILI), ultrasonic thickness measurements (UTM), and operational parameters. The following machine learning methods were applied for analysis and forecasting: gradient boosting (CatBoost), AutoML, LSTM, and Transformer. Data preprocessing included the selection of key parameters using Pearson correlation analysis and principal component analysis (PCA). The data was split into training and test sets, and the effectiveness of the methods was evaluated using the Mean Absolute Error (MAE) metric.

**Results.** A comparative analysis of various machine learning algorithms was conducted to predict the depth of corrosion defects in pipelines. The best performance was demonstrated by the model based on gradient boosting combined with a Transformer architecture.

**Conclusion.** The developed tool enables early defect detection, automated in-depth analysis of large datasets, and decision-making support. Implementing this approach in operational processes helps reduce inspection and repair costs and improves the safety of oilfield pipeline operations. The tool can be integrated into pipeline condition management systems to provide effective forecasting and maintenance planning.

**Keywords:** remaining life prediction, corrosion defects, machine learning, predictive analytics, gradient boosting

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

**For citation:** Sadykov A.F., Mukhametzyanov B.I., Chernyak M.V., Batrashkin D.V., Abdullaev R.A., Gimazetdinov R.F., Sattarov U.M. Development and application of a pipeline remaining life prediction tool using machine learning methods. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):132–143. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-132-143>

*Manuscript received 02.03.2025*

*Accepted 01.04.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Ключевой целью в области добычи и транспортировки нефти является повышение эффективности производства и оптимизация операционных затрат. Одним из важных факторов, который влияет на эффективность транспортировки продукции, является отказ трубопроводов, вызванный коррозионными дефектами.

Для повышения износостойкости трубопроводов на них регулярно проводится оценка их состояния, что позволяет определить наличие и степень влияния коррозионных дефектов и оценить остаточного ресурса.

Существующие на сегодня методы оценки остаточного ресурса нефтегазовых трубопроводов основываются на проведении прямых инструментальных измерений коррозионных дефектов на различных участках и в разные моменты времени с использованием внутритрубной диагностики (ВТД) и ультразвуковой толщинометрии (УЗТ). Однако эти методы не позволяют охватить всю сеть трубопроводного транспорта из-за наличия технических ограничений, а также отсутствия экономической целесообразности. Вследствие этого возникает необходимость внедрять другие экономически эффективные подходы

для мониторинга и оценки состояния трубопроводов, которые дадут возможность не только сопоставлять разновременные проведенные ВТД и УЗТ, но и будут включать в себя алгоритмы подбора трубопроводов — аналогов.

По этой причине становится все более актуальной задача разработки эффективного инструмента для мониторинга технологического состояния промышленных трубопроводов и поддержки принятия решений при формировании программ повышения надежности объектов трубопроводного транспорта за счет использования огромного массива ретроспективных данных и технологии машинного обучения.

**НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ  
ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ  
ТРУБОПРОВОДОВ И ИХ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА  
РАЗРАБОТАН ИНСТРУМЕНТ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ПОВЫСИТЬ  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ ИХ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ.**

Цель работы — создание алгоритма на основе моделей машинного обучения, описывающего прогнозные зарождение новых и увеличение глубины ранее обнаруженных коррозионных дефектов, что позволит



**Рис. 1.** Классификация методов оценки остаточного ресурса трубопровода.  
Составлено авторами  
**Fig. 1.** Classification of pipeline remaining life assessment methods.  
Compiled by the authors

в дальнейшем понимать техническое состояние трубопроводов в различных условиях эксплуатации в средне- и долгосрочной перспективе.

Данный алгоритм важен при планировании программы обеспечения целостности трубопровода и позволяет снизить затраты, связанные с повторным диагностированием.

**Таблица 1.** Соответствие методики определения величины ОР трубопровода и нормативной документации. Составлено авторами

**Table 1.** Correspondence between pipeline remaining life assessment methods and regulatory documentation. Compiled by the authors

№	Наименование методики	Нормативный документ
1	Линейная модель роста дефекта	API 570 [4]
		РД-23.040.00-КТН-011 [3]
		М-01.06.06-04 [1]
2	Нелинейная модель роста дефекта	DNV-RP-F101 [9]
3	Гамма-процентный остаточный ресурс	ОСТ 153-39.4-010-2002 [15]
4	Марковский процесс чистого рождения/гибели	-
5	Стохастическое моделирование	-

## ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДОВ

Остаточный ресурс (ОР) — это время эксплуатации трубопровода от момента определения его технического состояния (последней диагностики) до перехода в предельное состояние [1]. В свою очередь, предельное состояние трубопровода — это техническое состояние трубопровода, при котором исключена его дальнейшая эксплуатация. Подобное состояние наступает в результате превышения в трубопроводе рабочего давления над максимально допустимым (с учётом дефектов) [2] или увеличение глубины дефекта при рабочем давлении до предельного значения [3].

Задача определения величины ОР нефтесборных сетей состоит в том, чтобы дать оценку оставшегося срока службы трубопровода, используя результаты диагностики (единственной или их последовательности), и соответственно параметры дефектов в определенные моменты времени. В свою очередь, исходные значения параметров дефектов определяются по данным ВТД и УЗТ. Прогнозирование будущего технического состояния трубопровода основано на прогнозных значениях размеров дефектов, увеличивающихся во времени. Согласно анализу научно-технической литературы, прогнозных значения размеров дефектов определяются по величине скорости роста дефектов [1–21], что приводит к необходимости совмещения (сопоставления) дефектов разновременных диагностических обследований.

Согласно [9], расчетные методы оценки величины ОР трубопровода [2, 6–7, 8, 15, 16] разделяются на детерминированные и вероятностные. Детерминированные методы, в свою очередь, подразделяются на линейную [2–4] и нелинейную [8, 9] модели, в зависимости от скорости развития коррозионного дефекта. Вероятностными методами являются: гамма-процентный остаточный ресурс (ГПОР) [6–7, 13], марковский процесс чистого рождения или гибели [9, 11], стохастическое моделирование [16]. Классификация методов представлена на **рис. 1**. Соответствие методов определения величины ОР трубопровода и нормативной документации (НД) представлено в **табл. 1**.

Основные преимущества и недостатки основных методик оценки остаточного ресурса трубопровода представлены в **табл. 2**. Таким образом, существующие традиционные подходы к оценке остаточного ресурса учитывают ограниченное число факторов,

**Таблица 2.** Сравнение методик оценки величины остаточного ресурса трубопровода. Составлено авторами  
**Table 2.** Comparison of pipeline remaining life assessment methods. Compiled by the authors

№	Наименование группы методики	Область применения	Преимущества	Недостатки
1	Линейная модель роста дефекта	Линейные участки трубопроводов	- закреплена в международных стандартах [2–4]; - применяются элементарные вычислительные процессы	- требует высокий уровень достоверности исходных данных [4]; - не учитывает случайный рост параметров дефектов
2	Нелинейная модель роста дефекта	Линейные участки трубопроводов из углеродистой стали	- закреплена в международных стандартах [9]; - применяются элементарные вычислительные процессы; - учитывается материал грунта и трубы	- требует высокий уровень достоверности исходных данных [4]; - не учитывает случайный рост параметров дефектов [29]
3	Гамма-процентный остаточный ресурс	Нефтегазовые промышленные трубопроводы и трубопроводы головных сооружений нефтяных месторождений	- закреплена в отечественном отраслевом стандарте [15]; - применяются элементарные вычислительные процессы	- не учитывает случайный рост параметров дефектов
4	Марковский процесс чистого рождения/гибели	Линейные участки трубопроводов	- учитывается исходная статистическая информация о параметрах начальных дефектов [29]	- требует начальные данные по распределению вероятностей глубины дефекта; - длительные и трудоемкие вычислительные процессы; - при увеличении диапазона разброса исходных данных увеличивается значение отклонения результатов
5	Стохастическое моделирование	Линейные участки трубопроводов	- погрешность измерения оборудования представлена случайной величиной - учитывает случайный рост параметров дефектов [29]	- длительные и трудоемкие вычислительные процессы [29]; - при увеличении диапазона разброса исходных данных увеличивается значение отклонения результатов [11]

что не позволяет достоверно оценивать рост глубины коррозионных дефектов в будущем и эффективно реализовать запланированную программу надёжности трубопроводов. В свою очередь, применение моделей машинного обучения в анализе остаточного ресурса позволяет значительно ускорить процесс принятия решений, т.к. модели обучаются на большом массиве ретроспективных параметров, что дает возможность предсказать потенциальные участки с высоким риском коррозии и быстро оценить степень повреждений.

Кроме того, анализ с использованием машинного обучения учитывает не только текущие данные, но и динамические изменения, такие как изменения в давлении, температуре и химическом составе среды. Это создает дополнительный уровень защиты при управлении рисками, поскольку позволяет прогнозировать и управлять возможными последствиями, основанными на реальных и актуальных данных, а не только на усредненных расчетах или статистических моделях.

### **АЛГОРИТМЫ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДА**

Физическое моделирование множества взаимодействующих между собой рабочих параметров представляет собой значительные сложности при разработке эффективных

прогнозных моделей. В связи с этим использование комбинации алгоритмов машинного обучения (ML) и традиционных методов оценки остаточного ресурса значительно упрощает создание физической модели и повышает точность оценки остаточного ресурса трубопроводов.

Первым и ключевым шагом в разработке эффективного алгоритма машинного обучения является сбор и анализ необходимых входных регулярно измеряемых параметров, поскольку качество и полнота исходной информации напрямую определяют его производительность.

Для оценки функциональности разработанных в рамках данной работы моделей использованы обезличенные промышленные данные нефтегазосборных сетей трубопроводов компании «Газпромнефть-Хантос». Объектами исследования являются трубопроводы нефтегазосборных сетей и напорные нефтепроводы.

Объем предоставленных данных представлен в **табл. 3**.

