

Оценка вертикальной проницаемости
пласта по кривым восстановления
давлений **34 стр.**

Разработка продуктивных пластов
с помощью технологии цифрового
двойника **147 стр.**

ISSN 2587-7399 (Print)
ISSN 2588-0055 (Online)
ПЕРИОДИЧЕСКИЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Том 9, № 3, 2024
№ 3 (33) сентябрь

Формирование ковра бурения
с помощью генетических
алгоритмов **158 стр.**



ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Глядя на просторы Крайнего Севера, я понимаю, что это суровый край, но его экосистема очень хрупка и уязвима. Она нуждается в бережном отношении. Для животных мы построили специальные переходы через наши трубопроводы. Теперь путь к арктической нефти лежит в полной гармонии с природой!



Реклама



ГАЗПРОМ
НЕФТЬ

СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU

**ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»****О ЖУРНАЛЕ**

«ПРОНЕФТЬ. 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

Яковлев В.В., председатель редакционной коллегии, советник Председателя Правления «Газпром нефти». ПАО «Газпром нефть»

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

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

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

Бочков А.С., к.т.н., генеральный директор «Газпромнефть – Технологические партнерства»

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

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

Вашкевич А.А., заместитель начальника департамента по технологическому развитию разведки и добычи «Газпром нефти»

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

Доктор С.А., начальник департамента по добыче «Газпром нефти»

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

Осипцов А.А., д.физ.-мат.н., профессор, член управляющего совета Ассоциации «Искусственный интеллект в промышленности»

Постникова О.В., д.геол.-мин.н., профессор

Сарваров А.Р., к.т.н., заместитель начальника департамента по крупным проектам разведки и добычи «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

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

Шашель В.А., к.т.н., генеральный директор АО «Морнефтегазпроект»

РЕДАКЦИЯ

Керимова Э.Р., выпускающий редактор, ученый секретарь

Слушев Д.Е., руководитель направления

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

ИНДЕКСАЦИЯ

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

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

Vadim V. Yakovlev, Advisor to the Chairman of the Gazprom Neft Management Board.
PJSC 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

Sergey A. Doctor, Head of the Production Department of Gazprom Neft

Anton M. Krivtsov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Head of the Department of Theoretical Mechanics, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Andrey A. Osipov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Member of the Governing board of the Association "Artificial intelligence in industry"

Olga V. Postnikova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor
Aidar R. Sarvarov, Ph.D., Deputy Head of the Department for Major Projects of Exploration and Production of Gazprom Neft

Marina A. Tugarova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), leading researcher of the scientific educational center "Gazpromneft — Novosibirsk State University"

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

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

Vadim A. Shashel, Cand. Sci. (Eng.), CEO of LLC "Morneftegazproject"

EDITORIAL OFFICE

Elvira R. Kerimova, Executive Editor, Scientific Secretary

Dmitrii E. Slushev, Project manager

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.

6

Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности

И.И. Алехин, И.А. Переплеткин, А.С. Мещерякова, П.Д. Савченко, Б.Ю. Музраева, Д.И. Мингазова, Е.М. Викторова, Е.О. Толмачев

Reserves probabilistic assessment approach involving quantitative geological risks accounting for Achimov deposits with low exploration maturity

Ilya I. Alekhin, Ivan A. Perepletkin, Anastasiia S. Meshcheryakova, Pavel D. Savchenko, Bairta Yu. Muzraeva, Diliara I. Mingazova, Evgeniia M. Viktorova, Evgenii O. Tolmachev

17

Анализ эффективности методов подавления помех вибрационных данных

Г.С. Чернышов, Д.А. Литвиченко, В.В. Стекленев, А.А. Дучков

Analysis of the effectiveness of noise reduction methods for vibration seismic data

Gleb S. Chernyshov, Dmitriy A. Litvichenko, Vladimir V. Steklenev, Anton A. Duchkov

26

Сравнение методов цветового комбинирования для решения задач качественной интерпретации данных сейсморазведки

А.В. Буторин

Comparison of color blending methods of seismic data for qualitative interpretation

Aleksandr V. Butorin

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

34

Анализ оценок вертикальной проницаемости по данным интерпретации кривых восстановления давления в горизонтальных скважинах

А.Г. Козубовский, Т.В. Кузьмина

Analysis of vertical permeability estimates based on interpretation of the build-up of pressure in horizontal wells

Aleksandr G. Kozubovsky, Tat'yana V. Kuzmina

43

Помощник инженера для анализа и разработки месторождений нефти и газа на основе интегрированной модели актива

А.А. Афанасьев, М.В. Симонов, К.А. Печко, Н.М. Бровин, С.П. Бажуков, В.В. Ким, В.Р. Колесникова

Assistant engineer for the analysis and development of assets based on the integrated asset model

Aleksandr A. Afanasev, Maksim V. Simonov, Konstantin A. Pechko, Nikolay M. Brovin,

Sergey P. Bazhukov, Vyacheslav V. Kim, Valeria R. Kolesnikova

50

Модифицированная карта обводненности как инструмент анализа и прогноза на объектах ачимовской толщи

Г.Н. Воробьева, Р.Р. Бурганов, Р.А. Рыбаков, С.С. Остапчук, М.С. Космачева, И.А. Переплеткин

Water cut map using as an additional information for development analysis of the Achimov formation

Guzel N. Vorobyeva, Rem R. Burganov, Roman A. Rybakov, Sofia S. Ostapchuk,

Maria S. Kosmacheva, Ivan A. Perepletkin

62

Оценка и формирование области применения модели объемной сетки трещин

Р.А. Саблин

Evaluation and creation of the fracture network model scope of application

Roman A. Sablin

69

Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями.
Часть 2: управление давлением в межколонном пространстве
на различных стадиях жизненного цикла скважины

Е.В. Демин, А.Р. Хуснуддинов, П.С. Соловьев

Management of well stock with casing pressure. Part 2: the annulus pressure management at various stages of the well life cycle

Eugene V. Demin, Artur R. Khusnutdinov, Pavel S. Solovjov

93

Влияние скорости передачи данных телеметрических систем на
сроки строительства нефтяных и газовых скважин

О.В. Муратов, Д.В. Кононов, Р.В. Козлович, А.И. Мадьяров

Contribution of MWD bit rate to well construction time

Oleg V. Muratov, Dmitry V. Kononov, Roman V. Kozlovich, Alik I. Madyarov

97

Аналитические исследования применения технологий
освоения нефтяных и газовых скважин с использованием
пеногазогенерирующих веществ

С.А. Назарычев, В.В. Андрияшин, Ш. Жанбосынова, А.О. Малахов,

М.А. Варфоломеев, В.В. Жуков, А.А. Карпов, Р.Р. Хусаинов,

Е.В. Демин, М.С. Сандыга

Analytical studies of the application of technologies for the development of oil and gas wells using foam-generating substances

Sergey A. Nazarychev, Vitaly V. Andriyashin, Shinar Zhanbosynova,

Alexey O. Malakhov, Mikhail A. Varfolomeev, Vladislav V. Zhukov,

Alexey A. Karpov, Radmir R. Khusainov, Evgeny V. Demin, Mikhail S. Sandya

112

Критерии заколонного перетока в действующих скважинах
по результатам спектрального анализа широкополосной шумометрии

Р.К. Яруллин, А.Р. Яруллин, Р.А. Валиуллин, М.С. Гаязов, Д.Н. Михайлов

Criteria for behind the casing flow in operating wells based on the results of spectral analysis of broadband noise metry

Rashid K. Yarullin, Airat R. Yarullin, Rim A. Valiullin, Marat S. Gayazov,

Dmitriy N. Mikhailov

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ /
FIELD ENGINEERING AND SURFACE FACILITIES

120

Ограничение водопритока в условиях тонкой нефтяной оторочки
Т НГКМ. Оценка технологий, лабораторные исследования

О.Л. Смоляров, Е.В. Шамсутдинова, А.И. Неволин, В.Ю. Хорюшин

Water shut-off in conditions of a thin oil rim of the T field. Technology assessment, laboratory research

Oleg L. Smolyarov, Elena V. Shamsutdinova, Anton I. Nevolin,

Vadim Yu. Khoryushin

129

Обоснование объекта для обратной закачки попутного нефтяного
газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть»

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

Determination of optimal oil reservoir for associated petroleum gas injection on the example of a field of the Gazprom neft company group

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

**Поиск комплекса технических решений для обеспечения
надежности крепи газовых скважин в условиях распространения
многолетнемерзлых грунтов**

А.А. Сорокин, Э.В. Николайчук, А.А. Сюткин, В.В. Гордиенко, И.С. Бухалов,
Н.С. Коняшкин
Searching for a complex of technical solutions to ensuring the reliability of support for gas
wells in conditions of the distribution of permafrost soils
**Alexander A. Sorokin, Edward V. Nikolaychuk, Anton A. Syutkin, Viktor V. Gordienko,
Ilya S. Bukhalov, Nikita S. Konyashkin**

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ / DIGITAL TECHNOLOGIES

**Использование цифрового двойника месторождения для контроля
за разработкой и автоматизации оценки энергетического
состояния пласта**

В.О. Савченко, И.А. Картавцева, Р.А. Абдуллаев, И.О. Ходаков, М.В. Симонов
Application of the digital twin of the field to control the development and automation of the
assessment of the energy state of the reservoir
**Vladislav O. Savchenko, Irina A. Kartavtseva, Rafael A. Abdullaev, Ilya O. Khodakov,
Maxim V. Simonov**

**Применение генетических алгоритмов для формирования
ковра бурения и оценка рисков бурения новых скважин и
проведения зарезок боковых стволов в условиях геологической
неопределенности**

Я.В. Иванова, М.В. Окунев
Application of genetic algorithms for formation of a drilling carpet and risk assessment of
drilling new wells and sidetracking in conditions of geological uncertainty
Iana V. Ivanova, Maxim V. Okunev

PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL

HISTORY OF THE JOURNAL:
Published since 2016.

PUBLICATION FREQUENCY:
4 times a year

MASS MEDIA REGISTRATION CERTIFICATE:
The journal was registered with the Federal Service for
Supervision of Communications, Information Technologies
and Mass Media (Roskomnadzor) of the Russian Federation
on 22.09.2017. Reg. No. PI FS77-71164

FOUNDER, PUBLISHER, EDITORIAL BOARD:
**Gazprom neft company group,
3–5, Pochtamtkskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia**

PRINT RUN:
100 copies

DATES:
Sent to typesetting 02.07.2024.
Approved for printing 30.09.2024.
Date of publication 14.10.2024.

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

COPYRIGHT:
© PRONEFT. Professionally about Oil, 2024
© Gazprom neft company group, 2024
**© Academic editing and proofreading of journal
articles and composition services**
NEIKON ISP LLC, 2024
4, Letnikovskaya Str. bldg. 5, office 2.4, 115114, Moscow,
Russia

INDEX FOR SUBSCRIPTION:
In catalogues of Ural press: 81003

PRICE FOR A COPY:
open price

РАЗРАБОТКА ИНТЕГРИРОВАННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ И УЧЕТУ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ДЛЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ НИЗКОЙ СТЕПЕНИ ИЗУЧЕННОСТИ

И.И. Алехин¹, И.А. Переплеткин^{1,2,*}, А.С. Мещерякова^{1,2}, П.Д. Савченко¹,
Б.Ю. Музраева¹, Д.И. Мингазова¹, Е.М. Викторова¹, Е.О. Толмачев¹

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В последние годы геолого-разведочные работы нацелены на всё более сложные объекты, что приводит их к высокой стоимости. Поэтому уже на начальных этапах необходимо применять комплексные решения при оценке ресурсного потенциала и планировании программы изучения с учётом возможных рисков и неопределенностей, а также точной оценки экономической привлекательности проекта.

Цель. Цель работы — показать результаты применения интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовской толщи нижнемеловых отложений на примере одной из площадей Надымского района ЯНАО с низкой степенью изученности.

Материалы и методы. В статье представлен подход, позволяющий последовательно учитывать неопределенностии на трех основных стадиях многовероятностных расчетов: многовариантное картостроение структурного каркаса, построения карт общих и эффективных толщин и учета геологических рисков по типу насыщения. В работе использованы данные сейсморазведки МОГТ 3D общей площадью 1000 км², 52 2D-профиля и данные по одной разведочной скважине, вскрывшей целевой интервал.

Результаты. По результатам работ рассчитаны более 800 вариантов наборов карт, в каждом из которых рассчитаны общие толщины, структурные карты, карты коэффициента песчанистости, эффективных и продуктивных толщин для каждого из пластов, а также карты интегрального коэффициента заполненияловушек.

Заключение. Предложенный подход позволяет получить геологически обоснованные результаты при последовательном учете неопределенностей на всех этапах картостроения при единовременном расчете Workflow. В данном походе использование карт коэффициента заполнения позволяет в будущем избежать существенного сокращения ресурсной базы. Также предложенный авторами подход позволяет при условии открытия на участке месторождения УВ использовать итоговые наборы карт для расчета профилей добычи и расстановки эксплуатационного фонда скважин.

Ключевые слова: многовариантный расчет, неопределенностии, ачимовская толща, глубоководные конусы выноса, интегрированный подход, Workflow, учет геологических рисков, сложные запасы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С., Савченко П.Д., Музраева Б.Ю., Мингазова Д.И., Викторова Е.М., Толмачев Е.О. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):6–16. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-6-16>

Статья поступила в редакцию 25.04.2024

Принята к публикации 18.05.2024

Опубликована 30.09.2024

RESERVES PROBABILISTIC ASSESSMENT APPROACH INVOLVING QUANTITATIVE GEOLOGICAL RISKS ACCOUNTING FOR ACHIMOV DEPOSITS WITH LOW EXPLORATION MATURITY

Ilya I. Alekhin¹, Ivan A. Perepletkin^{1,2,*}, Anastasiia S. Meshcheryakova^{1,2}, Pavel D. Savchenko¹,
Bairta Yu. Muzraeva¹, Diliara I. Mingazova¹, Evgeniia M. Viktorova¹, Evgenii O. Tolmachev¹

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Recently geological prospecting works become aimed at more complicated perspective objects in terms of their exploration, that leads to higher costs of works. From first stages of exploration, it is necessary to apply integrated approaches while geological analysis & reserves assessment as well as for further works planning considering economic attractiveness of project.

Aim. Main aim is an integrated technical approach development for reserves probabilistic assessment accounting geological risks for Achimov deposits with low exploration maturity.

Materials and methods. This article describes an approach allowing subsequent uncertainties evaluation at three main stages: during structural framework construction, effective thickness estimation and saturation forecast considering possible geological risks.

Results. More than 800 groups of maps were obtained upon the workflow calculation. In each group general, effective and productive volume maps were evaluated as well as fill factor maps. These maps being geologically realistic were used for development strategy planning.

Conclusion. Geologically justified maps at all stages in terms of submarine fans' conceptual model are obtained upon the workflow calculation. Analyzing the fill factor distribution, application of such approach allows avoiding additional reserves decrease due to the similarity of such distributions estimated by data from analogues. Finally, output maps seem to be suitable for development wells placement and production profiles construction during further reservoir simulation.