Определение ключевых параметров является важным этапом анализа, позволяя выявить характеристики, оказывающие наибольшее влияние на место и скорость образования дефектов. На первоначальном этапе отбора использовались методы фильтрации, основанные на экспертной оценке значимости параметров. В ходе этого процесса были исключены несущественные, дублирующиеся и некорректные признаки, а также отдельные

**Таблица 3.** Набор данных, использованный для обучения моделей.  
Составлено авторами  
**Table 3.** Dataset used for model training. Compiled by the authors

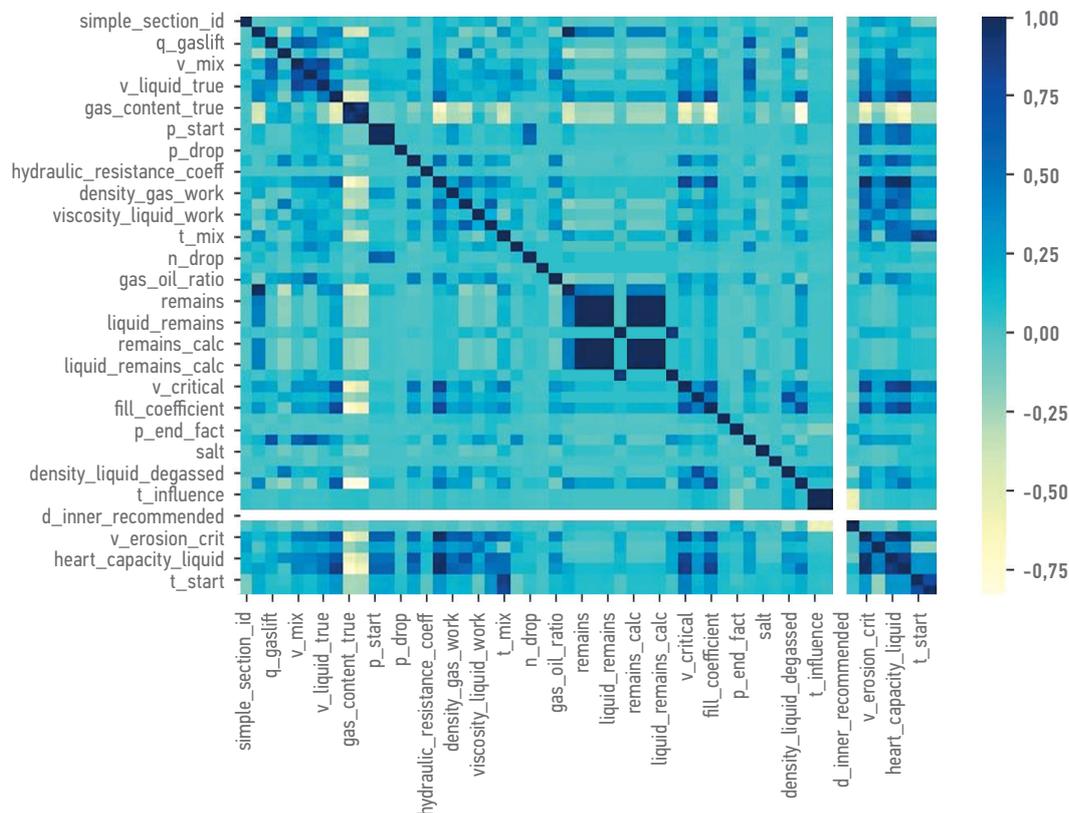
Категория	Число записей
Технологический режим трубопроводов	~ 40 000 000
Результаты ВТД	~ 900 000
Результаты УЗТ	~ 400 000
Высотные отметки трубопроводов	~ 1 200 000
Данные о ремонтах трубопроводов	~ 1000
Физико-химические свойства сред	~ 10 000
Коррозионный мониторинг	~ 100 000

записи, такие как: несовпадающие в разных источниках данные о физических параметрах трубопроводов, отсутствие информации о технологическом режиме работы трубопровода, а также записи, возникающие вследствие ошибок при сборе данных или многократного внесения одинаковой информации, что могло бы исказить результаты анализа. На следующем этапе исследования для выбора входных переменных применялся корреляционный анализ Пирсона [17], позволяющий измерить степень линейной связи между признаками. По его результатам была

построена тепловая карта (рис. 2), которая использовалась для визуализации взаимосвязей между параметрами. Крайне темные и светлые квадраты на пересечении признаков свидетельствуют о сильной линейной корреляции (значения близкие к 1 или -1), что указывает на возможность прогнозирования одного параметра на основе другого. В таких случаях из группы высокоррелированных признаков оставался только один, чтобы минимизировать избыточность данных и повысить эффективность обучения модели. После переработки и рекомбинации исходных параметров формировался сокращенный набор признаков, содержащий наиболее ценную информацию.

Для обучения и оценки точности прогнозирования алгоритмов исходный набор данных был разделен на тренировочную выборку (80 % общего объема данных) и тестовую выборку (20 %).

Сеть трубопроводов, в свою очередь, была разбита на сегменты, для каждого из которых использовались данные о высотных отметках. Каждый сегмент затем делился на отрезки длиной 1 м, на которых оставался только один дефект с максимальной глубиной по результатам ВТД и/или УЗТ. Трубопроводы были разделены по идентификационному номеру (ID) отдельных участков,



**Рис. 2.** Корреляционная карта параметров по Пирсону. Составлено авторами  
**Fig. 2.** Pearson correlation heatmap of parameters. Compiled by the authors

что предотвратило утечку информации о распределениях признаков в тестовом наборе данных, обеспечив тем самым корректную оценку способности модели к обобщению и ее общей производительности.

Технологический режим работы трубопроводов был сжат с помощью эмбедингов, которые кодируют данные о записях соответствующего сегмента.

Модификация входных параметров и гиперпараметрических атрибутов ML осуществлялась с применением метода главных компонент (principal component analysis — PCA).

Цель данной модификации — улучшение качества модели за счёт преобразования признаков в некоррелированное пространство, при этом ещё выполняется устранение избыточности и шума. Это позволяет алгоритму лучше улавливать важные зависимости, улучшая численную стабильность и качество прогноза.

В ходе работы выполнялся процесс генерации и отбора новых признаков, которые были созданы на основе исходных данных. Эти признаки получены через различные взаимодействия между исходными признаками, а также с использованием статистических и математических операций и их комбинаций. Такие признаки помогают алгоритму выявлять более сложные зависимости, что повышает точность предсказаний. Этот подход способствует увеличению информативности признаков и улучшает способность алгоритма выявлять скрытые закономерности.

Целевым параметром прогноза является глубина коррозионного дефекта для каждого метрового сегмента участка трубопровода. Расчет основывается на условиях эксплуатации, которые преобладают в течение промежутков времени между различными последовательными событиями:

- ввод в эксплуатацию;
- проведение диагностики;
- ремонты;
- отказы.

Предполагается, что поведение трубопровода соответствует ретроспективной информации о рабочих параметрах и глубине замеченных коррозионных дефектов.

Таким образом, рост дефекта будет моделироваться в соответствии с уравнениями (1), (2).

$$\begin{cases} IDD(t) = f_{\sigma} [X_1(t), X_2(t), \dots, X_i(t)], & (1) \\ TDD(t) = \sum_{i=1}^T IDD_i, i = 1, 2, \dots & (2) \end{cases}$$

где  $IDD$  — расчетная глубина дефекта,  $TDD$  — совокупные значения  $IDD$ ,  $X_1(t)$ ,  $X_2(t)$ , ...,  $X_i(t)$  представляет рабочие параметры трубопровода в данный момент времени  $t$ ,  $T$  — совокупное время, а  $f_{\sigma}$  представляет собой

используемую ML с исходными или модифицированной параметрами и гиперпараметрами.

Глубина коррозионного дефекта в каждом конкретном случае моделировалась как нелинейная сложная динамическая система, которая зависит от эксплуатационных характеристик и их взаимодействия. Влияние микробиологических организмов, таких как сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ), не учитывалось из-за их отсутствия в системе сбора и транспортировки компании «Газпромнефть-Хантос».

В данной работе приведена оценка эффективности прогнозирования остаточного ресурса следующих алгоритмов машинного обучения:

- градиентный бустинг [18];
- AutoML [19];
- градиентный бустинг с LSTM [20];
- классические методы с LSTM, PCA и генерацией признаков;
- градиентный бустинг с LSTM, PCA и генерацией признаков;
- градиентный бустинг с Transformer [21].

Данные алгоритмы выбраны исходя из их успешного применения в задачах регрессии и прогнозирования. Каждый алгоритм обучен на едином наборе данных с применением кросс-валидации, что позволило получить объективную оценку его эффективности [22]. Сравнение эффективности прогнозирования алгоритмов машинного обучения выполнено с помощью средней абсолютной ошибки ( $MAE$ ) между фактическими и предсказанными значениями в соответствии с уравнением (3) [10]. Результаты сравнения показаны в **табл. 2**.

$$MAE = 1/n \sum_{i=1}^n |DD_{act} - DD_{prd}|, \quad (3)$$

где  $DD_{act}$  — фактическая глубина дефекта,  $DD_{prd}$  — прогнозируемая глубина дефекта, а  $n$  — количество наблюдений.

Из **табл. 4** видно, что модель, включающая градиентный бустинг с Transformer, показала наилучший результат ( $MAE = 0,3143$ ).

Модели, в которых используется извлеченная с помощью эмбедингов информация о технологическом режиме работы трубопроводов, как и ожидалось, показывают наилучшие результаты прогнозирования. Это подчеркивает значимость предварительной обработки данных и показывает жизнеспособность подхода извлечения значимой информации из временных рядов с использованием нейронных сетей.

Использование ансамблевых подходов (AutoML), хотя и продемонстрировало достойные результаты, все же уступает

**Таблица 4.** Сводные результаты экспериментов. Составлено авторами  
**Table 4.** Summary of Experimental Results. Compiled by the authors

№ п/п	Алгоритм	Архитектура	MAE, Толщина стенки
1	Градиентный бустинг	CatBoost Regressor	0,79
2	AutoML	Ансамбль из слабых моделей классического ML	0,71
3	Градиентный бустинг с LSTM	CatBoost для предсказания, LSTM модель для эмбедингов	0,45
4	Классические подходы с LSTM, PCA и генерацией признаков	Ансамбль из слабых моделей классического ML для предсказания, LSTM модель для эмбедингов	0,39
5	Градиентный бустинг с LSTM, PCA и генерацией признаков	CatBoost для предсказания, LSTM модель для эмбедингов	0,35
6	Градиентный бустинг с Transformer	CatBoost для предсказания, Transformer модель для эмбедингов	0,31

специализированным архитектурам. Это указывает на то, что при решении данной задачи методы, использующие современные подходы машинного обучения, более предпочтительны.

## РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Градиентный бустинг с Transformer послужил основой для разработки инструмента визуализации, анализа состояния трубопроводов и прогнозирования возможных отказов на основе ретроспективных данных.

Основные цели системы:

1. Обеспечение безопасности эксплуатации трубопроводов — система позволяет выявлять потенциальные риски на ранних стадиях, прогнозируя возможные отказы трубопроводов. Это даст возможность оперативного реагирования на угрозы и предотвращения отказов.
2. Минимизация затрат на обслуживание и ремонт — инструмент позволяет планировать техническое обслуживание с учетом реального состояния трубопровода, что предотвращает внеплановые остановки и снижает затраты на аварийный ремонт.
3. Повышение эффективности эксплуатации — применение алгоритма помогает оценивать динамику изменения состояния трубопровода, прогнозировать остаточный ресурс и обеспечивать надежную работу сети с минимальными перебоями.
4. Оптимизация процесса принятия решений — инструмент анализирует множество параметров, таких как коррозия, давление, температура и прочие эксплуатационные показатели, чтобы предложить оптимальные решения для продления срока службы инфраструктуры.
5. Автоматизация анализа данных — внедрение алгоритмов обработки данных позволяет оперативно анализировать

информацию о дефектах, изменениях эксплуатационных условий и прогнозируемых рисках, что упрощает работу специалистов и снижает человеческий фактор в процессе диагностики.

Для достижения этих целей требуется комплексная система, включающая в себя несколько ключевых компонентов, которые обеспечивают сбор, обработку, анализ и визуализацию данных, а также взаимодействие пользователей с инструментом прогнозирования.

Основные компоненты системы:

- Модуль сбора и обработки данных:
  - интеграция с базами данных отказов, диагностических проверок, эксплуатационных параметров;
  - импорт данных из внешних источников, включая файлы CSV и Excel;
- Модуль машинного обучения (ML):
  - обучение моделей прогнозирования на исторических данных;
  - прогнозирование остаточного ресурса на заданный период с учетом эксплуатационных параметров;
  - возможность симуляции различных сценариев эксплуатации;
- Модуль визуализации:
  - отображение состояния трубопроводов на интерактивной карте;
  - использование цветовых индикаторов риска для оценки состояния объектов;
  - визуализация аналитических данных в виде графиков и таблиц;
- Модуль аналитики и расчетов:
  - анализ дефектов и выявление критических зон трубопроводов;
  - расчет стоимости ремонтов на основе прогнозируемых дефектов;
  - формирование отчетности по состоянию трубопроводов;
- Модуль взаимодействия с пользователем:
  - настраиваемый интерфейс с возможностью поиска, фильтрации и сортировки данных;

– доступ к информации по трубопроводам в виде таблиц и картографических данных.

## ВНЕДРЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНСТРУМЕНТА В ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для достижения максимальной эффективности созданного инструмента необходима правильная интеграция решения с существующими бизнес-процессами компании.

Первым шагом в этой интеграции является анализ текущих процессов управления трубопроводами. Необходимо определить ключевые точки, в которых предиктивная аналитика может внести наибольший вклад, такие как этапы мониторинга состояния трубопроводов, планирование технического обслуживания, а также управление рисками. Отдельно стоит отметить важность встраивания аналитики непосредственно в процессы принятия решений, которое позволит оперативно реагировать на выявленные риски:

- Раннее предупреждение: использование результатов работы предиктивного алгоритма для заблаговременного уведомления сотрудников о возможных неисправностях, что позволит оперативно реагировать и минимизировать риски.
- Оптимизация графиков обслуживания: создание адаптивных графиков технического обслуживания на основе анализа вероятности отказов, что сокращает затраты на неэффективные профилактические работы и увеличивает время безотказной работы.
- Управление рисками и ресурсами: включение аналитики в процессы оценки рисков, что позволит минимизировать потенциальные убытки и более эффективно распределять ресурсы.

Кроме того, интеграция предиктивной аналитики в бизнес-процессы предоставляет несколько ключевых преимуществ:

- Снижение числа незапланированных простоев: прогнозирование остаточного ресурса позволяет избежать аварийных ситуаций, связанных с повреждениями трубопроводов.
- Уменьшение затрат на ремонты: своевременное выявление проблем позволяет уменьшить расходы на капитальный ремонт и необоснованные замены оборудования.
- Повышение безопасности: прогнозирование отказов способствует снижению рисков аварий, что важно для охраны труда и защиты окружающей среды.
- Повышение эффективности работы персонала: системы предиктивной аналитики позволяют сотрудникам сосредоточиться на приоритетных задачах и улучшить качество работы.

Оценка эффективности предиктивной аналитики отказов трубопроводов и ее сравнение с традиционными методами технического обслуживания имеет большое значение для понимания преимуществ и ограничений данной технологии. Традиционные подходы поддержания работоспособности трубопроводных систем включают в себя:

- Плановое обслуживание: регулярные проверки и технические осмотры на основе календарных интервалов, независимо от реального состояния трубопроводов.
- Реактивное обслуживание: методика основана на исправлении проблем непосредственно после их возникновения. Включает действия после того, как произошел отказ, и часто связано с высокой стоимостью из-за аварийных ремонтов и простоев.

**Таблица 5.** Сравнение традиционных методов с предиктивной аналитикой. Составлено авторами  
**Table 5.** Comparison of Traditional Methods with Predictive Analytics. Compiled by the authors

Критерий	Традиционные методы	Предиктивная аналитика
Затраты на техническое обслуживание	Часто чрезмерные из-за плановых осмотров и реактивных ремонтов	Снижение затрат за счет уменьшения числа ненужных работ и раннего выявления неисправностей
Надежность системы	Зависит от периодичности проверок и их качества. Часто возникают неожиданные поломки	Высокая надежность благодаря анализу данных и точным прогнозам отказов
Продолжительность простоя	Длительные простои из-за аварийных ремонтов	Минимизация простоев за счет профилактики отказов
Эффективность ресурсов	Неоптимальное использование рабочих часов и оборудования	Оптимизация использования человеческих и технических ресурсов
Гибкость в принятии решений	Ограничена из-за фиксированных интервалов обслуживания и недостатка информации	Высокая гибкость и адаптивность благодаря анализу в реальном времени
Стоимость обслуживания	Потенциально высокая из-за частых и необоснованных проверок или затрат на аварийные ремонты	Снижение затрат благодаря оптимизированному графику обслуживания и предотвращению аварий

На сегодняшний день существует ряд ограничений, не позволяющих в полной мере охватить нефтесборные сети традиционными методами оценки.

- Ограничения технологического характера:
  - трубопроводы диаметрами менее 159 мм;
  - трубопроводы с внутренним покрытием;

- трубопроводы системы ППД;
  - неметаллические трубопроводы;
  - Экономические ограничения:
    - стоимость проведения работ;
    - стоимость монтажа камер пуска-приема.
- Таким образом, традиционные методы могут быть неэффективными с точки зрения

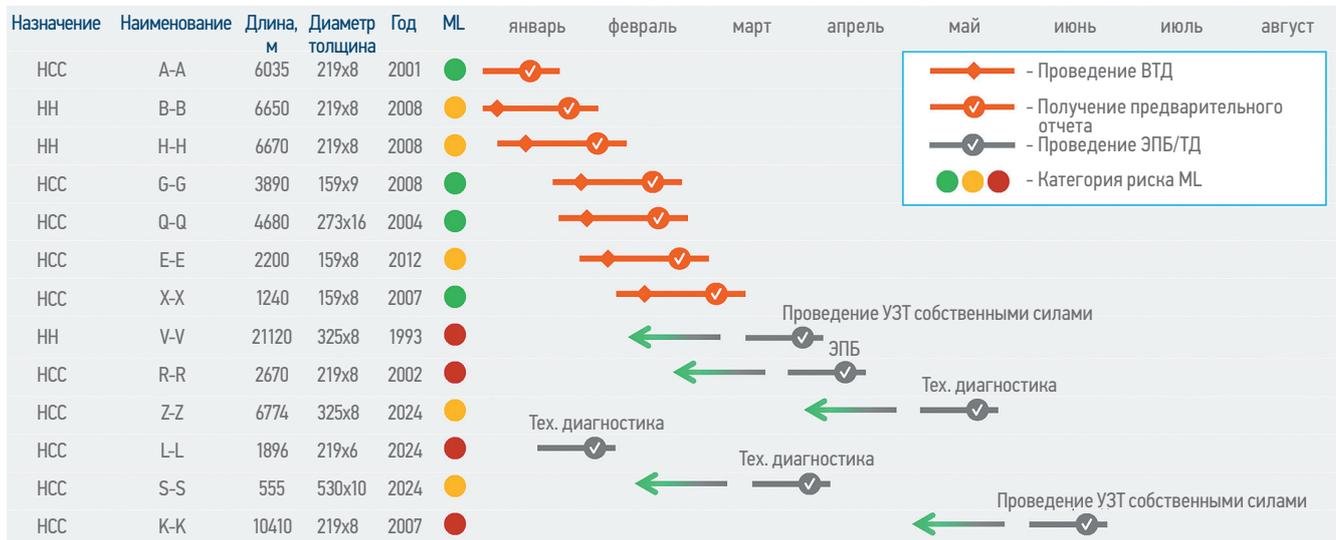


Рис. 3 Операционализация инструмента предиктивной аналитики. Составлено авторами  
 Fig. 3 Operationalization of the Predictive Analytics Tool. Compiled by the authors