Keywords: reserves probabilistic assessment, uncertainties, Achimov formation, submarine fans, integrated approach, Workflow, geological risks evaluation, hard-to-recover reserves

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

For citation: Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S., Savchenko P.D., Muzraeva B.Yu., Mingazova D.I., Viktorova E.M., Tolmachev E.O. Reserves probabilistic assessment approach involving quantitative geological risks accounting for Achimov deposits with low exploration maturity. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):6–16. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-6-16>

Manuscript received 25.04.2024

Accepted 18.05.2024

Published 30.09.2024

ТЕОРИЯ

В настоящее время прирост ресурсной базы происходит в основном за счет сложных объектов, расположенных на больших глубинах и связанных с неструктурными ловушками углеводородов (УВ). Данный факт требует комплексных решений в процессе всего цикла геолого-разведочных работ (ГРР) с учётом возможных рисков и неопределенностей, а также точной оценки экономической привлекательности проекта [1]. Некорректная оценка рисков проекта ГРР на начальной стадии изучения может привести к потере монетизации и, как результат, к сворачиванию работ в случае неуспешного бурения (рис. 1). На территории Западно-Сибирского бассейна к таким объектам относится ачимовская толща (АТ) неокомских отложений нижнего мела. При работе с АТ специалисты сталкиваются со следующим комплексом технических сложностей при моделировании и оценке ресурсной базы:

1) многовариантность сейсмической интерпретации, связанная со сложной интерференционной волновой картиной, как при выделении песчаных тел, так и при выделении зон выклинивания (неопределенность площади фондоформы и геометрических размеров песчаных объектов);

- 2) сложность выделения клиноформенного комплекса по скважинным данным (неопределенность в положении кровли пластов, в особенности небольших подциклитов);
- 3) неоднозначность насыщения ловушек углеводородами в различных лопастях конусов выноса, расположенных в пределах одной фондоформы (неопределенность в коэффициенте заполнения ловушки);
- 4) наличие оползневых структур в интервале глинистых пород, осложняющее понимание суммарного объёма коллекторов ачимовских отложений;

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ И УЧЕТУ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ДЛЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ПОЗВОЛЯЕТ СУЩЕСТВЕННО ПОВЫСИТЬ УСПЕШНОСТЬ БУРЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИЯХ С НИЗКОЙ СТЕПЕНЬЮ ИЗУЧЕННОСТИ.

- 5) неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и большой разброс эффективных толщин в разных зонах одного и того же конуса выноса (неопределенность с такими параметрами, как коэффициент песчанистости (NTG) и эффективные мощности).

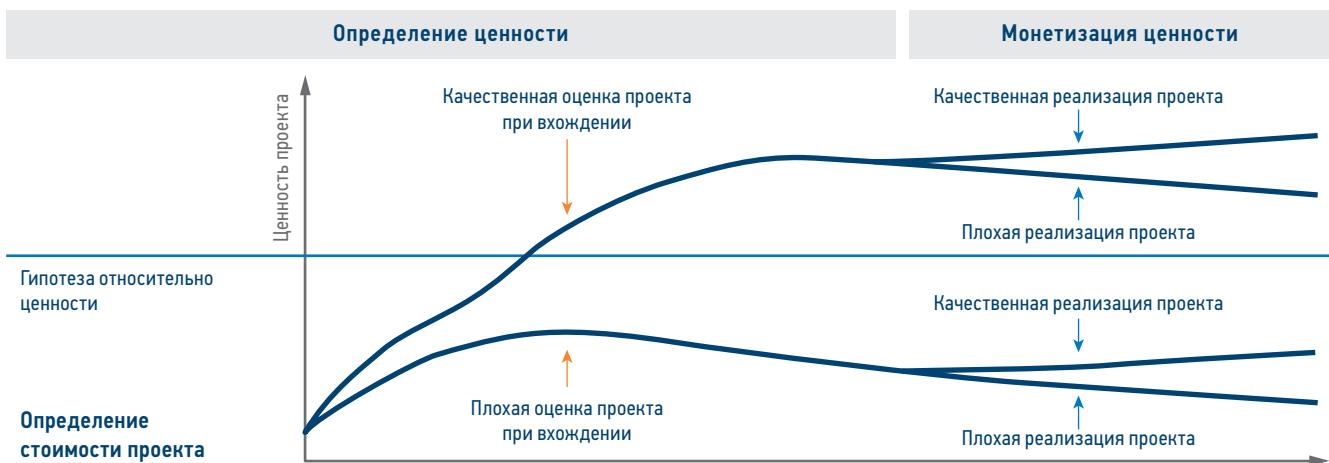


Рис. 1. Диаграмма ценности проекта в пределах цикла ГРР [2]
Fig. 1. Project value diagram during geological prospecting works [2]

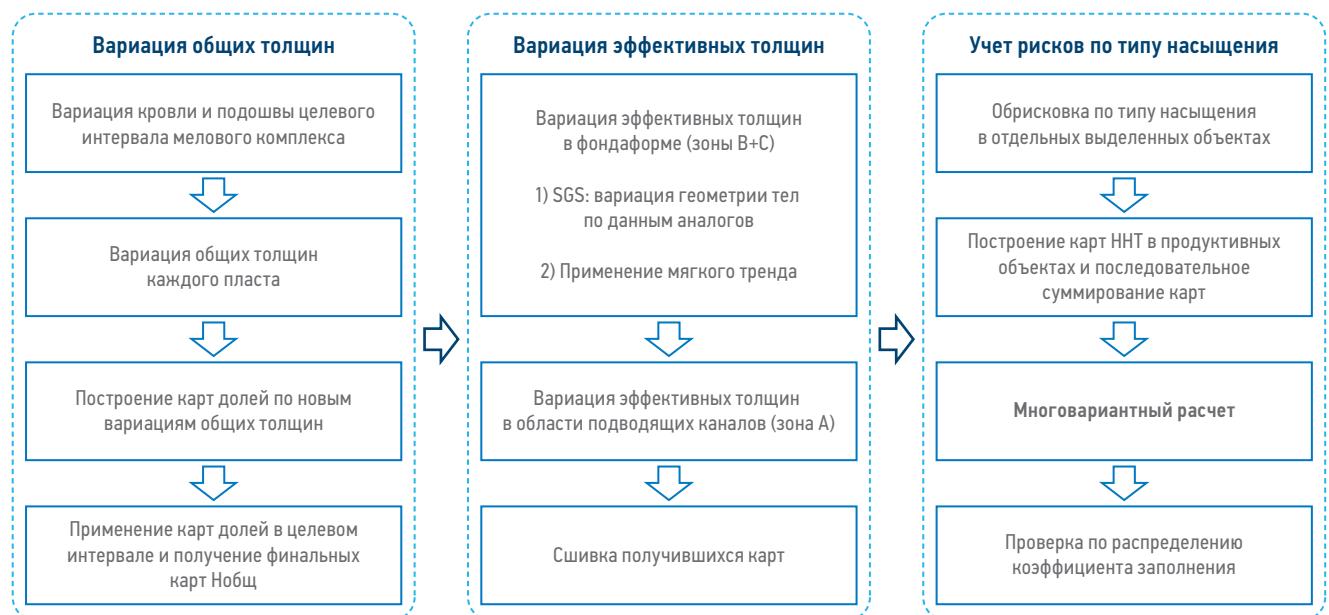


Рис. 2. Последовательность работ в разработанном рабочем Workflow. Составлено авторами
Fig. 2. Working Workflow. Prepared by the authors

В данной работе рассмотрен подход, позволяющий последовательно учитывать неопределенности на трех основных стадиях многовероятностных расчетов (МВР): вариация структурного каркаса многопластового месторождения, построение карт общих и эффективных толщин в песчаных телах конусов выноса и учет геологических рисков по типу насыщения. Каждая стадия имеет свои технические особенности, которые рассматриваются ниже более подробно. Все этапы были интегрированы в единый Workflow (рис. 2). Территория исследования расположена в Надымском районе ЯНАО. Покрытие 3D-сейсморазведочными работами (CPP) составляет примерно 50% от площади участка, имеется одна разведочная скважина (без проведенных испытаний).

Стоит отдельно отметить, что для оценки ресурсной базы (РБ) проекта данный подход подразумевает использование полного набора входных данных:

- 1) результаты кинематической интерпретации CPP: структурные поверхности, карты ошибок, построенные на основе интерпретации данных МОГТ 3D, карты среднеквадратичного отклонения (STD) структурных построений;
- 2) статистический анализ аналогов с определенными диапазонами вариации всех подсчетных параметров;
- 3) данные интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), которые включают сбор статистики NTG по скважинным данным и статистику по мощности песчаных тел в каналах;

- 4) результаты динамической интерпретации для выделения границ песчаных тел и зон глинизации.

ВАРИАЦИЯ СТРУКТУРНОГО КАРКАСА

Вариация структурного каркаса состояла из 4 основных этапов: вариация кровли и подошвы целевого интервала, вариация общих толщин каждого пласта, построение карт долей по новым вариантам карт толщин и применение этих карт долей для получения финальных реализаций карт общих толщин. Для вариации (построения) кровли и подошвы клиноформного резервуара продуктивного пласта мелового комплекса в работе использованы карты ошибок, полученные по данным сейсмики МОГТ 3D (рис. 3). Для этого был применен стандартный подход, который состоял из перемножения карт ошибок и карт со случайными значениями, построенными по нормальному закону распределения с параметрами 0 и 1. Назовем последнюю карту «случайной картой». Далее выполнялась вариация карт общих толщин. Стоит отметить, что данная операция не связана с первым подэтапом. Учитывая, что карты общих толщин ачимовских клиноцикличитов тоже имеют вариативность для учета ошибок картопостроения использовался метод, описанный выше. А именно, к исходной карте общих толщин прибавлялась карта, представляющая собой произведение карты ошибок общих толщин и случайной карты. При использовании такого подхода необходимо учитывать зависимость случайных карт каждого пласта между собой во избежание пересечения карты подошвы верхнего клиноцикличита с кровлей

нижнего. На рис. 4 показан принцип вариации толщин на примере одного из ачимовских клиноцикличитов.

Для построения карт ошибок общих толщин ачимовских клиноцикличитов использованы данные с ближайшего более изученного аналога (более 40 скважин). В точках скважин использовались замеры общих толщин каждого пласта по данным ГИС и по данным сейсмической интерпретации. Затем вычислялась ошибка между описанными выше двумя способами измерения общих толщин. Выборка общих толщин разделялась по фациальным зонам, в которые попадали точки пластопересечений конкретных скважин. Всего было выделено 5 фациальных зон (ФЗ), три из которых относятся к проксимальной, медиальной и дистальной части в области фондаформы, а также область распространения шельфовой и склоновой. Чтобы корректно использовать карты ошибок, выдвинуто предположение, что в различных фациальных зонах значение STD будет отличаться. Например, в ФЗ склона, где общие толщины пластов велики, значение STD возрастает. В то время как в дистальной части, где наблюдается выклинивание пласта, также будут уменьшаться значения STD.

Рассмотрев все вариации карт общих толщин для каждого пласта, они были помещены в структурный каркас, полученный на первом подэтапе. Для этого при помощи результирующих карт толщин были отстроены все отражающие горизонты (ОГ) методом схождения, приняв за кровлю верхний опорный горизонт, полученный на первом подэтапе. Как видно из рис. 5, не все перестроенные поверхности попадают в интервал структурного каркаса, полученного на подэтапе №1.

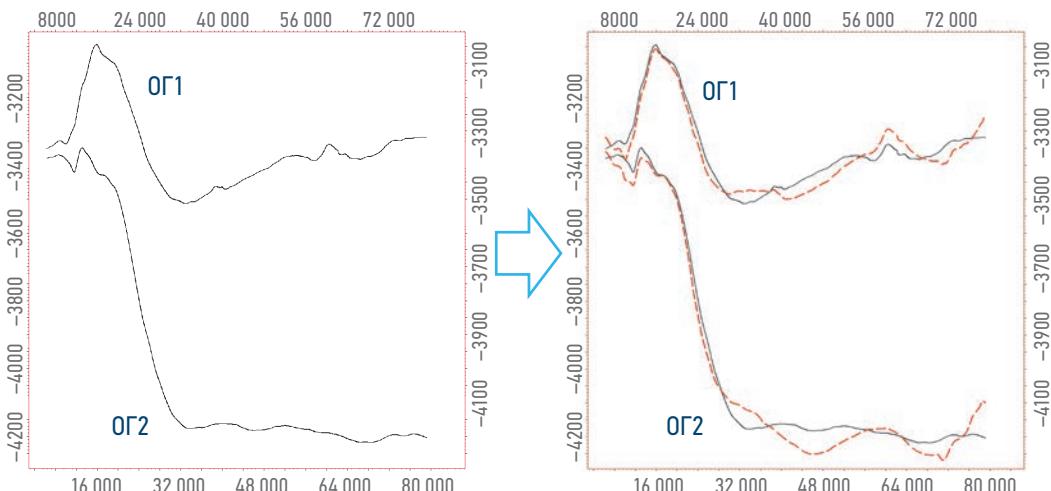


Рис. 3. Принцип вариации опорных горизонтов целевого интервала. Составлено авторами
Fig. 3. Structural framework variation principle. Prepared by the authors

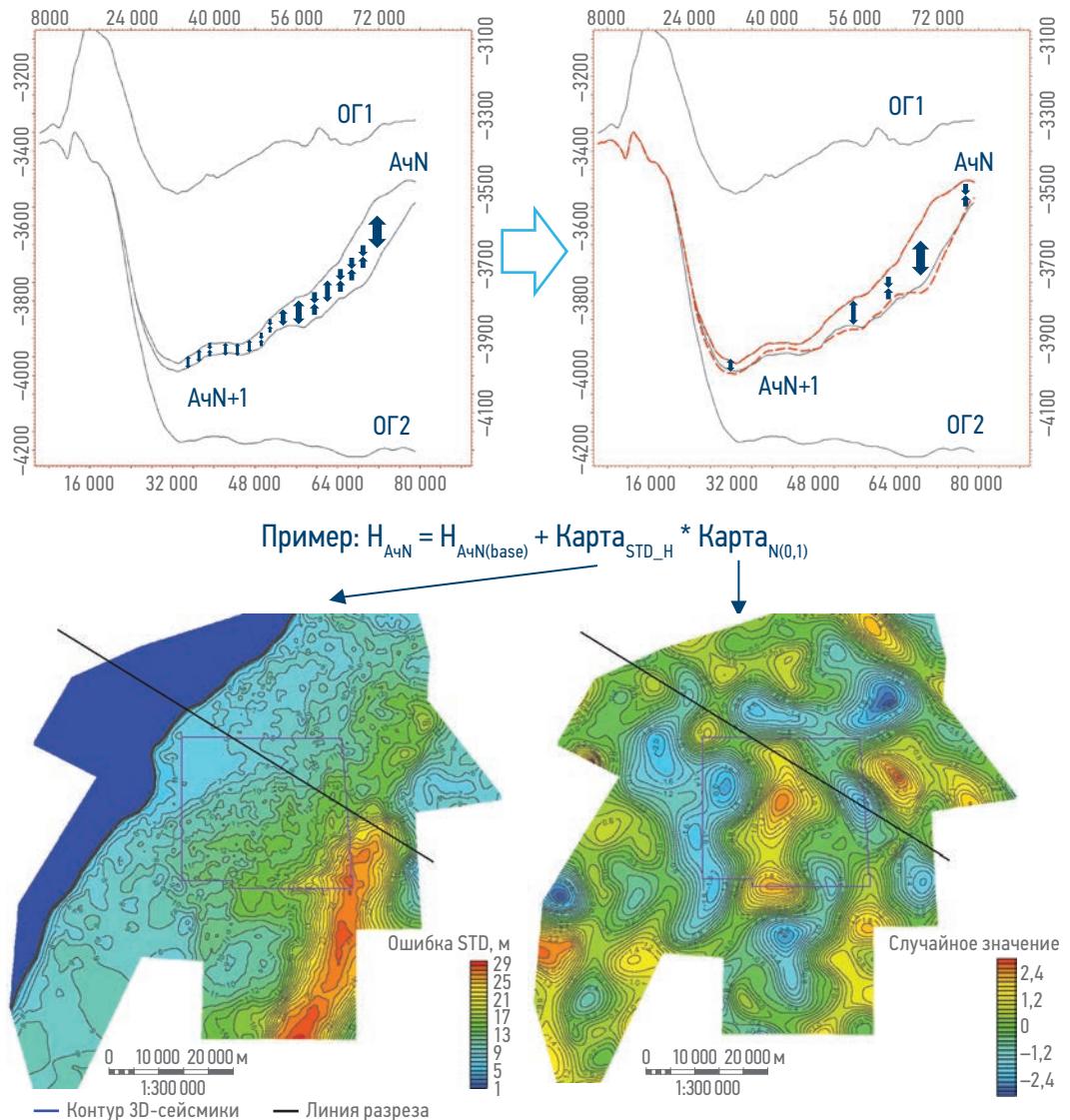


Рис. 4. Принцип вариации общих толщин каждого пласта. Составлено авторами
 Fig. 4. General thickness maps' variation principle. Prepared by the authors