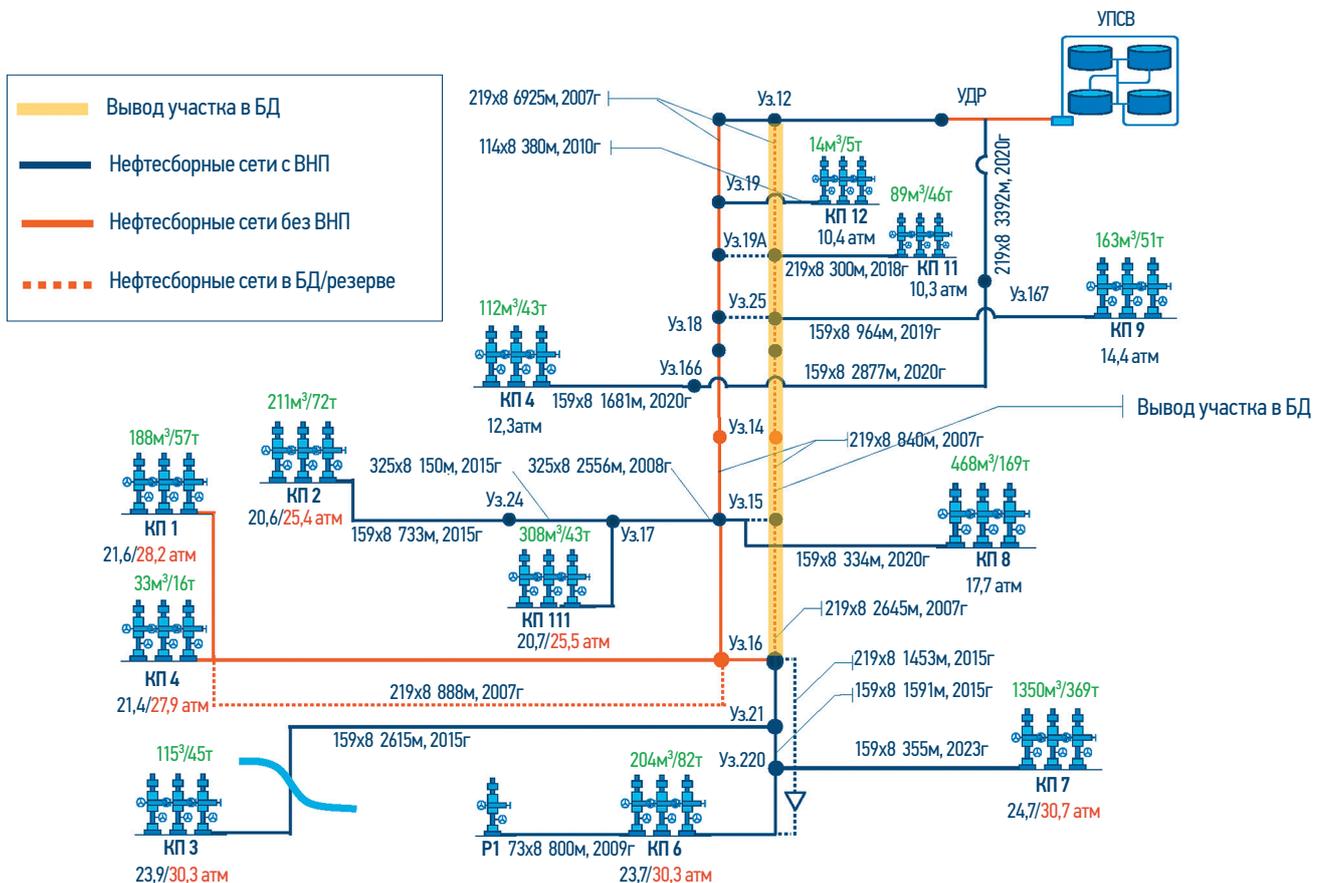


Рис. 4. Пример мероприятий по обеспечению бесперебойной работы сети. Составлено авторами  
 Fig. 4. Example of Measures to Ensure Network Continuity. Compiled by the authors

затрат и времени, поскольку не обеспечивают своевременное выявление проблем до их возникновения, а также часто приводят к излишним затратам на профилактическое обслуживание.

Предиктивная аналитика отказов трубопроводов, в отличие от традиционных методов, основывается на использовании данных о текущем состоянии трубопроводной системы и анализе возможных отказов на основе статистических моделей и алгоритмов машинного обучения.

Подробное сравнение традиционных методов и предиктивной аналитики по наиболее ключевым показателям приведено в **табл. 5**.

## ВЫВОДЫ

Итогом проделанной работы является инструмент предиктивной аналитики отказов нефтепромысловых трубопроводов, в ходе реализации которого решена задача прогнозирования появления и развития

коррозионных дефектов. Операционализация инструмента способствует повышению надежности трубопроводного транспорта, снижению эксплуатационных затрат и оптимизации технического обслуживания.

На текущий момент идет активная стадия внедрения предиктивной аналитики отказов трубопроводов в схему бизнес-процесса принятия решений по повышению целостности и надежности нефтесборных сетей. Результаты прогноза использовались при формировании графиков диагностики трубопроводов на 2025 год (**рис. 3**).

Кроме того, на основании полученных результатов оценена динамика изменения состояния нефтесборных сетей, а также разработаны мероприятия по обеспечению их бесперебойной работы (**рис. 4**).

На текущий момент инструментом предиктивной аналитики охвачены все нефтесборные сети и напорные нефтепроводы. Дальнейшее развитие и расширение функционала системы планируется с учетом охвата водоводов и газопроводов.

## Список литературы

1. М-01.06.06-04 Методические указания по организации и исполнению программ диагностики промысловых трубопроводов Компании. Москва: ОАО «Газпром нефть». 2017; 160.
2. Pipeline Operators Forum (ФОТ) «Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines», 2016.
3. РД-23.040.00-КТН-011-16 «Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами». ОАО «АК «Транснефть», 2018.
4. API 570 Piping Inspection Code Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems, 2003.
5. Методика определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами / Под ред. АК «Транснефть». М.: Транспресс, 1997; 32.
6. Rafael Amaya-Gomez. Modeling of pipeline corrosion degradation mechanism with a Levy Process based on ILI (In-Line) inspections. International Journal of Pressure Vessels and Piping. Elsevier. 2019; 21.
7. Caley F, Velazquez J.C., Valor A., Hallen J.M. Probability distribution of pitting corrosion depth and rate in underground pipelines: A Monte Carlo study. Corrosion Science. 2009;51:1925–1934.
8. DNV-RP-F101 Recommended practice. Corroded pipelines. Norway: Det Norske Veritas, 2017; 123.
9. Vanaei H.R., Eslami A., Egbewande A. A review on pipeline corrosion, in-line inspection (ILI), and corrosion growth rate models. International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2017;149:44–55.
10. СТО Газпром 2-2.3-361-2009 Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов. Москва: ОАО «Газпром». 2010.
11. Полуян Л.В. Марковская модель роста коррозионных дефектов и ее применение для управления целостностью трубопроводов / Л.В. Полуян. Проблемы машиностроения и надежности машин. 2009;6:105–111.
12. ASME B31.8-2003 standard. Gas transmission and distribution piping systems. Revision of ASME 831.8-1999. NY: ASME, 2004; 190.
13. ОСТ 153-39.4-010-2002 Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений. Москва, 2002.
14. Гончаров А.А. Коррозионное состояние и долговечность оборудования и трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений: дис. ... канд. техн. наук. Москва. 2000; 210.
15. Ahammed M. Probabilistic estimation of remaining life of a pipeline in the presence of active corrosion defects. International Journal of Pressure Vessels and Piping. 1998;75:321–329.
16. Polouian L.V. Holistic approach to acquisition and statistical analysis of ILI results / L.V. Polouian, S.A. Timashev. Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference, IPC: 2006 6th International Pipeline Conference, IPC 2006, 25–29 сентября 2006 года / sponsors: ASME, International Petroleum Technology Institute, IPIT. Calgary, AB, 2007; 439–446.
17. Guanzhi Li, Aining Zhang, Qizhi Zhang, Di Wu, Choujun Zhan. Pearson correlation coefficient-based performance enhancement of broad learning system for stock price prediction. IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs, 2022.
18. Jerome H. Friedman. Greedy function approximation: A gradient boosting machine. Ann. Statist, 2001.
19. Le T.T., Weixuan Fu, Moore J.H. Scaling tree-based automated machine learning to biomedical big data with a feature set selector. Bioinformatics. January 2020;36(1):250–256. <https://doi.org/10.1093/bioinformatics/btz470>
20. Sepp Hochreiter, Jürgen Schmidhuber. Long Short-Term Memory, 1997. <https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735>
21. Ashish Vaswani, Noam Shazeer, Niki Parmar, Jakob Uszkoreit, Llion Jones, Aidan N. Gomez, Lukasz Kaiser, Illia Polosukhin. Advances in Neural Information Processing Systems, 2017.
22. Stone M. Cross-Validatory Choice and Assessment of Statistical Predictions. Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Methodological). January 1974;36(2):111–133. <https://doi.org/10.1111/j.2517-6161.1974.tb00994.x>

## References

1. M-01.06.06-04 Guidelines for the organization and implementation of diagnostic programs for the Company's field pipelines. Moscow: Gazprom Neft. 2017; 160.

2. Pipeline Operators Forum (ПОТ) «Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines», 2016.
3. *GD-23.040.00-KTH-011-16 Determination of the strength and durability of pipes and welded joints with defects*. Transneft, 2018.
4. API 570 Piping Inspection Code Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems, 2003.
5. *Methodology for determining the risk of damage to the wall of pipes of main oil pipelines based on inspection data from in-line flaw detectors* / Ed. by Transneft. Moscow: Transpress, 1997; 32.
6. Rafael Amaya-Gomez Modeling of pipeline corrosion degradation mechanism with a Levy Process based on ILI (In-Line) inspections. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, Elsevier. 2019; 21.
7. Caleyto F., Velazquez J.C., Valor A., Hallen J.M. Probability distribution of pitting corrosion depth and rate in underground pipelines: A Monte Carlo study. *Corrosion Science*. 2009;51:1925–1934.
8. DNV-RP-F101 Recommended practice. *Corroded pipelines*. Norway: Det Norske Veritas, 2017; 123.
9. Vanaei H.R., Eslami A., Egbewande A. A review on pipeline corrosion, in-line inspection (ILI), and corrosion growth rate models. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2017;149:44–55.
10. *OS Gazprom 2-2.3-361-2009* Guidelines for assessment and forecast of corrosion condition of linear section of main gas pipelines. Moscow, Gazprom. 2010.
11. Poluyan L.V. Markov model of corrosion defect growth and its application to pipeline integrity management / L.V. Poluyan. *Problems of mechanical engineering and reliability of machines*. 2009;6:105–111.
12. ASME B31.8-2003 standard. *Gas transmission and distribution piping systems*. Revision of ASME 831.8-1999. NY: ASME, 2004; 190.
13. *IS 153-39.4-010-2002 Methodology for determining the residual life of oil and gas field pipelines and pipelines of head structures*. Moscow, 2002.
14. Goncharov A.A., *Corrosion condition and service life of equipment and pipelines of hydrogen sulfide-containing oil and gas fields*: dissertation for the degree of candidate of technical sciences, Moscow, 2000; 210.
15. Ahammed M. Probabilistic estimation of remaining life of a pipeline in the presence of active corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 1998;75:321–329.
16. Polouian L.V. *Holistic approach to acquisition and statistical analysis of ILI results* / L.V. Polouian, S.A. Timashev. Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference, IPC: 2006 6th International Pipeline Conference, IPC 2006, 25–29 Sept. 2006 / sponsors: ASME, International Petroleum Technology Institute, IPIT. Calgary, AB, 2007; 439–446.
17. Guanzhi Li, Aining Zhang, Qizhi Zhang, Di Wu, Choujun Zhan. *Pearson correlation coefficient-based performance enhancement of broad learning system for stock price prediction*. IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs, 2022.
18. Jerome H. Friedman. *Greedy function approximation: A gradient boosting machine*. Ann. Statist. 2001.
19. Le T.T., Weixuan Fu, Moore J.H. Scaling tree-based automated machine learning to biomedical big data with a feature set selector. *Bioinformatics*. January 2020;36(1):250–256. <https://doi.org/10.1093/bioinformatics/btz470>
20. Sepp Hochreiter, Jürgen Schmidhuber. Long Short-Term Memory, 1997. <https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735>
21. Ashish Vaswani, Noam Shazeer, Niki Parmar, Jakob Uszkoreit, Llion Jones, Aidan N. Gomez, Lukasz Kaiser, Illia Polosukhin. *Advances in Neural Information Processing Systems*, 2017.
22. Stone M. Cross-Validatory Choice and Assessment of Statistical Predictions. *Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Methodological)*. January 1974;36(2):111–133. <https://doi.org/10.1111/j.2517-6161.1974.tb00994.x>

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.Ф. Садыков** — осуществлял общее руководство проектом, координировал работу команды и обеспечивая взаимодействие между различными подразделениями для успешной реализации поставленных задач, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

**Б.И. Мухаметзянов** — внёс значительный вклад в разработку концепции и стратегического подхода к созданию инструмента предиктивной аналитики, курировал процесс моделирования и анализа данных.

**М.В. Черняк** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, провёл критический анализ методологии и предложенных алгоритмов, а также внёс ценные рекомендации по совершенствованию модели предсказания.

**Д.В. Батрашкин** — оказал экспертное сопровождение процесса разработки инструмента, производил контроль за внедрением, утвердил публикуемую версию статьи.

**Р.А. Абдуллаев** — оказал методологическое сопровождение и внедрение инструмента, производил рецензирование статьи.

**Р.Ф. Гимазетдинов** — принял активное участие в подготовке текста статьи, проводил экспертное сопровождение проекта, участвовал при разборе и оценке качества прогноза, полученного в инструменте предиктивной аналитики.

**Azamat F. Sadykov** — carried out the overall management of the project, coordinated the team's work and ensured interaction between various departments for the successful implementation of the tasks, approved the final version of the article.

**Bulat I. Mukhametzyanov** — made a significant contribution to the development of the concept and strategic approach to the creation of a predictive analytics tool, supervised the process of modeling and data analysis, approved the final version of the article.

**Mikhail V. Chernyakh** — developed the article concept, prepared a text of the article, conducted a critical analysis of the methodology and proposed algorithms, and also made valuable recommendations for improving the prediction model.

**Dmitry V. Batrashkin** — provided expert support for the development process of the tool, monitored its implementation, and approved the published version of the article.

**Rafael A. Abdullaev** — provided methodological support and implementation of the tool, and conducted a review of the article.

**Ramis F. Gimazetdinov** — actively participated in preparing the text of the article, provided expert support for the project, and was involved in analyzing and evaluating the quality of the forecast obtained in the predictive analytics tool.

**У.М. Саттаров** — контролировал качество и сроки выполнения работ, принял участие в редактировании разделов статьи. Принимал участие по сбору и верификации исходных данных для реализации проекта.

**Ural M. Sattarov** — monitored the quality and deadlines for the work, participated in editing sections of the article, and took part in collecting and verifying initial data for the project implementation.

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

**Азамат Фиргатович Садыков** — директор департамента по продуктовой разработке, ООО «Недра»

**Azamat F. Sadykov** — Director of the Product Development Department, Nedra LLC

**Булат Ильгизович Мухаметзянов** — руководитель группы по продуктам предиктивного анализа и энергоэффективности, ООО «Недра»

**Bulat I. Mukhametzyanov** — Head of the Predictive Analysis and Energy Efficiency Products Group, Nedra LLC

**Михаил Вячеславович Черняк** — эксперт группы по продуктам предиктивного анализа и энергоэффективности, ООО «Недра»

**Mikhail V. Chernyak** — Expert of the Predictive Analysis and Energy Efficiency Products Group, Nedra LLC

**Дмитрий Валерьевич Батрашкин** — операционный директор, Группа компаний «Газпром нефть»

**Dmitry V. Batrashkin** — Chief operating officer, Gazprom neft company group

**Рафаэль Азерович Абдуллаев\*** — руководитель проектов, Группа компаний «Газпром нефть» 628011, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56. e-mail: Abdullaev.RA@hantos.gazprom-neft.ru

**Rafael A. Abdullaev\*** — Project Manager, Gazprom neft company group 56, Lenina St., Khanty-Mansiysk, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra, 628011, Russia. e-mail: Abdullaev.RA@hantos.gazprom-neft.ru

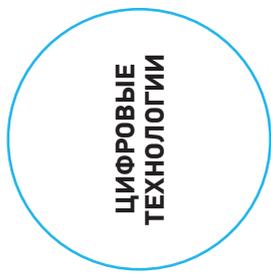
**Рамис Фанисович Гимазетдинов** — руководитель направления по управлению потенциалом инфраструктуры, Группа компаний «Газпром нефть»

**Ramis F. Gimazetdinov** — Head of Infrastructure Potential Management section, Gazprom neft company group

**Урал Миратович Саттаров** — руководитель направления по моделированию инфраструктуры, Группа компаний «Газпром нефть»

**Ural M. Sattarov** — Head of Infrastructure Modeling section, Gazprom neft company group

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# АВТОМАТИЗАЦИЯ МНОВОВАРИАНТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСШИРЕННЫХ ПРОГРАММНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА

**Н.А. Шевко**

СП ООО «TECHENERGY», Республика Узбекистан, Ташкент

**Электронный адрес:** shevko.na@yandex.ru

**Введение.** Современный бизнес сталкивается с новыми вызовами и возрастающими требованиями к эффективности управления разработкой месторождений, включая решение комплексных, интегрированных и массивных задач в условиях неопределенности внешних факторов. Развитие информационных технологий открывает новые возможности для масштабирования вычислений и внедрения цифровых решений, что особенно важно при многовариантном прогнозировании разработки месторождений.

**Цель.** Совершенствование методов решения многовариантных задач на основе изменения подходов к формированию исходных данных моделирования и организации управления процессом вычислений на базе разработанного гидродинамического симулятора. Основными задачами при этом являются поиск подходов эффективного решения многовариантных задач, реализация этих подходов, а также проверка их работоспособности и перспективности.

**Методы и подходы решения.** Для автоматизации решения многовариантных задач на базе авторского симулятора предложены интеграция скриптового языка Lua в ядро симулятора, создание альтернативного формата ввода данных и вынесение внутренней вычислительной последовательности (workflow) расчетов в пространство скрипта. Для сохранения высокой производительности вычислений организовано оптимальное разделение функциональности между интерпретируемой и компилируемой частями симулятора.

**Результаты.** Разработан гибридный симулятор со встроенной скриптовой средой, эффективность его работы продемонстрирована на примере использования альтернативного формата ввода данных, расширения функциональности работы с моделями сложных залежей, создания полностью «случайных» моделей и описания набора стохастических моделей в одном входном файле. Отмечено, что в задачах автоадаптации и оптимизации происходит упрощение построения многовариантных сценариев как для внешних управляющих программ, так и для реализации цифровых стратегий разработки.

**Заключение.** Успешная интеграция высокоуровневого и низкоуровневого языка программирования продемонстрировала новый уровень управления симулятором, создание гибкого и динамического формата входных данных, автоматизацию подготовки многовариантных задач, возможность создания цифровой стратегии разработки месторождений.

**Ключевые слова:** автоматизация расчетов, скрипты, цифровая стратегия разработки, оперативное моделирование

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

**Для цитирования:** Шевко Н.А. Автоматизация многовариантного моделирования разработки месторождений с использованием расширенных программных возможностей гидродинамического симулятора. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):144–154. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-144-154>

*Статья поступила в редакцию 22.01.2025*

*Принята к публикации 24.02.2025*

*Опубликована 30.06.2025*

AUTOMATED MULTIVARIATE MODELING OF FIELD DEVELOPMENT USING ADVANCED PROGRAMMING FEATURES OF DYNAMIC SIMULATOR

**Nikolay A. Shevko**

JV LLC "TECHENERGY", Republic of Uzbekistan, Tashkent

**E-mail:** shevko.na@yandex.ru

**Introduction.** Modern business is facing new challenges and increasing requirements for the efficiency of field development management, including the solution of complex, integrated and massive problems under uncertainty of external conditions. The evolution of information technology (IT) is opening up new opportunities

for scaling high-performance computing and implementing digital solutions, which is particularly important for multivariate field development prediction.

**Aim.** Improvement of methods for solving multivariate problems on the basis of changing approaches to formulating the model description and managing the computation workflow using the developed dynamic simulator. The main tasks are to search for approaches to effectively solve multivariate problems, to implement these approaches, and to verify their performance and prospectivity.

**Methods and approaches.** To automate the solution of multivariate problems based on the author's simulator, the integration of the Lua scripting language into the simulator kernel, the creation of an alternative input data format and the extraction of the internal computational workflow into the script space are proposed. In order to maintain high performance of calculations, the optimal division of functionality between the interpreted and compiled parts of the simulator is organized.

**Results.** A hybrid simulator with an integrated scripting environment was developed; its efficiency was demonstrated by using an alternative data input format, extending the functionality to model complex reservoirs, creating fully "random" models, and describing a set of stochastic models in a single input file. It has been observed that in auto-history-matching and optimization problems, there is a simplification in the construction of multi-realization scenarios, both for external launcher programs and for the implementation of digital development strategies.

**Conclusion.** Successful integration of the high-level programming language with the author's simulator demonstrated a new level of simulator control, creation of flexible and dynamic input data format, automation of multivariate task preparation, possibility of creating digital strategies for field development.

**Keywords:** automated calculations, scripting, digital development strategy, operative modeling

**Conflict of interest:** the author declares that they have no conflict of interest.

**For citation:** Shevko N.A. Automated multivariate modeling of field development using advanced programming features of dynamic simulator. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):144–154. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-144-154>

*Manuscript received 22.01.2025*

*Accepted 24.02.2025*

*Published 30.06.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие информационных технологий и вычислительных систем предоставляет новые возможности для решения задач геологии и разработки месторождений нефти и газа. Применение этих технологий и инструментов способствует более эффективному управлению систем разработки как при наличии обширных геолого-геофизических и промысловых данных, так и при их недостаточности и геолого-технологической неопределенности.

Облачные технологии, использование удалённых серверов, многопроцессорные и многоядерные рабочие станции обеспечивают гибкость масштабирования при решении крупных вычислительных задач. Особенно эффективно они выполняются для независимых, массивных, многовариантных и многореализационных расчетов.

Процесс цифровизации в области геологии и разработки месторождений, а также повышение сложности объектов моделирования обусловили дополнительные требования к программным продуктам по гидродинамическому моделированию, в аспекте развития которых можно сформулировать образ симулятора «нового поколения». Основные характеристики (признаки) такого симулятора следующие:

- Интеграция процессов и объектов — совместное моделирование геологической и гидродинамической моделей, моделей скважин, геолого-технических мероприятий, поверхностной инфраструктуры, оценки экономической эффективности.
- Иерархичность задач — распространение иерархических связей и детализации на объекты моделирования, исходные данные, методы решения, пространственно-временную дискретизацию решения, применяемые вычислительные системы (например, hyper threading, multi threads, socket, multi sockets, GPU, mGPU, CPU+GPU clusters).

**ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ РЕШЕНИЯ МНОГОВАРИАНТНЫХ ЗАДАЧ НА БАЗЕ АВТОРСКОГО СИМУЛЯТОРА ПРЕДЛОЖЕНЫ ИНТЕГРАЦИЯ СКРИПТОВОГО ЯЗЫКА LUA В ЯДРО СИМУЛЯТОРА, СОЗДАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ФОРМАТА ВВОДА ДАННЫХ И ВЫНЕСЕНИЕ ВНУТРЕННЕЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ (WORKFLOW) РАСЧЕТОВ В ПРОСТРАНСТВО СКРИПТА.**

- Многовариантность задач — поддержка решения многосценарных, адаптационных, оптимизационных, мультиреализационных расчетов.
- Автоматизация процессов — сокращение рутинных и ручных операций,

использование специализированных алгоритмов создания и обновления моделей, формирования прогнозов и цифровых стратегий разработки.

- Масштабируемость вычислительных систем — использование кластеров на базе CPU и GPU, облачных технологий.
- Конструирование математических моделей — добавление новых объектов и методов решения, совмещение различных задач, геометрии и физики процессов в единых сложных, «гибридных» моделях (например, фильтрация и геомеханика, модель залежи и геолого-технологического мероприятия в околоскважинной зоне).
- Расширение функциональности — подключение внешних модулей, расширяющих возможности приложения (скрипты, библиотеки с поддержкой методов искусственного интеллекта), использование симулятора как «core engine» в интегрированных задачах, работа как в консольном и удаленном режиме, так и в единой среде 3D-визуализации.
- Оперативность решения задач — быстрое создание, обновление и использование геолого-технологических моделей для широкого спектра задач разработки в рамках единой методической и программно-вычислительной основы.

В данной работе представлен подход, направленный на формализацию и автоматизацию решения различных многовариантных задач, которые требуют больших временных затрат на подготовительные, ручные операции или дополнительные внешние программы для генерации наборов моделей. Известные коммерческие гидродинамические симуляторы, разработанные более 40 лет назад, а также их современные аналоги, несмотря на стабильность вычислений или хорошие скоростные характеристики, демонстрируют недостаточную адаптацию функционала к новым задачам и вызовам. Однако следует отметить, что отдельные опции этих программ могут поддерживать некоторые характеристики симулятора «нового поколения» и успешно решать конкретные специализированные задачи.

В контексте многовариантного моделирования на оперативность подготовки расчетных файлов и эффективность выполнения расчетов, оказывают влияние следующие недостатки популярных симуляторов:

- Статичность исходных данных: текстовые файлы исходных данных, используемые при запуске программы, остаются неизменными до завершения расчета.
- Ограничения форматов: строгая последовательность задания

ключевых слов, которая в случае моделирования сложных интегрированных или динамически создаваемых объектов не позволяет адресно описать модель.

- Проблемы пользовательского интерфейса: необходимость использования текстовых редакторов, что затрудняет поиск ключевых слов и их форматов, проверку корректности ввода данных и обнаружение опечаток.
- Ручная подготовка входных файлов: необходимость ручной подготовки входных файлов для расчетов, в частных случаях — использование сторонних приложений, которые генерируют набор моделей из одного варианта путем замены строковых переменных и тиражирования файлов.
- Отсутствие динамического управления: невозможность изменения логики управления прогнозом в зависимости от промежуточных результатов решения в процессе выполнения расчета.

Указанные недостатки значительно ограничивают возможности оперативного решения производственных задач, относящихся к многосценарным расчетам, автоматизации прогнозирования, автоадаптации моделей, а также полноценного анализа геологических и технологических рисков и неопределенностей.

## **ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ**

В данной работе рассматривается усовершенствование методов решения многовариантных задач, которое основывается на изменении подходов формирования исходных данных моделирования и внешнего расширения управления процессом вычислений. Основные задачи в рамках данного подхода включают: поиск вариантов автоматического решения класса многовариантных задач моделирования фильтрации; реализация решений на базе авторского симулятора; проверка предлагаемого подхода на отдельных примерах.

## **МЕТОДЫ И ПОДХОДЫ РЕШЕНИЯ**

Для эффективного решения многовариантных задач предлагаются два основных подхода: 1) встраивание скриптового (интерпретационного, высокого уровня) языка в ядро симулятора с созданием альтернативного формата ввода входных данных; 2) вынесение стандартного процесса (workflow) вычислений симулятора во внешнюю среду — пространство скрипта.

В качестве базового симулятора использовался авторский трехмерный трехфазный симулятор модели «Black Oil» [1], написанный на низкоуровневом языке C++. Формат загрузки данных соответствует известному коммерческому симулятору, при этом поддерживается возможность использования разных типов сеток — от простых регулярных до сложных неортогональных, триангуляционных и нерегулярных. Основное требование к ядру симулятора для рассматриваемого подхода заключается в необходимости поддержки объектно-ориентированного программирования, а также возможности создания иерархии (подчиненности) объектов с индивидуальной инициализацией их свойств и параметров.

Существует множество скриптовых языков, предназначенных для различных областей информационных технологий, включая проектирование игр, веб-разработку, анализ данных, управление девайсами и прототипирование приложений. Учитывая цели работы и специфику интеграции высокопроизводительного приложения на C++ с «медленной» интерпретационной средой, для выбора подходящего языка выработаны следующие критерии: 1) удобство синтаксиса; 2) производительность; 3) простота интеграции с кодом на C++; 4) минимальная зависимость от сторонних библиотек; 5) наличие дополнительных библиотек для расширения функционала; 6) тип лицензии; 7) объем библиотек языка.

В процессе исследования рассмотрен 21 фреймворк с различным синтаксисом ([синтаксис] название): [JavaScript] QuickJS, DukTape, MuJS, Elk, SpiderMonkey, JerryScript, ChaiScript, mJS, Node.js, V7, V8; [C++] AngelScript; [C#]: Mono; [Lua] sol2, LuaJIT, TypedLua; [другие] Python, CoffeeScript, Teal, Tcl, MoonScript. Для каждого фреймворка выполнен анализ критериев и составлены тесты на производительность. Результаты бенчмарка скриптовых языков продемонстрировали, что фреймворк Lua является наиболее предпочтительным — бесплатный, обладает открытым исходным кодом на C, имеет небольшой размер, высокую производительность, удобный синтаксис, а также легкость интеграции с кодом, написанным на C++.

### **Изменение формата ввода входных данных**

Встраивание скриптового языка в ядро симулятора позволяет использовать синтаксис языка для ввода данных. Рассмотрим основные недостатки традиционного, пространственного формата в условиях многовариантного моделирования или построения моделей с несколькими залежами.

Разбиение файла входных данных на секции позволяет упростить считывание и задание параметров объектов, однако сбор разнородных данных в одной секции (RUNSPEC), вне зависимости от объекта и момента его появления, является одним из ограничений формата. Ограничениями также являются: задание максимальной размерности таблиц, числа строк в таблицах, числа регионов в массивах перед началом загрузки данных, задание одного типа состояния флюидов для всех залежей, использование одной «corner-point» сетки для описания геометрии всех залежей. Входной файл данных является статичным текстовым файлом со строгими форматами задания ключевых слов, который не изменяется и не подразумевает изменение при запуске расчета, что ограничивает применение пользовательских макросов и изменения начально заданных значений в процессе расчета на основании текущего состояния объектов.

Использование скриптового языка в качестве среды для задания входных данных в симулятор обладает рядом преимуществ: 1) формат данных определяется синтаксисом языка, что исключает необходимость разработки и документирования специфического формата для каждого ключевого слова; 2) возможность работы в бесплатной среде разработки, такой как Visual Studio Code (VS Code), что обеспечивает проверку синтаксиса, а также позволяет задавать именованные и вложенные структуры данных; 3) поддержка написания пользовательских функций и алгоритмов для более гибкой настройки моделирования; 4) возможность выполнения альтернативного считывания данных и их загрузки на диск, что позволяет работать с данными более эффективно. Сравнение форматов, иллюстрируемое на **рис. 1**, подтверждает преимущества нового подхода.

### **Формирование внешнего управления расчетом**

Архитектура известных коммерческих симуляторов спроектирована таким образом, что все вычислительные процедуры, их последовательность и возможные внешние запросы запрограммированы заранее: считывание данных в разных вариантах, задание прямых ограничений на расчетные показатели, повторяющиеся действия (actions), встроенные формулы калькулятора и т.д. Когда требуется добавить новую функциональность для управления расчетом, зачастую используют внешние программы. Это частично позволяет расширить функциональность для решения конкретных задач. Например, при анализе неопределенностей

## Традиционный формат

## Скриптовое описание данных

Традиционный формат	Скриптовое описание данных
<pre> RUNSPEC          -&gt; SECTION NAME  TITLE ODEH PROBLEM    -&gt; FIELD START 19 OCT 1982 /   -&gt; FIELD FIELD           -&gt; FIELD OIL             -&gt; RESERVOIR WATER GAS DISGAS DIMENS          -&gt; GRID 60 220 85 / TABDIMS 1 2 30 35 1 12 / -&gt; PVT, SCAL WELLDIMS 10 150 1 10 /   -&gt; WELLS  GRID            -&gt; SECTION NAME  EQUALS DX 1000 / DY 1000 / DZ 10 / PORO 0.3 / PERMX 500 / / </pre>	<pre> ... local field_desc = {   title = "ODEH PROBLEM",   startdate = DATE(19,10,1982),   units = Units.FIELD, } field:add_settings(field_desc); ... local res_desc = {   phases = {Phases.GAS, Phases.OIL,             Phases.WATER, Phases.DISGAS} } res1:add_settings(res_desc); ... grid = res1:new_grid(GridType.BLOCKCENTER) local grid_desc = {   name = "MAINGRID",   dimation = { nx, ny, nz },   units = Units.FIELD,   trantype = TranType.OLDTRAN,   saving = {INIT=true, EGRID=true} } grid:add_settings(grid_desc) ... grid.cell_properties:add { DX=1000, DY = 1000, DZ = 10, PORO=0.3, PERMX=500 } </pre>

Рис. 1. Сравнение традиционного формата входных данных в коммерческих симуляторах (слева) и предлагаемый формат (справа), основанный на синтаксисе скриптового языка Lua. Составлено автором

Fig. 1. Comparison of the traditional input data format in commercial simulators (left) and the proposed format (right) based on the syntax of the Lua scripting language. Prepared by the author

или адаптации моделей программа «МЕРО» генерирует набор файлов моделей из одного варианта (модели с варьируемыми параметрами), используя замену строковых переменных и тиражирование файлов. Для автоадаптации моделей ансамблевым методом в работе [2] также использовалась внешняя программа, которая позволяет без изменения функциональности симулятора создавать необходимые реализации моделей, вычислять кросс-ковариантную матрицу параметров и строить целевую функцию с учетом расчетных параметров и размещения скважин. Для решения расширенного спектра многовариантных задач в рамках одного симулятора при интеграции высоко- и низкоуровневого языков необходимо разделение функциональности между интерпретируемой и компилируемой частями. Для сохранения высокой производительности вычислений симулятора предлагается следующая схема распределения функционала (рис. 2):

1. Внешний скрипт: имеет доступ к функциям симулятора; определяет общую логику расчета, вызывая необходимые процедуры и функции; инициализирует объекты; формирует иерархию (подчиненность) объектов и генерирует пользовательские массивы свойств.
2. Ядро симулятора: содержит реализованные численные алгоритмы; выполняет все высокопроизводительные вычисления; считывает и сохраняет большие бинарные файлы.