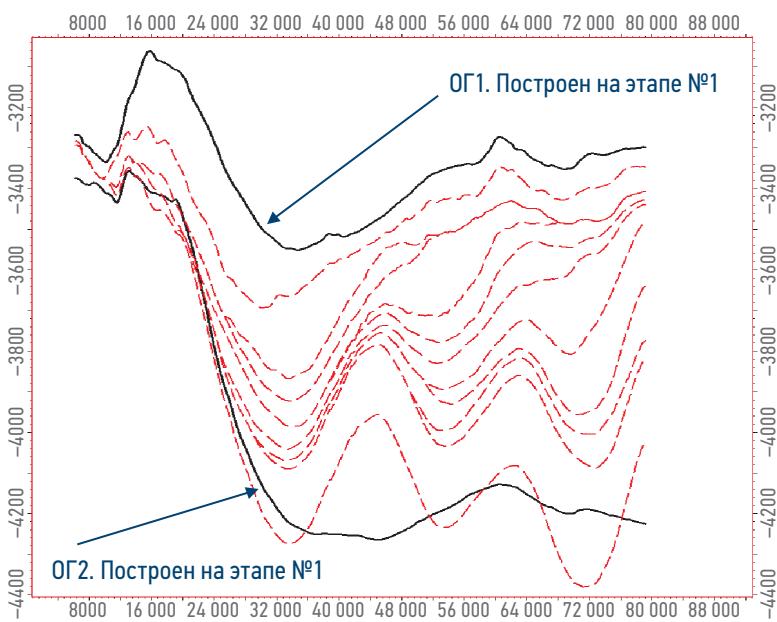


Рис. 5. Проверка данных. Составлено авторами
 Fig. 5. Quality check (structural framework). Prepared by the authors

Чтобы в дальнейшем корректно выполнить построение карт толщин, было решено использовать карты пропорций мощности каждого пласта относительно суммарной мощности целевого интервала. Результатом этого этапа стал набор новых карт общих толщин. Поделив каждую карту общих толщин определенного горизонта на карту суммарной мощности всего интервала, был получен набор карт долей. Далее полученный набор карт долей по горизонтам и применили к целевому интервалу мелового комплекса, обновленному на подэтапе №1. Проделав аналогичную операцию для всех пластов ачимовской толщи, был получен набор новых структурных карт.

На рис. 6 показаны примеры карт общих толщин по разным пластам целевого интервала. Результаты анализа полученных карт показали, что использование карт пропорций позволяет избежать геологически нереалистичных

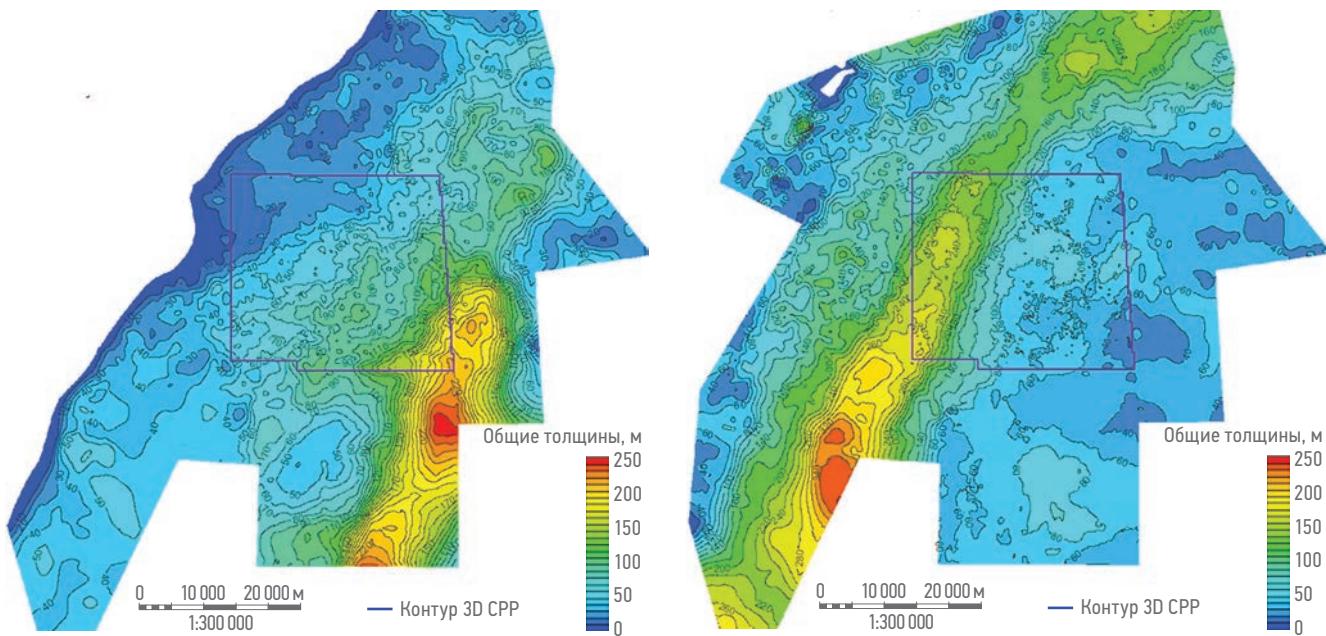


Рис. 6. Примеры карт общих толщин после проведенных вариаций с использованием карт долей. Составлено авторами
Fig. 6. General thickness maps' examples upon structural framework variation. Prepared by the authors

«схлапываний» мощностей и отрицательных значений толщин.

ВАРИАЦИЯ КАРТ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН

Для вариации карт эффективных толщин предварительно строилась геологическая концептуальная модель и картировались элементы клиноформенного комплекса, границы распространения конусов выноса, подводящие и распределительные каналы. Теоретически в строении подводного конуса выноса выделяется три фациальные зоны [3, 4], различающиеся по фациальному составу, размеру турбидитовых каналов и песчанистости (рис. 7).

А — зона одного основного питающего турбидитового канала; включает также фации прируслового вала, подводных кревассовых каналов и лопастей;

В — зона крупных ответвляющихся турбидитовых каналов; включает также фации прируслового вала, кревассовых каналов и лопастей;

С — зона фронтальных лопастей с многочисленными мелкими (меньше 100 м шириной) переплатающимися и разветвляющимися терминальными турбидитовыми каналами.

На первом этапе имеет место вариация эффективных толщин в области фондоформы каждого пласта (зоны В+С). В процессе Workflow была построена карта песчанистости (NTG). По данным статистики, собранной по месторождениям-аналогам,

соотношение главного ранга к побочному составило 2:1.

Важным промежуточным этапом являлся выбор мягкого тренда для карты NTG [5]. Оптимальным решением являлось построение карт тренда по контурам тел коллектора и дальнейшим уточнением в зависимости от плотности каналов. Иными словами, в местах распространения каналов закартированы самые высокие значения тренда для NTG (рис. 8). Несмотря на неполное покрытие территории исследования данными 3D CPP, в качестве возможных трендов использовались карты атрибутов и оцифрованные RGB-слайсы. Для построения эффективных толщин в зоне А использован алгоритм «Artificial algorithms» в ПО Petrel, где задавались полигоны выделенных каналов, включая распределения ширины и мощности этих тел (рис. 9). В завершение выполнялась «сшивка» карт эффективных толщин в обеих зонах с плавной интерполяцией в буферной зоне. При этом подбирался подходящий перцентиль для выпавших значений средней эффективной мощности: чем больше мощность в каналах, тем больше это значение в фондоформе, и наоборот.

УЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ

По данным бурения одной разведочной скважины в пределах полигона картопостроения кондиционных данных о типе насыщения нет. По данным палеогеографического и атрибутного анализа по 2D3D CPP было выделено

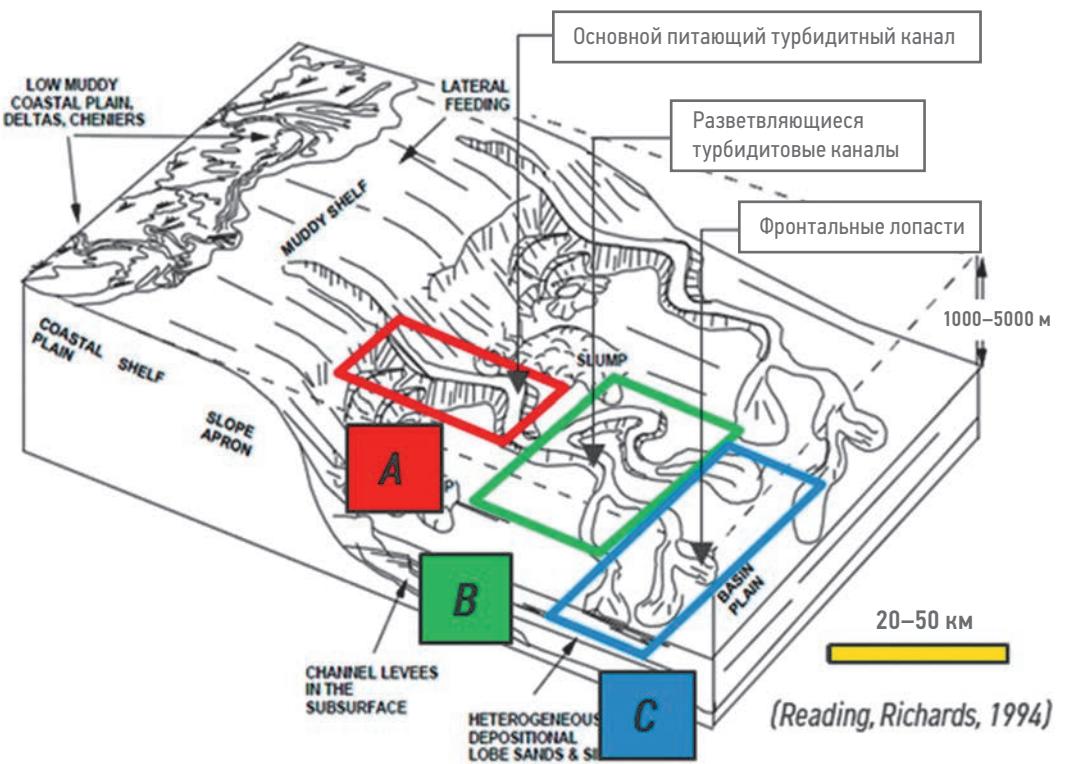


Рис. 7. Схема строения глубоководного конуса выноса с выделением фациальных зон А, В, С [4].
Составлено авторами

Fig. 7. Deep-marine fan scheme differentiated by facies zones A, B and C [4]. Prepared by the authors

множество отдельных лопастей в зоне фондаформы. Далее произведена оценка геологических рисков (GCoS) согласно Методическим рекомендациям [1]. Значения GCoS по совокупности параметров составили

0,57 и 0,43 для конусов выноса, выделенных в пределах и за границами куба съемки МОГТ 3D.

Построение карт продуктивных (нефтенасыщенных) толщин для каждой из реализаций

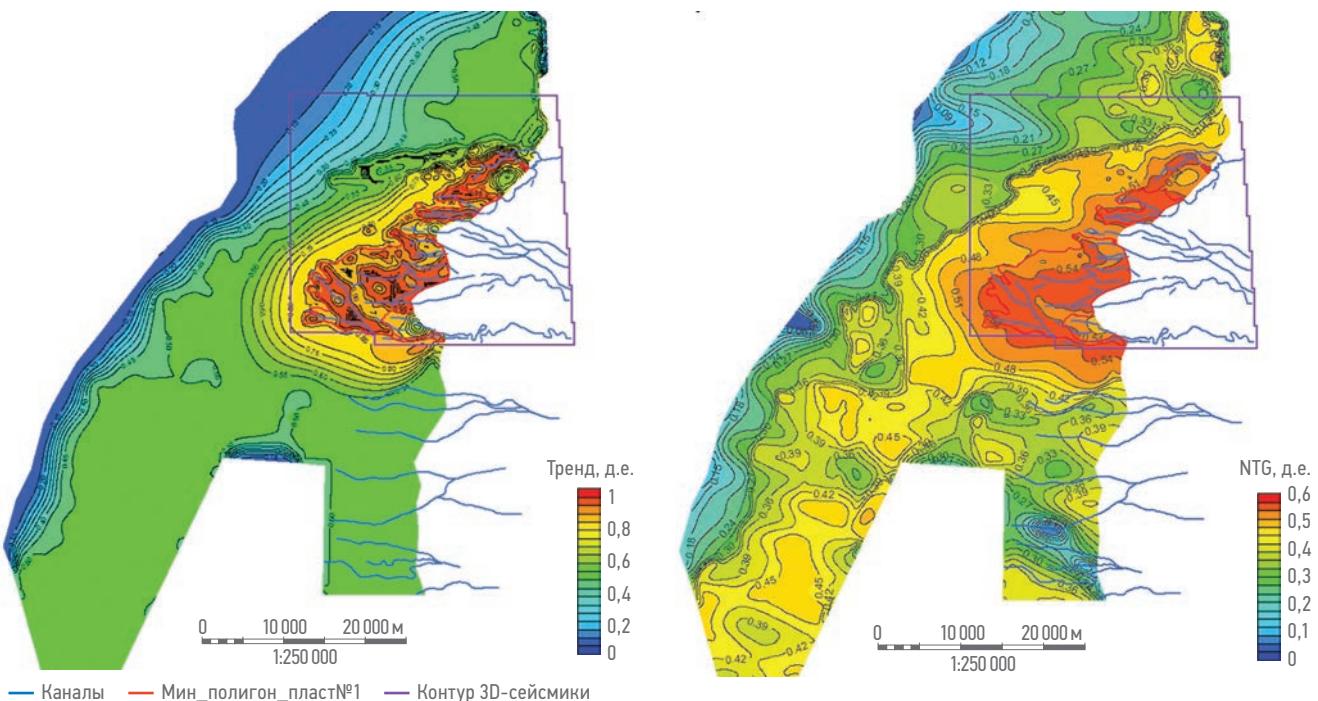


Рис. 8. Тренд и полученная карта песчанистости. Составлено авторами
Fig. 8. Trend & NTG map. Prepared by the authors