Таким образом, скрипт расширяет функциональность ядра, позволяя выполнять операции ввода-вывода, заданные пользователем, создавать и задавать свойства объектов, а также реализовывать собственные процедуры и алгоритмы.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Первые результаты применения гибридного симулятора, который включает встроенную скриптовую среду и альтернативный формат описания входных данных с проверкой синтаксиса, продемонстрировали значительное улучшение удобства и функциональности работы с моделями. Рассмотрим несколько примеров.

### Сложные объекты моделирования.

Стандартный формат данных накладывает ограничения на создание сложных моделей, состоящих из нескольких разнородных или сложноподчиненных объектов моделирования. В рамках предлагаемого подхода эти ограничения снимаются, позволяя задавать сложные вложенные и иерархические структуры данных и объектов. Ограничения теперь касаются лишь возможностей симулятора по совместному решению указанных интегрированных моделей. Для случая одновременного моделирования нескольких залежей с различной геометрией сетки и флюидальной модели, вскрываемых одним набором



Рис. 2. Функциональный состав ядра симулятора и функциональное дополнение от использования скриптового языка. Составлено автором  
 Fig. 2. Functional composition of simulator core and functional complement from scripting language. Prepared by the author

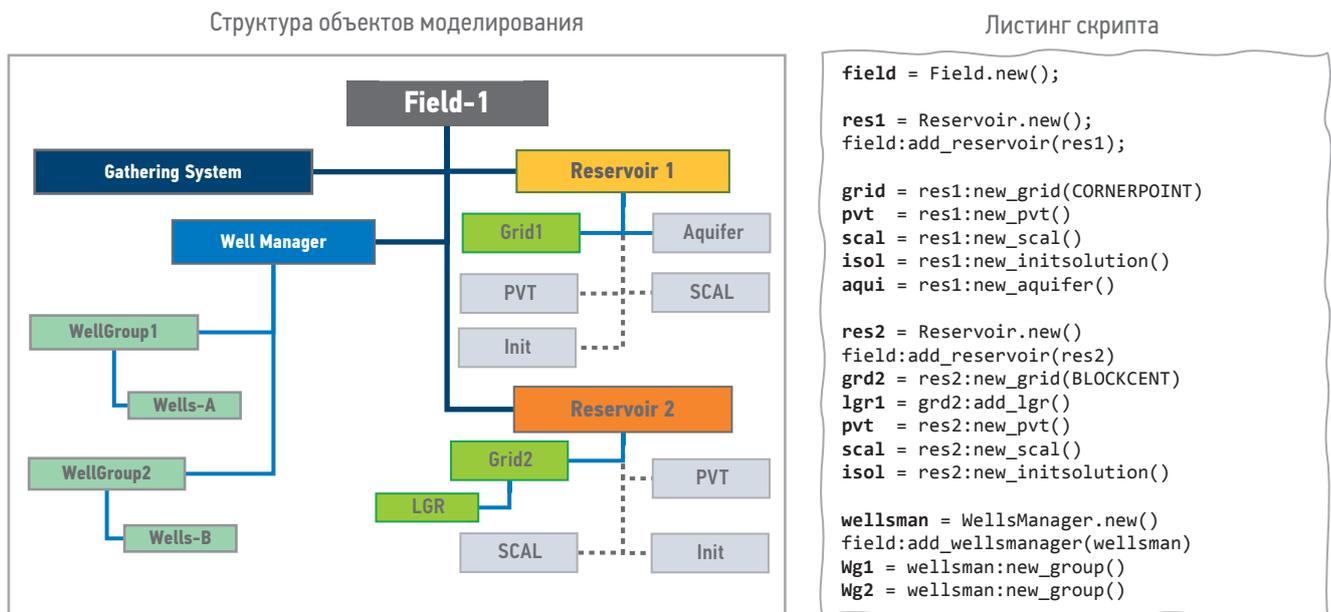


Рис. 3. Структура объектов моделирования (слева), включая вспомогательные объекты-менеджеры, и соответствующий (справа) листинг скрипта для их создания для двух залежей. Составлено автором  
 Fig. 3. Structure of modeling objects (left), including manager objects, and the corresponding (right) script listing for object creation. Prepared by the author

скважин, формат задания представлен на рис. 3.

**«Случайные» модели.** Использование скриптовой среды в гибридном симуляторе позволяет создавать произвольные, полностью случайные модели без необходимости обращения к внешним статическим данным. Это осуществляется исключительно на основе управляющих и ключевых слов скрипта, а также внешнего параметра, такого как начальное значение генератора случайных чисел (seed). Например, можно создать серию моделей, в которых все параметры модели

изменяются, включая размерность (nx, ny, nz), геометрию (кровля, толщины, число пластов), статические свойства, концевые точки, форму фазовых проницаемостей, начальное насыщение (пластовое давление, отметки газо- и водонефтяных контактов), размещение скважин, графики бурения, добыча жидкости и прочее (рис. 4).

**Мультиреализационные расчеты.** Одним из частных случаев произвольных моделей являются стохастические модели, в которых модифицируются отдельные геологические или технологические параметры

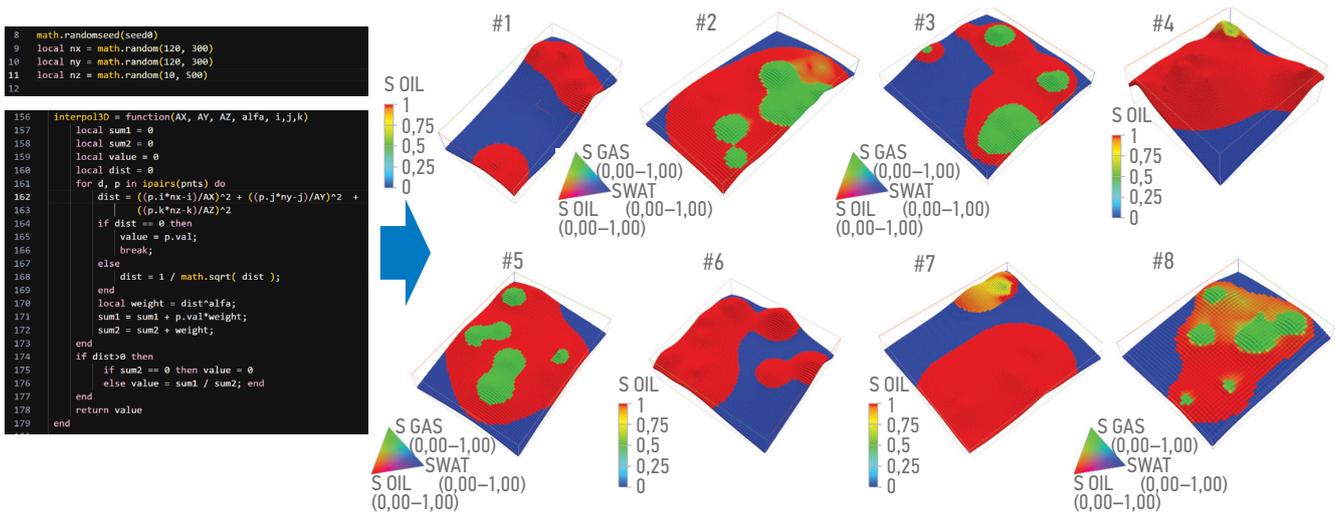


Рис. 4. Пример кода и иллюстрация «случайных» моделей для 8 реализаций. Составлено автором  
 Fig. 4. Sample code and illustration of “random” models for 8 realizations. Prepared by the author