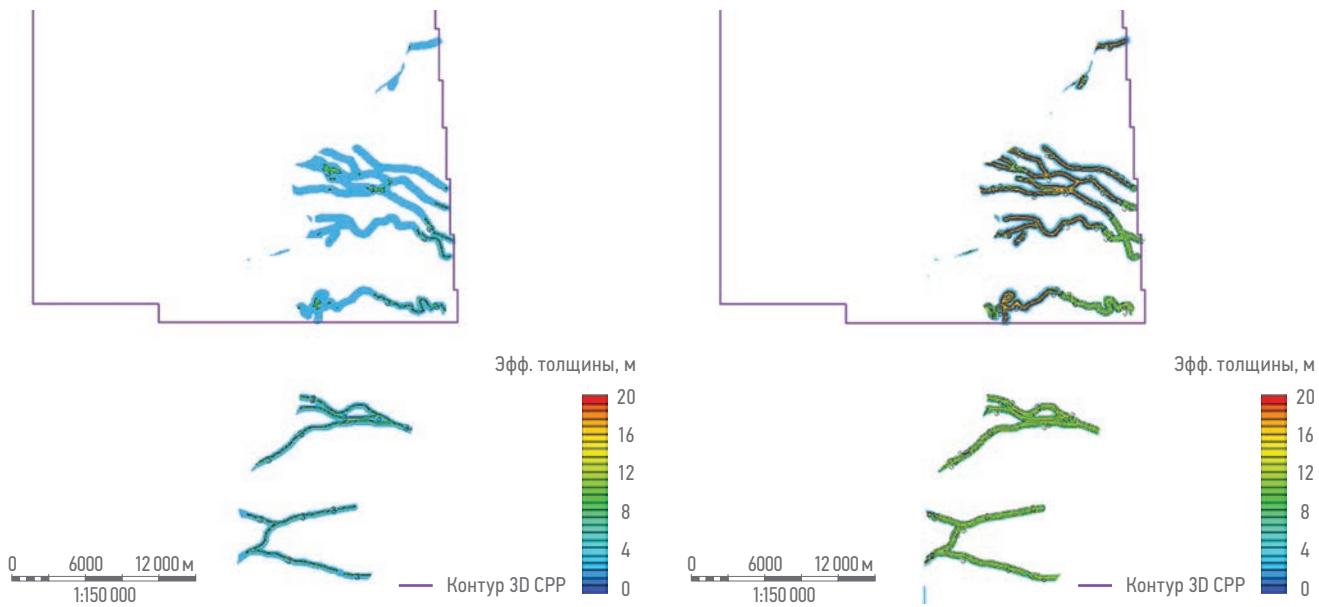
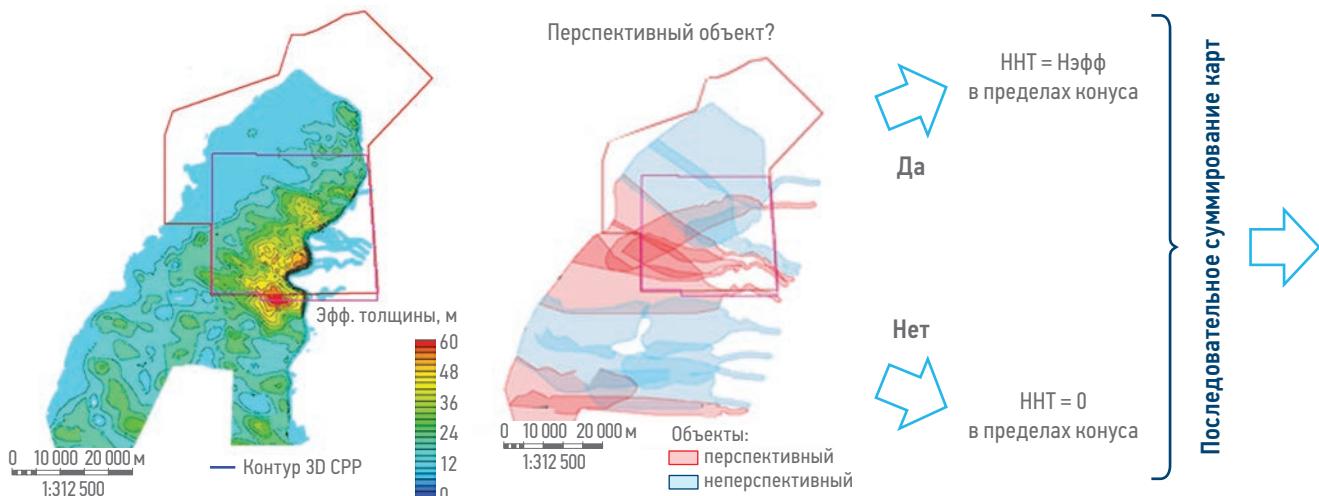
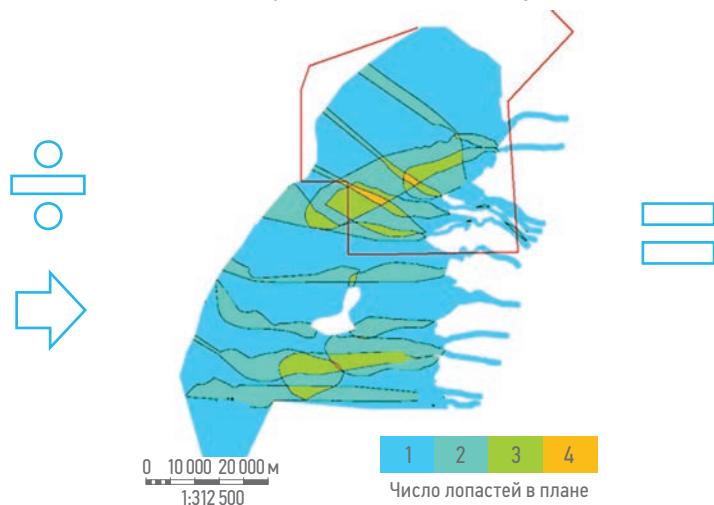


Рис. 9. Карты эффективной мощности каналов в зоне А для разных реализаций. Составлено авторами
Fig. 9. Examples of effective thickness in channels within the facies zone A. Prepared by the authors

Карта эффективных толщин



Число конусов в каждой точке карты



Карта НHT

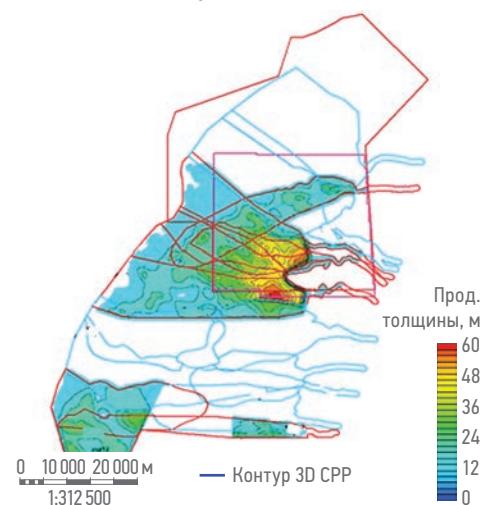


Рис. 10. Принцип построения карт продуктивных толщин с учетом геологических рисков. Составлено авторами
Fig. 10. Productive volume variation principle using geological risks. Prepared by the authors

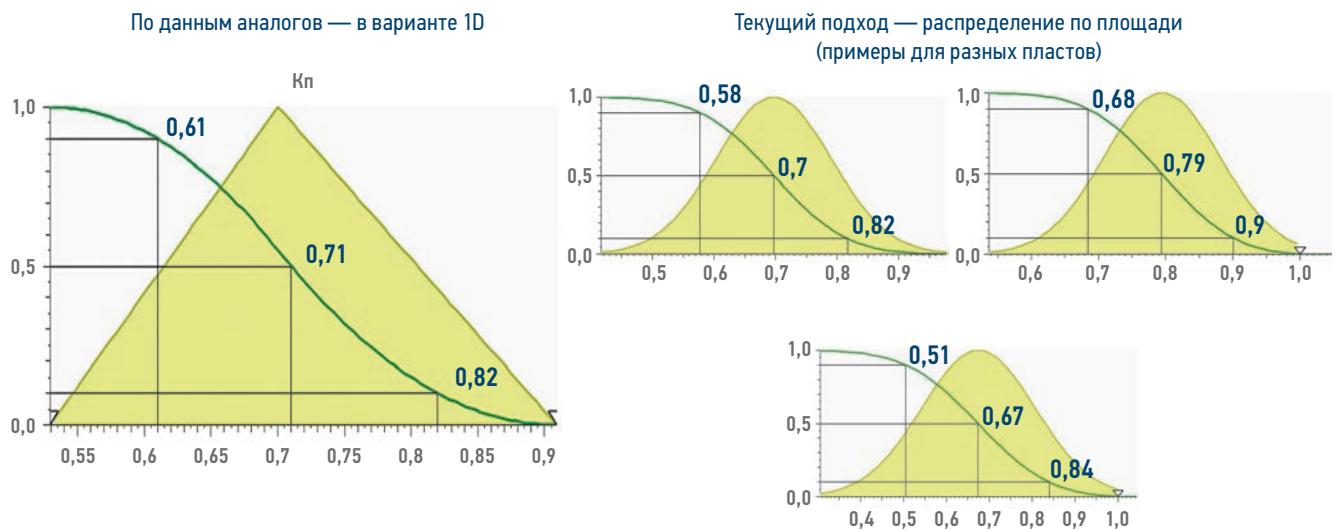


Рис. 11. Контроль качества: оценка интегрального коэффициента заполнения. Составлено авторами
 Fig. 11. Quality control: fill factor distribution. Prepared by the authors

выполнено с учетом геометрии выделенных конусов по аномалиям по результатам динамического анализа данных 3D/2D-сейсморазведки в пределах всего контура фондоформы и случайному сценарию «вода»/«продукт» для каждого конуса выноса исходя из значений GCoS. При условии, если определенный конус выноса в конкретной реализации признавался «продуктивным», нефтегазонасыщенные толщины приравнивались к эффективным, далее эти карты последовательно суммировались. Для контроля качества по мощности в областях, где имело место два и более конусов в пределах общей мощности пласта, карта нефтенасыщенных толщин (ННТ) делилась на дискретную карту числа выделенных объектов в каждой точке полигона картопостроения (рис. 10).

Учет коэффициента заполнения осуществлялся не для каждого конуса выноса отдельно, а интегрально, в пределах всей площади карты продуктивных толщин, с использованием анализа распределения коэффициента заполнения по месторождениям-аналогам (рис. 11).

Полученные выборки показали удовлетворительную сходимость, что позволяет избежать дополнительной обрисовки по данному параметру в процессе дальнейшей оценки ресурсной базы.

Полученные карты нефтенасыщенных толщин по результатам многовариантных расчетов в совокупности с анализом изменчивости подсчетных параметров по скважинным данным и данным ближайших аналогов (коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, пересчетный коэффиц. и плотность нефти) составили основу для вероятностной 2D-оценки ресурсной базы уже с учетом геологических рисков.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный подход позволяет получить геологически обоснованные результаты при последовательном учете неопределенностей на всех этапах картопостроения при единовременном расчете Workflow. На каждой стадии максимально используются все возможные входные данные (результаты динамической интерпретации СРР, региональная геология, аналоги). По анализу коэффициента заполнения, данный подход позволяет избежать дополнительного сокращения ресурсной базы. Наборы карт, построенные при использовании такого подхода, можно использовать в дальнейшем для расчетов профилей добычи и расстановки эксплуатационного фонда скважин.

Список литературы

1. Руководство по формированию концептуальной основы крупных проектов ГРР. Санкт-Петербург: ПАО «Газпром нефть». — 2022. — 103 с.
2. Методика оценки новых активов разведки и добычи углеводородов БРД. Санкт-Петербург: ООО «Газпромнефть НТЦ». — 2022. — 52 с.
3. Reading H.G., Richards M. Turbidite system in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system // AAPG Bulletin. — 1994. — Vol. 78. — Pp. 792–822.

4. Zavala C., Arcuri M. Intrabasinal and extrabasinal turbidites: origin and distinctive characteristics // AAPG/SEG International Conference Extended Abstracts: Spain. — 2016. — 5 p.
5. Dubrule O. Geostatistics in petroleum geology // AAPG Continuing Education Course. Notes Series 38: Tulsa. — 1998. 38 p.

References

1. Large exploration projects concepts forming: a practitioner guide. Saint Petersburg: Gazprom Neft PJSC. — 2022. — 103 p. (In Russ.).
2. Methodology of green fields assessment at exploration and development stages. Saint Petersburg: Gazpromneft STC LLC. — 2022. — 52 p. (In Russ.).
3. Reading H.G., Richards M. Turbidite system in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system // AAPG Bulletin. — 1994. — Vol. 78. — Pp. 792–822.
4. Zavala C., Arcuri M. Intrabasinal and extrabasinal turbidites: origin and distinctive characteristics // AAPG/SEG International Conference Extended Abstracts: Spain. — 2016. — 5 p.
5. Dubrule O. Geostatistics in petroleum geology // AAPG Continuing Education Course. Notes Series 38: Tulsa. — 1998. 38 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

И.А. Переплеткин — разработал концепцию исследования, провел эксперимент, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.С. Мещерякова — разработала концепцию исследования, провела эксперимент, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

П.Д. Савченко — разработал концепцию исследования, провел эксперимент, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Б.Ю. Музраева — разработала концепцию исследования, провела эксперимент, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.И. Мингазова — проводила экспертное сопровождение работы. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.М. Викторова — проводила экспертное сопровождение работы. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.О. Толмачев — проводил экспертное сопровождение работы. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ilya I. Alekhin — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ivan A. Perepletkin — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Anastasiia S. Meshcheryakova — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Pavel D. Savchenko — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Bairta Yu. Muzraeva — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dilyara I. Mingazova — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Evgenia M. Viktorova — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Evgenii O. Tolmachev — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Илья Игоревич Алехин — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Иван Алексеевич Переплеткин* — инженер, Новосибирский государственный университет 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
AuthorID: 962435
SPIN-код: 1246-0648
Scopus: 57205282863

Ilya I. Alekhin — Head of Direction, Gazprom neft company group

Ivan A. Perepletkin* — Engineer, Novosibirsk State University
2 Pirogov Str., 630090, Novosibirsk, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
AuthorID: 962435
SPIN-code: 1246-0648
Scopus: 57205282863

Анастасия Сергеевна Мещерякова — инженер, Новосибирский государственный университет

Павел Дмитриевич Савченко — руководитель по разработке продукта направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Байрта Юрьевна Музраева — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Диляра Ильдаровна Мингазова — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Евгения Михайловна Викторова — руководитель по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Евгений Олегович Толмачев — заместитель руководителя проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Anastasiia S. Meshcheryakova — Engineer, Novosibirsk State University

Pavel D. Savchenko — Head of Direction, Gazprom neft company group

Bairta Yu. Muzraeva — Head of Direction, Gazprom neft company group

Diliara I. Mingazova — Head of Direction, Gazprom neft company group

Evgeniia M. Viktorova — Head of Projects Development, Gazprom neft company group

Evgenii O. Tolmachev — Deputy project lead, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПОДАВЛЕНИЯ ПОМЕХ ВИБРАЦИОННЫХ ДАННЫХ

Г.С. Чернышов^{1,*}, Д.А. Литвиченко², В.В. Стекленев², А.А. Дучков¹

¹ФБГУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука» СО РАН, РФ, Новосибирск

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

© Коллектив авторов,
2024



Электронный адрес: chernyshovgs@ipgg.sbras.ru

Введение. Вибрационные источники сейсмических волн обладают рядом преимуществ перед взрывными: возможность работать в сложных поверхностных условиях, большее количество параметров возбуждения, позволяющих контролировать форму сейсмического сигнала, высокопроизводительные технологии проведения вибровибрационных работ позволяют сократить время получения данных. Но качество данных зачастую уступает взрывным источникам. Потеря качества связана с техническими проблемами генерации низких и высоких частот, нелинейными искажениями. Также при высокопроизводительных работах (slip-sweep) возникает дополнительный источник помех в виде сигнала от соседних возбуждений.

Цель. Тестирование различных методов обработки виброграмм для оценки их эффективности.

Материалы и методы. В статье рассматриваются несколько методов, направленных на повышение качества этапа перехода от сырых виброграмм к коррелограммам. Тестирование методов включает использование нестационарной фильтрации виброграмм, использование записи с плит вибратора (Ground Force) для корреляции и деконволюции виброграмм и подавление гармонических шумов от вторичных источников.

Результаты. Выделено два вида помех, на подавление которых направлены тестируемые методы: корреляционные помехи, гармонический шум. Причиной первого типа помех является несоответствие фактического вибрационного сигнала, передаваемого в геологическую среду, и пилотного свип-сигнала. Поэтому методы по подавлению направлены на поиск сигнала, приближенного к фактическому, или с использованием сигнала Ground Force. Подавление гармонических помех актуально для высокопроизводительных работ, при которых возникает интерференция гармоник сигнала с последующим возбуждением и основной моды сигнала от основного возбуждения. Оценка эффективности методов проводилась на реальных данных.

Было показано, что стандартная корреляция виброграмм с пилотным свипом обладает фильтрующими свойствами, аналогичными переменной по времени полосовой фильтрации виброграмм. Деконволюция виброграмм с сигналом Ground Force может приводить к снижению уровня корреляционных шумов, но повышает уровень случайного шума на ближних удалениях. Гармонические помехи актуальные для высокопроизводительной вибровибрационной разведки эффективно давятся методом, не использующим сигнал Ground Force, за счет чего можно существенно сокращать задержку между возбуждениями (slip-time).