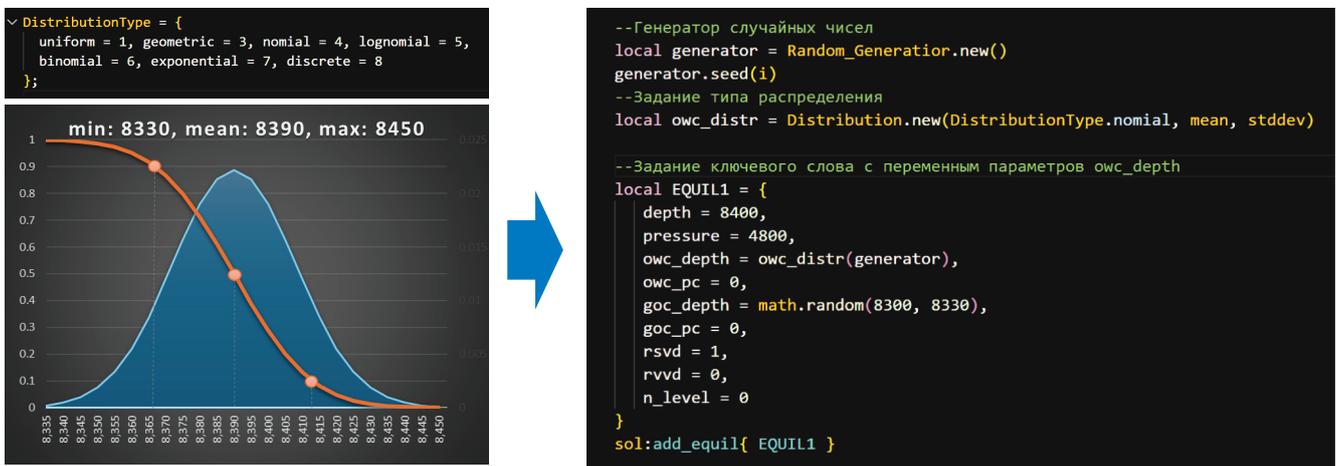


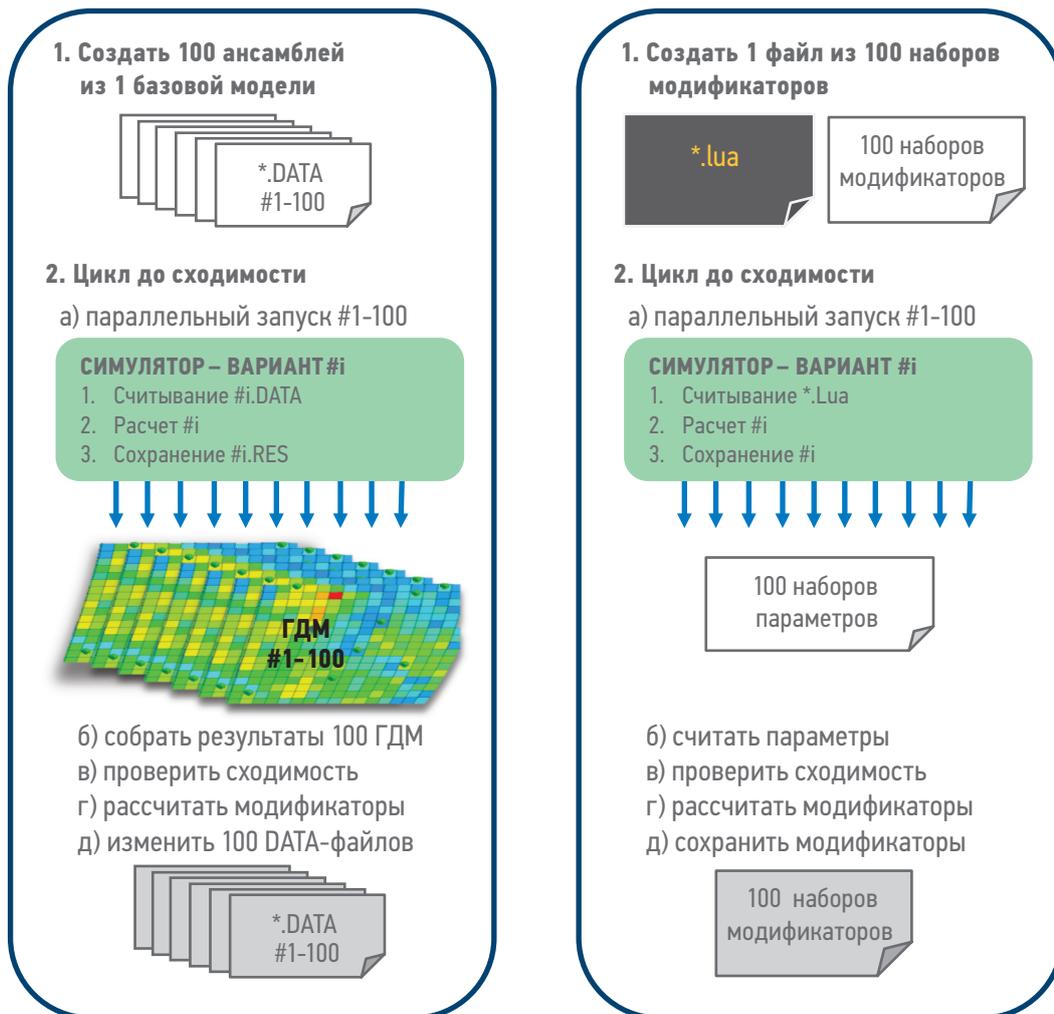
Рис. 5. Задание нормального распределения для водонефтяного контакта: параметры (слева) и скриптовый код (справа). Составлено автором  
 Fig. 5. Setting the normal distribution for the oil-water contact: parameters (left) and script code (right). Prepared by the author

с использованием переменных или случайного числа (seed). Все стохастические реализации интегрированных геолого-гидродинамических моделей могут быть описаны в одном входном скриптовом файле, различаясь лишь номером реализации или значением seed. Для примера задание вероятностного нормального распределения водонефтяного контакта и — равномерного газонефтяного контакта показано на рис. 5.

**Автоадаптация модели ансамблевым методом.** При решении задач автоадаптации и оптимизации с использованием ансамблевых методов необходимо наличие внешней управляющей программы (launcher). Основной функционал такой программы — используя доступ ко всем вариантам, собрать и обработать результаты расчетов, затем распределить обратно значения-модификаторы во входные файлы модели. Для «стандартного» симулятора

алгоритм решения отображен на рис. 6 слева, для случая симулятора, поддерживающего скриптовую среду, — на рис. 6, справа. Принципиально алгоритм поиска экстремума не меняется, однако работа идет с одной моделью, написанной на скрипте, а не с сотнями-тысячами ее реализаций, что упрощает создание и экономит память при сложных многопараметрических стохастических реализациях.

**Цифровая стратегия разработки (ЦСР).** Встроенный в гидродинамический симулятор скриптовый язык программирования предоставляет возможность реализовать сложную и комплексную логику вычислений. Эта логика позволяет на основании результатов расчетов на текущем временном шаге осуществить принятие решений и изменить входные данные для последующих шагов. При этом учитываются случайные внешние факторы, которые могут зависеть от времени или конкретной реализации модели. Данная



**Рис. 6.** Внешняя программа для организации решения задач автоадаптации и оптимизации ансамблевым методом: слева — «стандартный» цикл, справа — с использованием гибридного симулятора со встроенной скриптовой средой. Составлено автором

**Fig. 6.** External program for the solution of auto-history matching and optimization problems by ensemble method: on the left — “standard” loop, on the right — using a hybrid simulator with built-in scripting environment. Prepared by the author

логика описывается в виде скрипта-файла и запускается как внутренний файл на каждом временном шаге. Если определять ЦСР как систему правил и последовательность действий, направленных на достижение глобальной цели с учетом ресурсных и технических ограничений, то такую логику можно реализовать при помощи предлагаемого инструмента. В силу сложности реализации стратегии в общем виде вводятся следующие понятия: типы стратегий разработки (от стадии, от сложности залежи, от рисков), принципы стратегии, типы элементов программной структуры (Strategy-Stage-Workflow-Task-Activity), иерархическая структура стратегии. Программная реализация в виде иерархии объектов, циклов, рабочих потоков, деревьев принятия решений, развилки и параллельных секций продемонстрирована в [3] на нескольких практических примерах.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализованная идея интеграции высокоуровневого языка программирования с гидродинамическим симулятором позволила создать гибкий и динамический формат входных данных — с проверкой синтаксиса, автогенерацией или модификацией любых параметров модели, анализом входных и расчетных данных, применением пользовательских функций на любом шаге моделирования.

Создание нового уровня управления симулятором открывает возможности для иерархической сборки объектов моделирования, что особенно актуально для сложных месторождений, состоящих из нескольких залежей, каждая из которых может быть описана разной геометрией сетки, составом флюида и решаться специальными методами.

Использование элементов программирования при моделировании повышает квалификационные требования к инженеру-разработчику, однако такие инструменты позволяют выполнять большой перечень задач автоматически для целой серии различных залежей, существенно повышая эффективность работ и качество прогнозирования разработки. Цифровизация стратегии разработки является перспективным направлением более

глубокой автоматизации прогнозов разработки для различных залежей, для чего требуется на высокоуровневом языке программирования описать различные типы стратегий, систему правил и технических ограничений и алгоритмы локальных оптимизационных задач. Это открывает новые перспективы для инновационных решений в области разработки месторождений углеводородов.

---

#### Список литературы

1. Шевко Н.А. Гибридный гидродинамический симулятор на неструктурированной сетке для решения оперативных задач разработки. Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сборник докладов научно-практических конференций. — М.: Издательство «Нефтяное Хозяйство». 2024; 101–127.
2. Шевко Н.А. Автоадаптация иерархической модели нефтяной залежи на историю разработки с использованием облачных технологий. Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сборник докладов научно-практических конференций. — М.: Издательство «Нефтяное Хозяйство». 2023; 98–116.
3. Шевко Н.А. Реализация цифровой стратегии разработки во многовариантном геолого-гидродинамическом моделировании. Тезисы докладов Научно-практических конференций «Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ», «Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли», 27–29 ноября 2024. М.: Издательство «Нефтяное Хозяйство». 2024; 40–41.

#### References

1. Shevko N.A. *A hybrid numerical simulator on an unstructured grid for solving routine reservoir problems*. Actual problems of oil and gas industry. The collection of reports of scientific and practical conferences. Moscow: Oil Industry Journal. 2024; 101–127. (In Russ.)
2. Shevko N.A. *History Matching of Hierarchical Reservoir Model Using Cloud Solutions*. Actual problems of oil and gas industry. The collection of reports of scientific and practical conferences. Moscow: Oil Industry Journal. 2023; 98–116. (In Russ.)
3. Shevko N.A. *Implementation of Digital Reservoir Development Strategy for Multivariate Geological and Dynamic Modelling*. Abstracts of Scientific and Practical Conferences "Innovative Solutions in Geology and HTRR Development", "Digital Transformation in Oil and Gas Industry", 27–29 November 2024, Moscow. Oil Industry Journal. 2024; 40–41. (In Russ.)

---

#### ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Н.А. Шевко** — идея, концепция, подготовка текста статьи, проектирование программ, реализация и тестирование C++ и Lua кода.

**Nikolay A. Shevko** — idea, concept, preparation of the text of the article, software design, implementation and testing of C++ and Lua code.

---

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

**Николай Александрович Шевко** — директор по геологии и разработки, СП ООО «TECHENERGY» 100059, Узбекистан, г. Ташкент, ул. Шота Руставели, 44-А, БЦ New Era.  
e-mail: shevko.na@yandex.ru  
SPIN-код: 6233-0493  
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-5888-9804>  
Scopus ID: 57205220918

**Nikolay A. Shevko** — Director, Geology and Reservoir Engineering, JV LLC "TECHENERGY" 44-A, BC New Era, Shota Rustaveli str., 100059, Tashkent, Uzbekistan.  
e-mail: shevko.na@yandex.ru  
SPIN-code: 6233-0493  
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-5888-9804>  
Scopus ID: 57205220918



АГИ



Геомодель



# Российская отраслевая энергетическая конференция

21 - 23 ОКТЯБРЯ 2025 г. | Москва

## ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ

- Разработка зрелых месторождений – процессы, технологии, поддержание уровня добычи, повышение экономической эффективности

## КРУГЛЫЕ СТОЛЫ

- Практические результаты применения методов искусственного интеллекта в сегменте ГРид: реальный опыт, векторы развития и новые направления
- Сопровождение и комплексное управление строительством сложных скважин
- Импортозамещение в бурении и исследовании скважин
- Создание отраслевого бенчмарка и единой базы скоринга для нефтегазовой промышленности
- Методические подходы к оценке запасов УВС: идентификация рисков

# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Стихия северных морей проверяет первопроходцев на прочность, но мы успешно справляемся! Новейшие техника и технологии помогают мне проводить танкер сквозь льды арктических морей круглый год.



Реклама