Заключение. Проведена качественная и количественная оценка эффективности методов обработки вибрационных данных. Сформулированы рекомендации по применения рассмотренных методов.

Ключевые слова: вибрационная сейсморазведка, Ground Force, гармонический шум, деконволюция виброграмм

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Чернышов Г.С., Литвиченко Д.А., Стекленев В.В., Дучков А.А. Анализ эффективности методов подавления помех вибрационных данных. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):17–25.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-17-25>

Статья поступила в редакцию 08.04.2024

Принята к публикации 18.05.2024

Опубликована 30.09.2024

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF NOISE REDUCTION METHODS FOR VIBRATION
SEISMIC DATA

Глеб С. Чернышов^{1,*}, Дмитрий А. Литвиченко², Владимир В. Стекленев², Антон А. Дучков¹

¹Трофимук Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского филиала Российской академии наук, Новосибирск

²Группа компаний «Газпром нефть», Тюмень

E-mail: chernyshovgs@ipgg.sbras.ru

Background. Vibrating sources of seismic waves have a number of advantages over explosive ones: the ability to work in difficult surface conditions, a greater number of source parameters that allow you to control the shape of the seismic signal, high-performance technologies for vibroseismic work can reduce the time of data acquisition. But data quality is often inferior to explosive sources. The loss of quality is associated with technical problems in generating low and high frequencies and nonlinear distortions. Also, during high-performance work, an additional source of interference arises in the form of a signal from neighboring sources.

Aim. The article discusses several methods aimed at improving the quality of the transition stage from raw vibograms to correlograms.

Materials and methods. The article discusses several methods aimed at improving the quality of the transition stage from raw vibograms to correlograms. Testing of the methods includes the use of non-stationary filtering of vibograms, the use of records from vibrator plates (Ground Force) for correlation and deconvolution of vibograms, and the suppression of harmonic noise from secondary sources.

Results. There are two types of noise for attenuation: correlation noise and harmonic noise. The first type of noise is caused by a mismatch between the actual vibration signal and the pilot sweep. Therefore, suppression methods are aimed at searching for a signal close to the actual one, or using the Ground Force signal. Harmonic interference suppression is relevant for high-performance applications in which a harmonic signal from a secondary source interferes with the fundamental mode of the signal from the main source.

The effectiveness of the methods was evaluated by applying the methods to real data. It has been shown that standard correlation of vibograms with a pilot sweep has filtering properties similar to time-variable bandpass filtering of vibograms. Deconvolution of vibograms with the Ground Force signal makes it possible to reduce the amplitudes of correlation noise, but increases the amplitude of random noise at short distances. Harmonic noise is effectively suppressed by a method that does not use a Ground Force signal, due to which the delay between excitations (slip-time) in high-performance methods can be significantly reduced.

Conclusions. A qualitative and quantitative assessment of the efficiency of vibration data processing methods was carried out. Recommendations for the application of the considered methods were formulated.

Keywords: vibroseis, Ground Force, harmonic noise, vibrogram deconvolution

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

For citation: Chernyshov G.S., Litvichenko D.A., Steklenev V.V., Dukhov A.A. Analysis of the effectiveness of noise reduction methods for vibration seismic data. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):17–25.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-17-25>

Manuscript received 08.04.2024

Accepted 18.05.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Вибрационные источники сейсмических волн обладают рядом преимуществ перед взрывными: возможность работать в сложных поверхностных условиях, большее количество параметров возбуждения, позволяющих контролировать форму сейсмического сигнала, высокопроизводительные технологии проведения вибровибровибрационных работ позволяют сократить

источник помех в виде сигнала от соседних возбуждений.

Отличительными этапами обработки данных вибрационной сейсморазведки являются:

1) переход от виброграмм к коррелограммам; 2) приведение импульса к минимально-фазовому виду. Для повышения качества получаемых коррелограмм в литературе рассматриваются различные методы обработки исходных данных (виброграмм), от публикации к публикации результаты эффективности методов сильно варьируются и эффекты от применения одного и того же метода могут быть несогласованными. В производственном процессе в подавляющем большинстве случаев используются стандартные подходы. Например, для перехода к коррелограммам используется процедура корреляции с pilotным свипом, для устранения эффекта соседних источников при высокопроизводительных работах увеличивают задержку между возбуждениями (slip-time).

Цель данной работы — показать результаты тестирования различных методов обработки виброграмм для оценки эффективности их применения. Тестирование методов включает использование нестационарной фильтрации виброграмм, использование записи с плит вибратора (Ground Force) для корреляции и деконволюции виброграмм и подавление гармонических шумов от вторичных источников.

ТЕСТИРОВАНИЕ РАЗНЫХ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ВИБРОГРАММ ПОКАЗАЛО, ЧТО ГАРМОНИЧЕСКИЕ ПОМЕХИ, АКТУАЛЬНЫЕ ДЛЯ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЙ ВИБРОСЕЙСМОРАЗВЕДКИ, ЭФФЕКТИВНО ДАВЯТСЯ МЕТОДОМ, НЕ ИСПОЛЬЗУЮЩИМ СИГНАЛ GROUND FORCE, ЗА СЧЕТ ЧЕГО МОЖНО СУЩЕСТВЕННО СОКРАЩАТЬ ЗАДЕРЖКУ МЕЖДУ ВОЗБУЖДЕНИЯМИ (SLIP-TIME).

время получения данных [1]. Но качество данных зачастую уступает взрывным источникам [2]. Потеря качества связана с техническими проблемами генерации низких и высоких частот, нелинейными искажениями, результатом становится несоответствие фактического сигнала, излучаемого в среду, и пилотного свип-сигнала. Также при высокопроизводительных работах (например, slip-sweep) возникает дополнительный

ВИДЫ ПОМЕХ ВИБРАЦИОННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

В работе выделяются два типа помех, на уменьшение которых направлены рассматриваемые методы.

Корреляционным шумом называют вторичные экстремумы импульса Клаудера, возникающие в результате несоответствия фактического свипа записываемого в приемниках и пилотного свип-сигнала, с которым коррелируют виброграммы. Легче всего оценить амплитуду такого вида помех в областях до первых вступлений, хотя шумы будут генерироваться любым сигналом волнового поля. На **рис. 1** приведена коррелограмма, красным выделены области прослеживания корреляционных шумов от сигнала в первых вступлениях (слева) и от сигнала поверхности волны (справа). Также в эту область попадают вторичные экстремумы импульса Клаудера, связанные с разрешенностью генерируемого свип-сигнала, которая контролируется параметрами пилотного свипа (полоса частот, скорость развертки). Проблемы, которые могут быть вызваны наличием корреляционных шумов в обработке: сложность пикировки времен первых вступлений, приведение к минимально-фазовому виду, осложненное помехами волновое поле.

Гармонический шум. При генерации вибрационных сигналов неизбежно возникновение нелинейных процессов, что приводит к появлению частот, кратных частотам пилотного свип-сигнала. При традиционном подходе вибросейсмических работ (*flip-flop*) наличие

таких помех приводит к искажению основной моды излучаемого свипа, но сами гармонические помехи имеют малые амплитуды и присутствуют на коррелограммах до первых вступлений, вследствие чего не представляют проблем при обработке. Для высоко-производительных работ (*slip-sweep*) гармоники свипа от последующего воздействия могут накладываться на сигнал от текущего возбуждения (**рис. 2**), и возникает необходимость в подавлении таких шумов.

МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ВИБРОГРАММ

Корреляция

Стандартным подходом к получению коррелограмм является взаимная корреляция трасс виброграммы с пилотным свипом. В Фурье-области при этом происходит перемножение спектров трасс и пилотного свипа, эффект во многом аналогичен полосовой фильтрации, частоты за интервалом пилотного свипа в сигнале фильтруются. Более детально сформулировать фильтрующие свойства корреляции можно в области спектрограмм — результата применения преобразования Габора к трассе. На **рис. 3** приведены спектрограммы по порядку: 1) пилотного свипа; 2) трассы виброграммы; 3) трассы полной коррелограммы; 4) трассы коррелограммы, обрезанной в целях инверсии времени, также белым отмечены эквивалентные области спектра на виброграмме и коррелограмме. В пространстве спектрограмм процедура корреляции приводит к вертикали основную моду пилотного

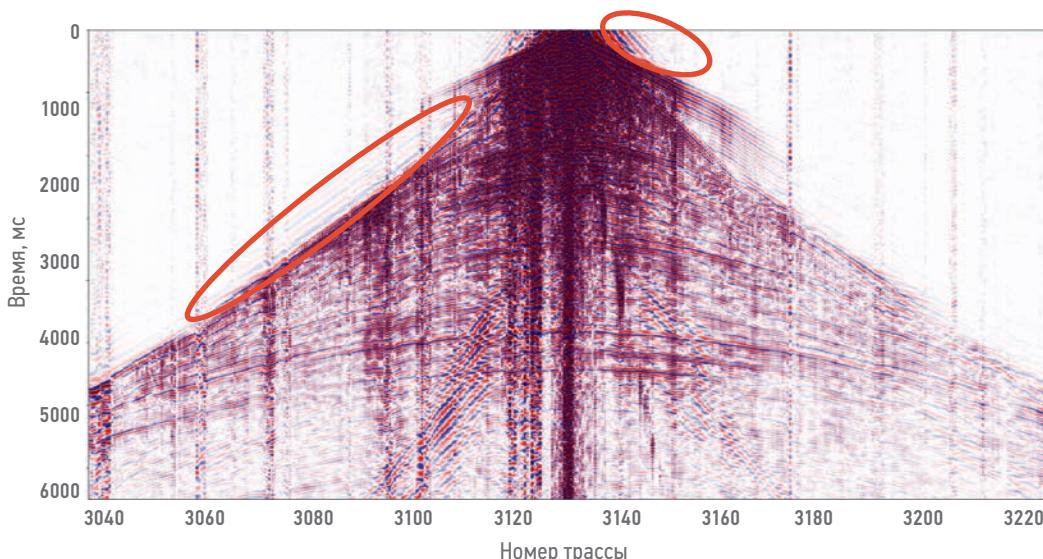


Рис. 1. Пример коррелограммы, красным указаны области прослеживания корреляционных шумов до первых вступлений. Составлено авторами

Fig. 1. Example of a correlogram, in red — areas of tracking correlation noise from the first arrivals.
Compiled by the authors

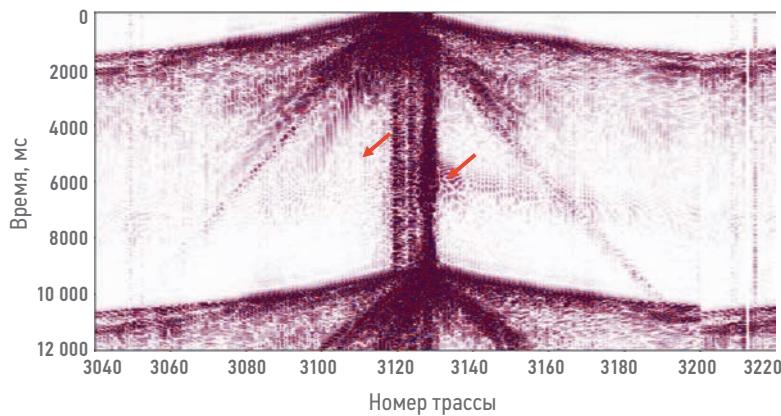


Рис. 2. Коррелограмма от двух последовательных возбуждений, красным указаны области прослеживания гармонических шумов от второго возбуждения.
Составлено авторами

Fig. 2. Correlogram from two consecutive sources, red indicates the areas of tracking harmonic noise from the second source. Compiled by the authors

свипа, что будет аналогично для любой функции развертки частоты свипа, не только для линейного. При этом сигнал, не попадающий в целевую полосу частота–время, на виброграмме не войдет в финальную коррелограмму. Таким образом, корреляция имеет

эффект переменной по времени полосовой фильтрации, применяемой к виброграмме. Как было описано выше, основной причиной наличия корреляционных шумов является несоответствие пилотного свипа-сигнала фактическому, поэтому в основе большинства методов уменьшения корреляционных шумов лежит расчет свип-сигналов, приближенных к фактическому. Одним из таких сигналов считается взвешенная сумма сигналов с акселерометров, установленных на плитах вибраторов — Ground Force (GF). Такой сигнал используется при проведении сейсморазведочных работ для контроля качества работы вибратора, хотя сигнал неполностью учитывает искажение свипа при передаче его от плиты в грунт, GF будет ближе к истинному сигналу, чем пилотный свип [3, 4]. Напрямую GF не может быть использован для корреляции, так как содержит гармонические колебания. На **рис. 4** показана процедура корреляции виброграммы с сигналом GF в области спектрограмм. Как видно по спектрограмме коррелограммы, гармоники, присутствующие в GF, попадают на положительные времена в коррелограммах, что приводит к появлению шумов в целевой области.

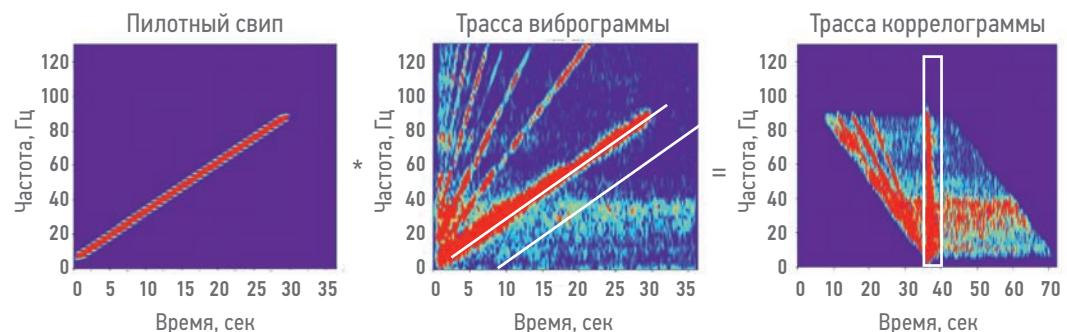


Рис. 3. Спектрограммы трасс, участвующих в процедуре корреляции, слева — пилотного свипа, в центре — виброграммы, справа — коррелограммы, белым указаны целевые области времен. Составлено авторами

Fig. 3. Spectrograms of the traces involved in the correlation procedure, the pilot sweep (left), vibograms (middle), correlograms (right), in white — the target time region. Compiled by the authors

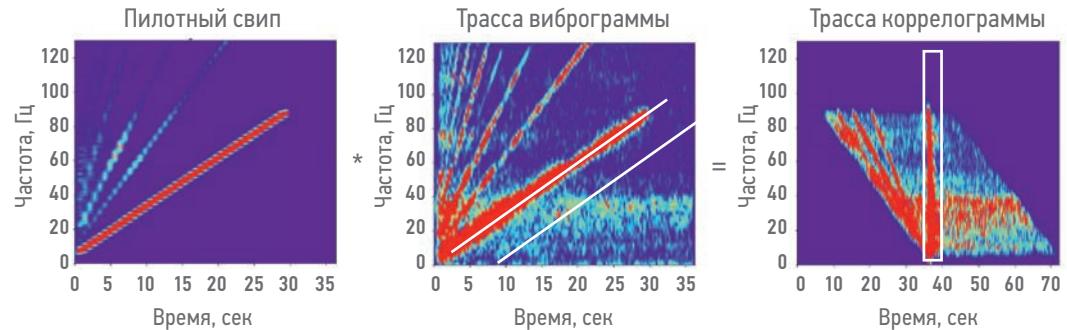


Рис. 4. Спектрограммы трасс, участвующих в процедуре корреляции, слева — сигнала GF, в центре — виброграммы, справа — коррелограммы, белым указаны целевые области. Составлено авторами

Fig. 4. Spectrograms of the traces involved in the correlation procedure, the GF signal (left), vibograms (middle), correlograms (right), in white — the target area. Compiled by the authors

Также стоит отметить, что искажение свипа гармониками выражается не только в наличии самих гармонических колебаний, но и в изменении спектра основной моды свип-сигнала. На тестируемых данных такие искажения были незначительными и не приводили к уменьшению корреляционных помех при учете.

Деконволюция

Альтернативным способом перехода от виброграмм к коррелограмме является детерминистическая деконволюция. Если при корреляции в области одномерных спектров Фурье происходит перемножение спектров, то при деконволюции спектры делятся. Деконволюция позволяет использовать сигнал GF вместо пилотного, так как в отличие от корреляции гармоники GF не накладываются на положительные времена коррелограммы. Различные положительные эффекты применения детерминистической деконволюции в частотной области рассматриваются в [5, 6, 7]. В ходе тестирования рассмотрены результаты применения деконволюции с использованием пилотного свипа и GF. В качестве метрик качества использовались амплитуды в области корреляционных шумов до первых вступлений и на поздних временах трасс близких удалений (рис. 5). Затем рассчитывалось отношение полученных метрик между результатами деконволюции и корреляцией с пилотным свипом. Деконволюция с сигналом GF понижает уровень корреляционных шумов в 3 раза, при этом повышает уровень случайного шума в 3,8 раза. Деконволюция

с пилотным свипом понижает уровень корреляционных шумов в 1,1 раза, повышает уровень случайного шума в 1,5 раза. Наилучшим подходом для данных стала бы комбинация корреляции трасс близких удалений и деконволюция трасс средних и больших удалений.

Дополнительно протестирован метод расчета свип-сигнала, приближенного к фактическому, по виброграммам с одного пункта возбуждения, одинаковой полосы частот, но разной длительности [2]. Метод применен на том же наборе данных, эффективность подавления корреляционных помех при деконволюции с получаемым сигналом оказалась средним между использованием пилотного свипа и GF в деконволюции.

Подавление гармонических шумов

Как было отмечено выше, подавление гармонических шумов особо актуально для высокопроизводительных вибросейсмических работ. Метод slip-sweep предполагает одновременную работу источников на нескольких пунктах возбуждения (ПВ) с некоторой задержкой (slip-time). Величина задержки, подбираемая как параметр источника в рамках опытно-методических работ (OMP), прямо пропорциональна производительности работ. При этом задержку часто завышают, обосновывая увеличенным уровнем помех на больших временах коррелограммы (рис. 2). Наличие методов эффективного подавления такой помехи может повысить производительность работ.

Подавляющее большинство методов подавления гармонических шумов основано

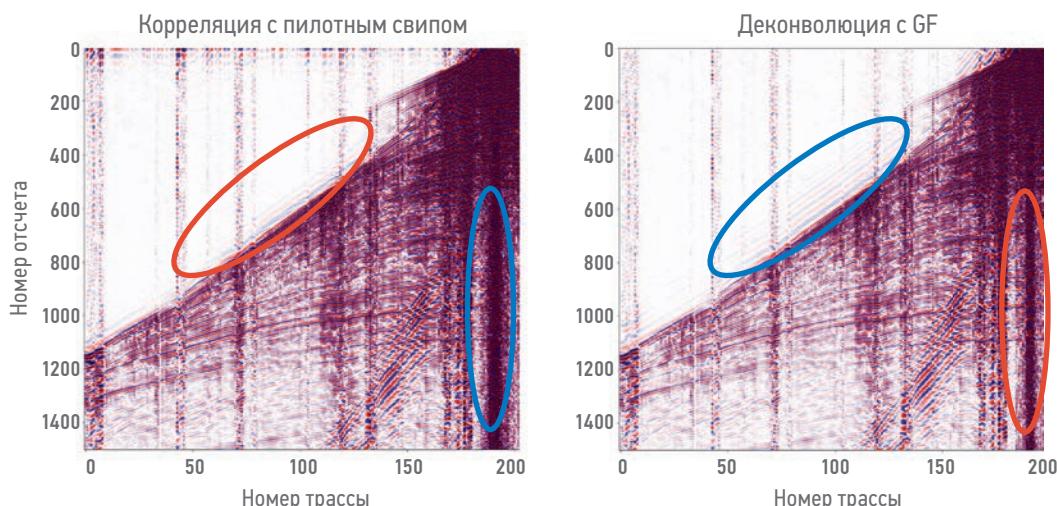


Рис. 5. Коррелограммы полученные при: слева — корреляции с пилотным свипом, справа — деконволюцией с сигналом GF, помечены области прослеживания корреляционных шумов до первых вступлений и случайного шума на близких удалениях. Составлено авторами

Fig. 5. Correlograms obtained with: correlation with a pilot sweep (left), deconvolution with a GF signal (right), the areas of tracking correlation noise from the first arrivals and random noise at near offsets are marked. Compiled by the authors

на использовании сигнала GF. Оценка эффективности таких методов, реализованных в коммерческих программах обработки сейсмических данных, приводится в работе [8]. Так как обычно сигнал GF не сохраняется в результате производственных работ, особое внимание уделим методам, не требующим его наличия: «следящая фильтрация» вибrogramм [9, 10] и метод генерации модели гармонического шума [11].

Метод «следящая фильтрация», представленная в двух работах [9, 10], имеет разную реализацию. Суть метода заключается в построении серии полосовых фильтров с переменной полосой фильтрации от времени и с применением к трассам вибrogramм. Целью такой фильтрации является удаление сигнала вне целевой полосы, показанной на спектрограмме трассы вибrogramмы (рис. 3). В данной статье предлагается альтернативный метод, основанный на применении маски фильтра в области спектрограмм. На рис. 6 показан результат применения фильтрации к вибrogramме метода slip-sweep как во временной области, так и в области спектрограмм (для одной трассы). Видно, что вторичные возбуждения на вибrogramме хорошо фильтруются, при этом можно выделить наличие гармоники от второго возбуждения на спектрограмме после фильтрации, которая

находится в интерференции с основной модой свипа первого возбуждения.

При оценке эффекта процедуры корреляции вибrogramм сделан вывод о фильтрующих свойствах процедуры аналогичных переменной по времени фильтрации, применяемой к вибrogramмам. Этот вывод подтверждается и результатами тестирования на сейсмограммах slip-sweep.

На рис. 7 приводятся спектрограммы трасс коррелограмм до и после «следящей фильтрации». Как видно в целевой полосе времени 0–6 сек., спектры идентичны, в то время как во временной области разница отсутствует. На основе этого сделан вывод о высокой эффективности «следящей фильтрации» на уровне вибrogramм и отсутствии эффекта на коррелограммах. Такой метод фильтрации может подойти для более детального анализа вибrogramм метода slip-sweep.

В рамках данной работы также апробирован метод генерации модели гармонического шума [11], который состоит из пяти основных этапов:

- 1) генерация свипа гармонических колебаний;
- 2) расчет функции взаимной корреляции (ФВК) между пилотным свипом и свипом гармоники с этапа 1;

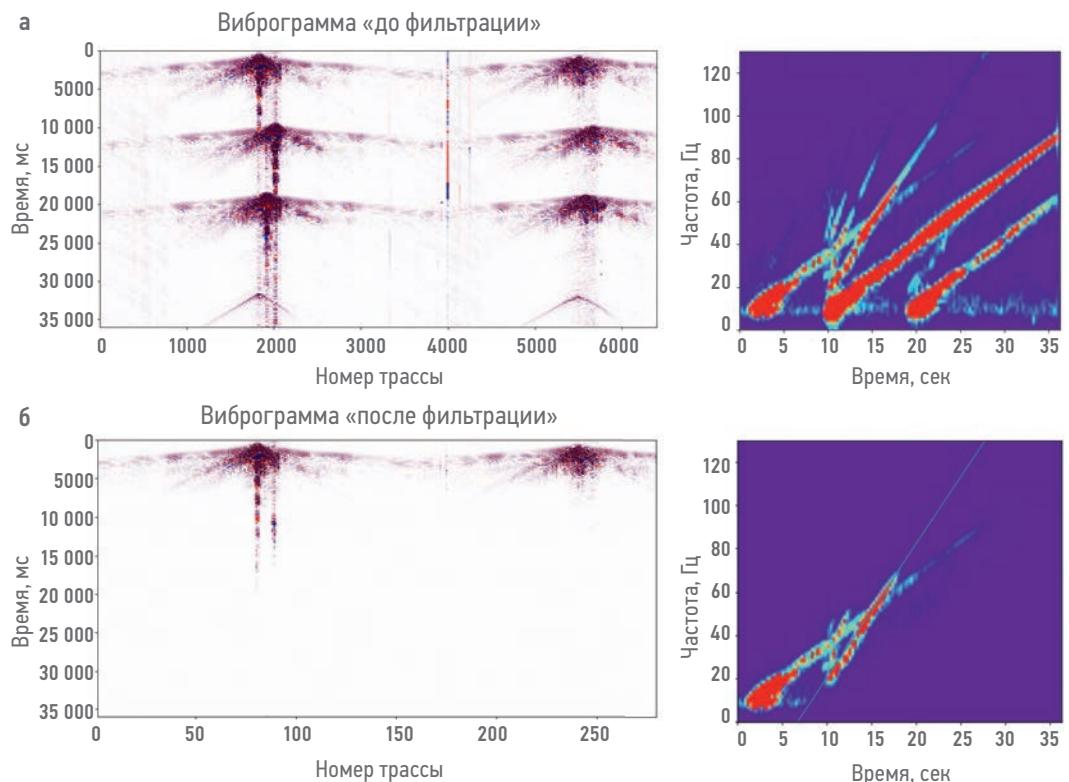


Рис. 6. Вибrogramмы с спектрограммами трасс, а — до, б — после «следящей фильтрации». Составлено авторами
Fig. 6. Vibograms with spectrograms of traces, a — before, b — after “non-stationary filtering”. Compiled by the authors

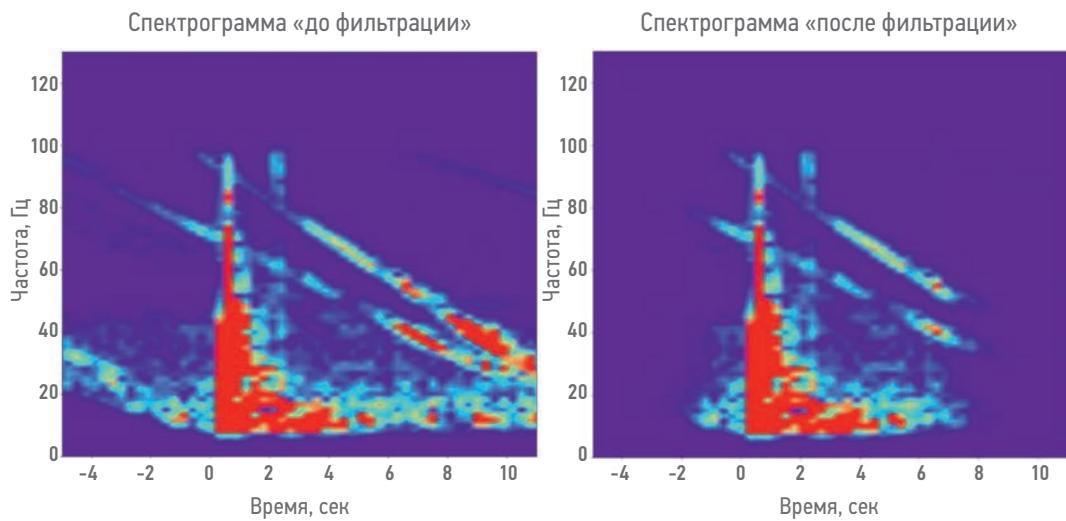


Рис. 7. Спектрограммы трасс коррелограмм, слева — до фильтрации, справа — после фильтрации виброграммы.
Составлено авторами

Fig. 7. Spectrograms of correlogram traces, before filtering (left), after filtering (right) the vibrogram.
Compiled by the authors

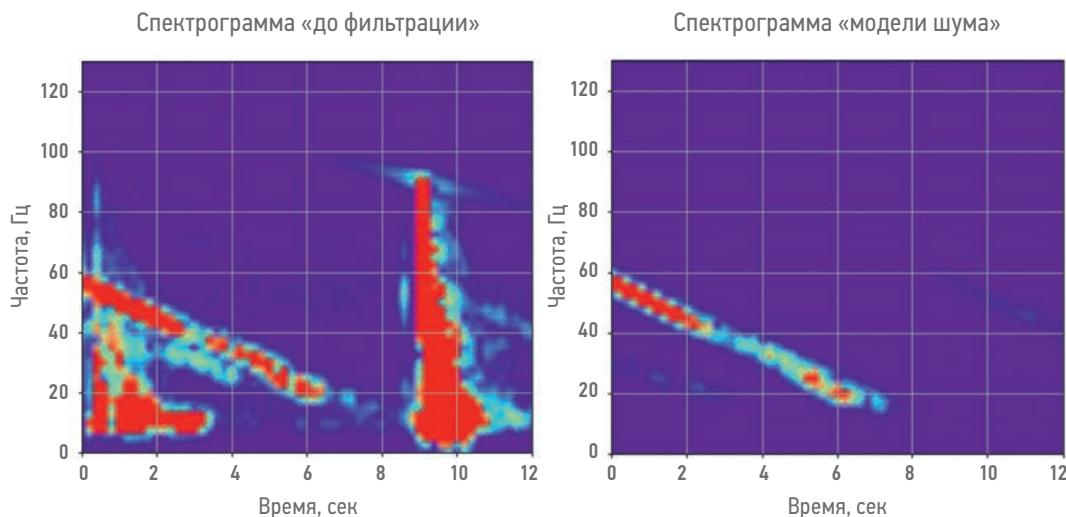


Рис. 8. Спектрограммы трасс, слева — коррелограммы до фильтрации, справа — модели гармонического шума.
Составлено авторами

Fig. 8. Spectrograms, correlograms before filtering (left), harmonic noise models (right). Compiled by the authors

- 3) расчет полной коррелограммы по данным;
- 4) свертка полной коррелограммы с ФВК свипов с этапа 2;
- 5) адаптивное вычитание полученной модели гармонического шума из исходной коррелограммы.

Тестируемое метода проводилось на данных с длиной свипа 30 сек. и задержкой (slip-time) между возбуждениями 10 сек. (30 %). Спектрограмма трассы, получаемой модели шума, приведена на **рис. 8**, где для сравнения приводится спектрограмма трассы исходной коррелограммы, осложненной гармоническим шумом от второго возбуждения.

На **рисунке 9** показан результат адаптивного вычитания модели гармонического шума из коррелограммы, стрелочками показана область прослеживания шума. Для оценки эффективности фильтрации также приводится коррелограмма, полученная из данных с slip-time 15 сек (50 %) (**рис. 9**). Такая задержка была выбрана в рамках ОМР как оптимальная, при дальнейшем увеличении задержки уровень гармонических шумов не увеличивается. На коррелограммах после фильтрации и с увеличенным slip-time наблюдается одинаковый уровень помех на поздних временах, что говорит о высокой эффективности тестируемого метода подавления гармонических помех.

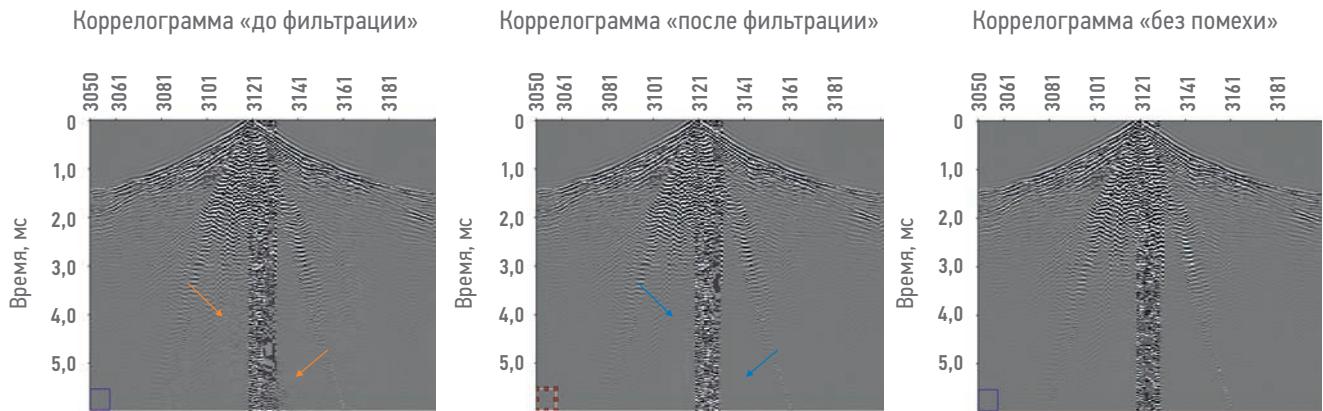


Рис. 9. Коррелограммы: до фильтрации $\text{slip-time} = 30\%$, после фильтрации гармонических шумов $\text{slip-time} = 30\%$, без гармонических шумов с увеличенным $\text{slip-time} = 50\%$, стрелками указываются области прослеживания гармонических шумов. Составлено авторами
Fig. 9. Correlograms, before filtering ($\text{slip-time} = 30\%$), after filtering harmonic noise ($\text{slip-time} = 30\%$), without harmonic noise with increased ($\text{slip-time} = 50\%$), arrows indicate areas of harmonic noise. Compiled by the authors

ВЫВОДЫ

В данной работе протестированы различные подходы к обработке виброграмм и проведена оценка их эффективности по результатам применения к реальным данным. Сделаны следующие выводы.

1. Корреляция виброграмм с пилотным сви-
пом обладает фильтрующими свойствами,
схожими с переменной по времени полу-
совой фильтрацией виброграмм.
2. Деконволюция виброграмм с использова-
нием сигнала GF позволяет понизить уро-
вень корреляционных помех, но повыша-
ет уровень случайного шума на ближних

удалениях. Для решения данного вопроса предложен оптимальный подход с комби-
нированием процедур корреляции и де-
конволюции для разных удалений.

3. Метод подавления гармонических помех «следящая фильтрация» позволяет значи-
тельно подавить помехи на уровне вибро-
грамм, но не имеет эффекта на коррело-
граммах.
4. Гармонические помехи, характерные
для высокопроизводительных вибросей-
смических работ, с высокой эффективно-
стью подавляются методом генерации мо-
дели гармонического шума, не требующим
наличия сигнала GF.

Список литературы

1. Шнеерсон М.Б. (ред.). Вибрационная сейсморазведка. — М.: Недра, 1990.
2. Фиников Д.Б. Способ сейсморазведки с вибрационными источниками // Д.Б. Фиников, А.В. Шалашников // Геомодель 2021: Материалы 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 06–10 сентября 2021 года. — Москва: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2021. — С. 18.
3. Van Der Veen M., Brouwer J., Helbig K. Weighted sum method for calculating ground force: An evaluation by using a portable vibrator system // Geophysical Prospecting. — 1999. — Т. 47. — №. 3. — С. 251–267.
4. Saragiotti C., Scholtz P., Bagaini C. On the accuracy of the ground force estimated in vibroseis acquisition // Geophysical Prospecting. — 2010. — Т. 58. — №. 1. — С. 69–80.
5. Poletti F. et al. Acquisition and deconvolution of seismic signals by different methods to perform direct ground-force measurements // Journal of Applied Geophysics. — 2016. — Т. 135. — С. 191–203.
6. Baradello L., Accaino F. Vibroseis deconvolution: A comparison of pre and post correlation vibroseis deconvolution data in real noisy data // Journal of Applied Geophysics. — 2013. — Т. 92. — С. 50–56.
7. Ziółkowski A. Review of vibroseis data acquisition and processing for better amplitudes: adjusting the sweep and deconvolving for the time-derivative of the true groundforce // Geophysical Prospecting. — 2010. — Т. 58. — №. 1. — С. 41–54.
8. Акуленко А.С., Гафаров Р.М., Сураев И.А. Анализ эффективности технологий подавления эффектов наложения гармонических искажений, возникающих при выполнении сейсморазведочных работ методом Slip-Sweep // Приборы и системы разведочной геофизики. — 2023. — №. 1. — С. 15–28.
9. Гафаров Р.М. Применение следящей фильтрации при обработке данных Slip sweep // Геофизика. — 2012. — №. 4. — С. 47–53.
10. Долгих Ю.Н., Кайгородов Е.П., Глебов А.А. Многозональная адаптивная обработка виброграмм как перспективное направление повышения качества и информативности современной сейсморазведки // Современные технологии нефтегазовой геофизики. — 2019. — С. 32–39.
11. Денисов М.С., Егоров А.А. Оптимизационная рекурсивная фильтрация как способ подавления гармоник в методе вибросейс // Геофизические технологии. — 2020. — №. 2. — С. 23–53.

References

1. Shneerson M.B. *Vibration seismic exploration*. — Moscow: Nedra, 1990.
2. Finikov D.B. Method of seismic exploration with vibration sources / D.B. Finikov, A.V. Shalashnikov // *Geomodel, 2021: Proceedings of the 23rd conference on geological exploration and development of oil and gas fields*, Gelendzhik, September 06–10, 2021, Moscow: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2021. P. 18.
3. Van Der Veen M., Brouwer J., Helbig K. Weighted sum method for calculating ground force: An evaluation by using a portable vibrator system // *Geophysical Prospecting*. 1999, vol. 47, no. 3, pp. 251–267.

4. Saragiotis C., Scholtz P., Bagaini C. On the accuracy of the ground force estimated in vibroseis acquisition // *Geophysical Prospecting*. 2010, vol. 58, no. 1, pp. 69–80.
5. Poletto F. et al. Acquisition and deconvolution of seismic signals by different methods to perform direct ground-force measurements // *Journal of Applied Geophysics*. 2016, vol. 135, pp. 191–203.
6. Baradello L., Accaino F. Vibroseis deconvolution: A comparison of pre and post correlation vibroseis deconvolution data in real noisy data // *Journal of Applied Geophysics*. 2013, vol. 92, pp. 50–56.
7. Ziolkowski A. Review of vibroseis data acquisition and processing for better amplitudes: adjusting the sweep and deconvolving for the time-derivative of the true groundforce // *Geophysical Prospecting*. 2010, vol. 58, no. 1, pp. 41–54.
8. Akulenko A.S., Gafarov R.M., Siraev I.A. Analysis of the effectiveness of technologies for suppressing the effects of superimposed harmonic distortions arising during seismic exploration using the Slip-Sweep method // *Pribory i sistemy razvedochnoj geofiziki*. 2023, no. 1, pp. 15–28.
9. Gafarov R.M. The use of the tracking filter for processing sleep sweep // *Geophysics*. 2012, no. 4, pp. 47–53.
10. Dolgih Yu.N., Kajgorodov E.P., Glebov A.A. Multi-zone adaptive processing of vibrograms as a promising direction for increasing the quality and information content of modern seismic exploration // *Sovremennye tekhnologii neftegazovoj geofiziki*. 2019, pp. 32–39.
11. Denisov M.S., Egorov A.A. Optimization recursive filtering as a way to suppress harmonics in the vibroseis method // *Geophysical technologies*. 2020, no. 2, pp. 23–53.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Г.С. Чернышов — разработка и реализация алгоритмов, подготовка статьи, окончательное утверждение публикуемой версии статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.А. Литвиченко — апробация алгоритмов на реальных данных, анализ результатов применения алгоритмов, разработка концепции статьи.

В.В. Стекленев — сопровождение реализации алгоритмов, анализ результатов применения алгоритмов.

А.А. Дучков — сопровождение разработки алгоритмов, участие в подготовке статьи к публикации.

Gleb S. Chernyshov — development and implementation of algorithms, preparation of the article, final approval of the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Dmitry A. Litvichenko — testing of algorithms on real data, analysis of the results of applying algorithms, development of the concept of the article.

Vladimir V. Steklenev — support for the implementation of algorithms, analysis of the results of applying algorithms.

Anton A. Duchkov — support for the development of algorithms, participation in the preparation of the article for publication.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Глеб Станиславович Чернышов* — научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН) Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3. e-mail: ChernyshovGS@ipgg.sbras.ru SPIN-код: 8673-5897 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7752-5898> Researcher ID: N-9676-2017

Gleb S. Chernyshov* — Laboratory of seismic dynamic analysis, researcher, IPGG SB RAS 3 Koptug ave., 630090, Novosibirsk, Russia. e-mail: ChernyshovGS@ipgg.sbras.ru SPIN-code: 8673-5897 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7752-5898> Researcher ID: N-9676-2017

Дмитрий Александрович Литвиченко — эксперт по обработке данных сеймозразведочных работ, Группа компаний «Газпром нефть»

Dmitry A. Litvichenko — Head of Seismic Data Modeling, Gazprom neft company group

Владимир Васильевич Стекленев — ведущий инженер НОЦГПНГУ, ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет»

Vladimir V. Steklenev — Leading engineer, Novosibirsk National Research State University»

Антон Альбертович Дучков — кандидат физико-математических наук, заведующий лабораторией, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)

Anton A. Duchkov — Cand. of Sci. (Phys. and Math.), senior scientific worker, Laboratory of Seismic Dynamic Analysis department head, IPGG SB RAS

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ЦВЕТОВОГО КОМБИНИРОВАНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ КАЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

© А.В. Буторин, 2024



А.В. Буторин

Группа компаний «Газпром нефть» РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Методика цветового смешивания, или хроматическая интерпретация, является широко распространенным инструментом анализа, особенно для геологических комплексов сложного строения. Реализация подразумевает использование либо частотных срезов, полученных в рамках спектральной декомпозиции, либо амплитудных срезов, разнесенных между собой по времени.

Цель. Изучение процесса возникновения аномалий в рамках цветового смешивания амплитудных срезов. Дополнительной задачей является разработка метрик для сравнения между собой известных инструментов хроматической интерпретации.

Материалы и методы. Для реализации исследования использован язык программирования `python` и открытые библиотеки. На начальном этапе исследования выбранные алгоритмы изучены на простых модельных данных, что позволяет сформировать ключевые гипотезы, которые в дальнейшем проверялись на реальном наборе сейсмических данных.

Результаты. В результате исследования показано, что ключевым фактором, приводящим к появлению аномалий при цветовом смешивании амплитудных срезов, является форма отражения (видимый период). Данный фактор работает как для частотных срезов, так и для амплитудных. Однако наблюдаются различия в детализации результатов. Так, смешивание амплитудных срезов позволяет получить более информативное представление о внутреннем строении изучаемого комплекса за счет более локального проявления аномалий, а также сохранения информации о знаке отражения.

Заключение. Разработанный алгоритм оценки информативности хроматических карт позволяет сделать вывод о большей информативности результатов цветового смешивания амплитуд. Данный тезис подтвержден как на модельных данных, так и на реальном примере.

Ключевые слова: хроматическая интерпретация, eXchroma, RGB смешивание, энтропия, динамическая интерпретация

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Буторин А.В. Сравнение методов цветового комбинирования для решения задач качественной интерпретации данных сейсморазведки. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):26–33. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-26-33>

Статья поступила в редакцию 31.03.2024

Принята к публикации 18.05.2024

Опубликована 30.09.2024

COMPARISON OF COLOR BLENDING METHODS OF SEISMIC DATA FOR QUATITATIVE
INTERPRETATION

Aleksandr V. Butorin

Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The technique of color mixing or chromatic interpretation is a widespread analysis tool, especially for geological complexes of complex structure. The implementation implies the use of either frequency slices obtained within the framework of spectral decomposition, or amplitude slices spaced apart in time.

Aim. The purpose of this research is to study the process of occurrence of anomalies within the framework of color mixing of amplitude slices. An additional task is to develop metrics for comparing chromatic interpretation tools with each other.

Materials and methods. The python programming language and open libraries were used to implement the research. At the initial stage of the study, the selected algorithms were studied on simple model data, which allows us to form key hypotheses, which were later tested on a real seismic data.

Results. The key factor leading to the appearance of anomalies in the color mixing of amplitude slices is the shape of reflection. This factor works for both frequency slices and amplitude ones. However, there are differences in the detail of the results. Thus, mixing the amplitude slices allows geophysicist to get a more information about the internal structure of the studied complex due to a local character of the anomaly, as well as the preservation of information about the reflection sign.

Conclusion. The developed algorithm for evaluating the informativeness of chromatic maps allows us to conclude that the results of color mixing of amplitudes are more informative. This thesis was confirmed both on model data and on a real example.

Keywords: eXchroma, color analysis, RGB blending, entropy, dynamic interpretation

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

For citation: Butorin A.V. Comparison of color blending methods of seismic data for qualitative interpretation. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):26–33. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-26-33>

Manuscript received 31.03.2024

Accepted 18.05.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

В современных сейсмогеологических проектах широкое распространение получил объектно-ориентированный подход к интерпретации, когда качественная интерпретация выполняется с целью получения максимально детального представления о распространении геологических объектов или фациальных обстановок на изучаемой территории.

Решение задачи выделения объектов может достигаться различными инструментами. Наиболее простым является использование атрибутов волнового поля, в данном случае производится анализ выбранной характеристики вдоль целевого отражения с последующим выделением геологических объектов. По мере развития методов анализа значительную популярность получил подход кластеризации по форме отражения. Наиболее распространенным решением, вероятно, можно назвать ПО Stratimagic. Данная методика, появившись в конце прошлого века, вошла в стандартный набор инструментов анализа 2000-х и широко применяется и сегодня [3]. В рамках алгоритма реализована возможность одновременного анализа множества амплитуд, описывающих изменение формы отражения, либо совокупности карт атрибутов. При этом в рамках решения задачи происходит объединение схожих трасс в кластер, чем достигается снижение размерности задачи. Имея на входе вектор значений для каждого бина, на выходе алгоритм выдает одно значение, описывающее принадлежность к одному из определенных кластеров.

Следующий виток развития подходов анализа, произошедший в 2010-х, связан с внедрением методов спектральной декомпозиции и инструмента визуализации цветового смешивания или RGB-визуализации [4]. Несмотря на то что внедрение технологии спектральной декомпозиции в интерпретацию сейсмических данных произошло

в конце 1990-х [6], широкое развитие в отечественных проектах методика цветового комбинирования получила спустя 20 лет. Новый подход к анализу данных получил широкое распространение во многих проектах при изучении сложных литологических объектов, так как основной фактор появление аномалий связан с частотной дисперсией энергии при интерференции.

ПРЕДЛОЖЕННЫЙ АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ИНФОРМАТИВНОСТИ КАРТ RGB-ВИЗУАЛИЗАЦИИ С ВЫРАБОТАННЫМИ КРИТЕРИЯМИ ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ БОЛЕЕ ПОЛНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ВНУТРЕННЕМ СТРОЕНИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.

Последний на сегодня шаг в развитии инструментов связан с модификацией технологии RGB-визуализации, которая заключается в использовании не частотных срезов по результатам спектрального разложения, а срезов амплитуд исходного куба, различных между собой по времени. Изначально данная технология получила название eXchroma и была представлена в ПО Petrel [5]. В дальнейшем подход был внедрен и в других программных средствах, получив название «амплитудная декомпозиция», в том числе отечественных, например IPLab (И.И. Приезжев) и ПО «ГеоМейт», где технология получила название «полихром». Целью данного исследования является анализ факторов, приводящих к появлению аномалий в алгоритме амплитудной декомпозиции, а также сравнение между собой спектральной и амплитудной декомпозиции с точки зрения их геологической информативности.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Реализация алгоритмов спектрального и амплитудного смешивания выполнена на языке

программирования Python с применением открытой библиотеки PIL (Python Imaging Library). Алгоритм спектральной декомпозиции и последующего частотного смещивания подробно описан в публикациях [1, 2]. Механизм получения амплитудного смещивания значительно проще в плане вычислений, так как для его реализации необходимо получить срезы амплитуд вдоль заданной поверхности амплитуд и на некотором отступе от нее. Дальнейшее получение результата RGB-смещивания остается аналогичным — значения каждой из имеющихся карт нормируются в диапазоне [0; 255], в дальнейшем каждая карта приписывается к отдельному цветовому каналу (красного, зеленого или синего цвета), затем в рамках формирования результата все три карты объединяются в единый массив данных, каждый элемент которого описывается значением насыщенности по трем цветам.

На начальном этапе для изучения возникающих эффектов создана модель выклинивающегося пласта с переменным контрастом по отношению к вмещающим породам. Модель сформирована таким образом, чтобы происходила противофазная интерференция в зоне выклинивания, т.е. коэффициенты

отражения на кровле и подошве имеют различный знак.

Модельные данные проанализированы с использованием цветового комбинирования как амплитуд, так и частот для сравнения данных технологий между собой. На **рис. 1** показаны вертикальные сечения моделей вдоль кровли пласта. На результатах смещивания частотных срезов наблюдается ожидаемая картина — возникновение цветовой дифференциации в зоне интерференции. При использовании амплитудных срезов наблюдается аналогичная закономерность возникновения аномалий, появление которых связано с областью интерференции сигналов. При этом за счет сохранения знака амплитуды наблюдается разный характер цветовой аномалии в случае интерференции отражений противоположного знака. Кроме этого, отмечается большая локальность аномалий, которые в случае использования частотных срезов проявляются начиная с мощности 20 мс и завершаются около мощности 5 мс. В случае использования амплитудных характеристик в алгоритме цветового комбинирования, аномалии начинают проявляться при меньшей мощности (5–6 мс) и сохраняются до полной интерференции сигналов (**рис. 1**).

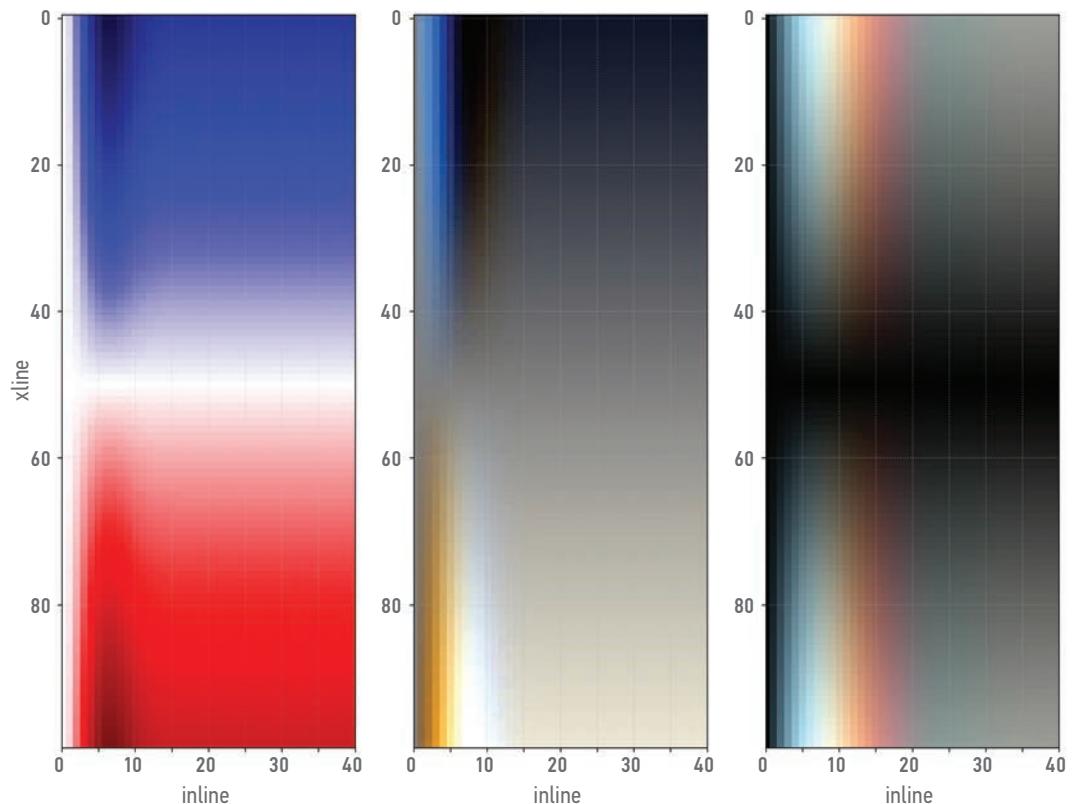


Рис. 1. Сравнение результатов цветового смещивания: слева — срез амплитуд, в центре — смещивание амплитудных срезов, справа — смещивание частотных срезов (А.В. Буторин)

Fig. 1. Comparison of color blending results: left — amplitude slice, center — amplitude blending, right — frequency blending (Aleksandr V. Butorin)

Возможной опцией при формировании карт выступает отступ между стратиграфическими срезами. В большинстве случаев используется расстояние в 1 отсчет, увеличение шага может приводить к большей цветовой дифференциации за счет уменьшения скоррелированности карт между собой. Тестирование данного параметра на синтетических моделях показывает, что увеличение шага между срезами выше 2 дискретов нецелесообразно, так как приводит к потере локализации аномалии (рис. 2).

РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрим применение технологии комбинирования амплитуд на реальном примере. На рис. 3 показано распределение среднеквадратичных амплитуд вдоль целевого отражающего горизонта. Как видно из иллюстрации, ключевым геологическим объектом является аккреционный бар, связанный с меандрирующим руслом. Дополнительно показаны три трассы, находящиеся в разных участках имеющегося волнового поля и приуроченные к различным зонам (для данного примера значение 0 по временной оси соответствует положению

целевого отражающего горизонта). В зоне отсутствия геологического объекта, связанного с аккреционным баром (фиолетовая трасса на рис. 3), наблюдается низкое значение ширины фазы или видимого периода, около 7 дискретов, что отвечает доминантному значению частоты волнового поля. В зоне развития аккреционного бара за счет проявления интерференции ширина фазы увеличивается и превышает 9 дискретов (черная и красная трассы на рис. 3).

В зависимости от процессов интерференции локальные изменения формы отражения могут претерпевать изменения, что будет приводить к изменениям видимого периода (локальной мгновенной частоты) и различиям в изменении амплитуд выше и ниже целевого отражающего горизонта. Таким образом, смещивание амплитудных срезов выступает инструментом анализа формы отражения относительно выбранного положения целевого горизонта.

В рассматриваемом примере шаг дискретизации составляет 2 мс — выбор шага между срезами в два отсчета позволяет получить более отличающиеся амплитудные срезы, что положительно влияет на цветовую дифференциацию. Для выбранного практического примера выполнен перебор

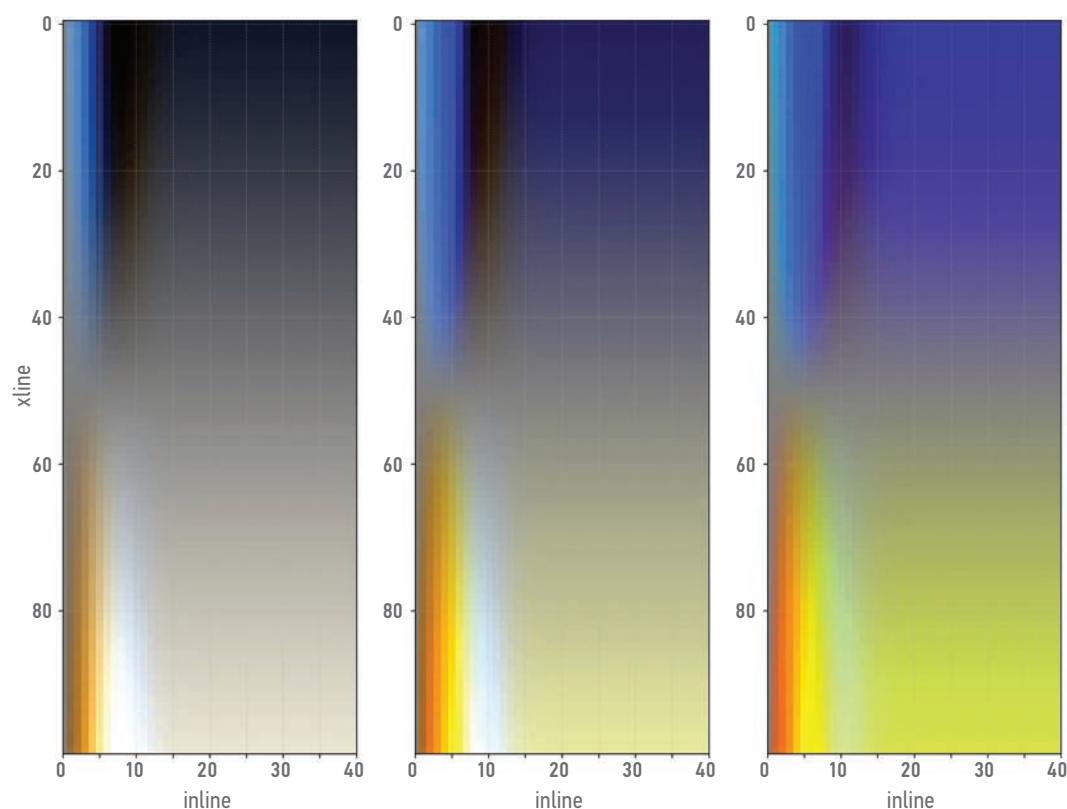


Рис. 2. Изменение результатов смещивания амплитудных срезов при разном шаге между срезами амплитуд: слева — 1 дискрет, в центре — 2 дискрета, справа — 3 дискрета (А.В. Буторин)

Fig. 2. Change in amplitude blending with different step between slices: left — 1 sample, center — 2 samples, right — 3 samples (Aleksandr V. Butorin)

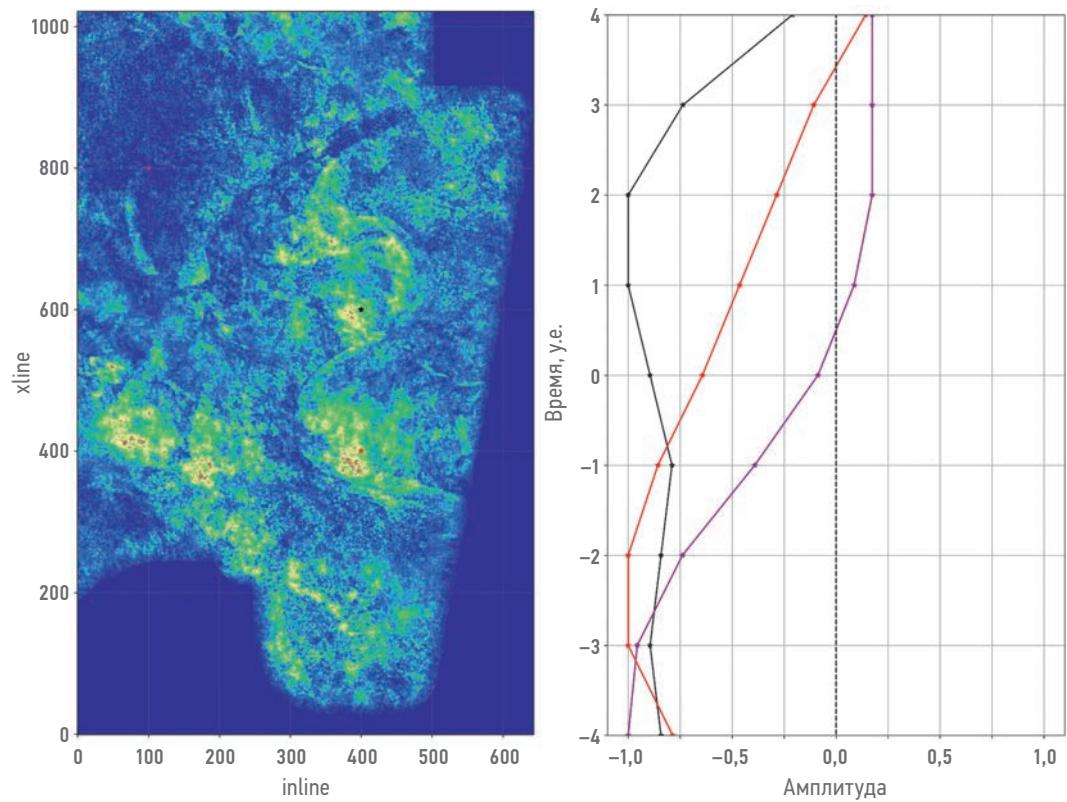


Рис. 3. Карта среднеквадратических амплитуд вдоль целевого отражающего горизонта (слева) и характерные формы отражения в выбранных точках (справа). Цвет трассы соответствует цвету точки на карте (А.В. Буторин)
 Fig. 3. Root-mean squares amplitude map extracted on reflection horizon (left) and specific traces in corresponding points (right). Color of trace corresponds with color of point (Aleksandr V. Butorin)

отступов между стратиграфическими срезами от 2 до 8 мс (рис. 4). В качестве критерия оценки по полученным результатам оценивалась энтропия Шеннона, используемая в качестве меры информативности цифровых изображений [1]. В целом карты характеризуются схожим значением энтропии, однако максимальная оценка получена

для шага между стратиграфическими срезами в 4 мс. Отдельно необходимо описать инструменты повышения качества изображения, которые могут использоваться для получения более информативного результата. К ключевым факторам могут быть отнесены резкость, насыщенность, контраст и яркость

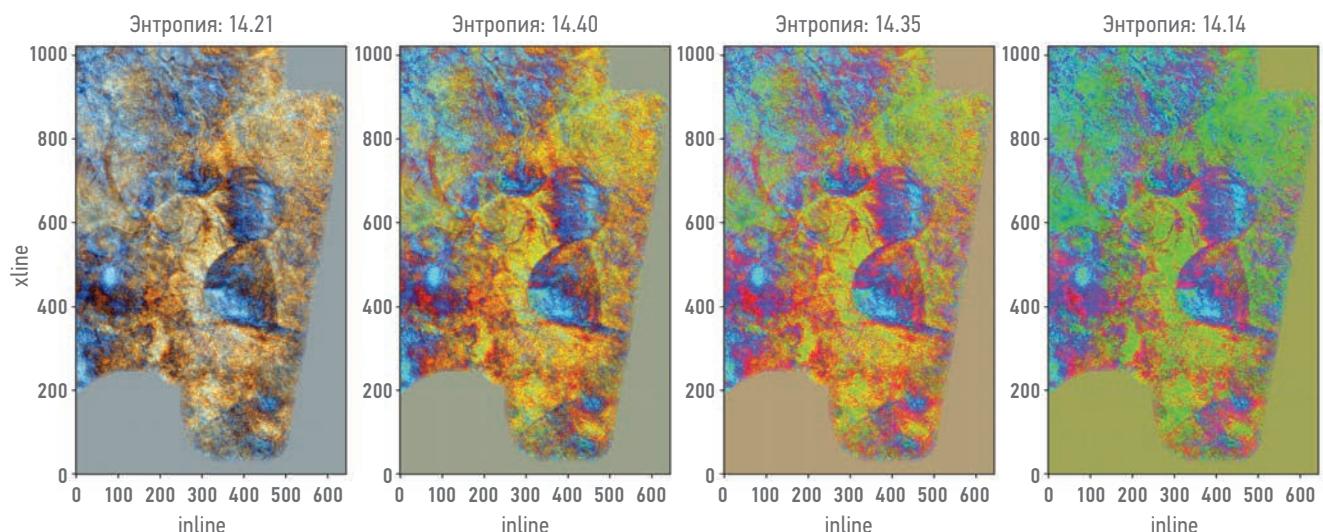


Рис. 4. Карты цветового смешивания для различных отступов между стратиграфическими срезами 2, 4, 6 и 8 мс (А.В. Буторин)
 Fig. 4. Color blending maps with different steps between slices 2, 4, 6 and 8 ms (Aleksandr V. Butorin)

изображения. С математической точки зрения применение указанных факторов к результатам цветового комбинирования является преобразованием значений цветовых каналов, представленных исходными стратиграфическими срезами. Изменение контрастности и яркости может быть представлено как линейное преобразование цветовых каналов $RGB' = a * RGB + b$, где интерсепт (b) отвечает за изменение яркости, а градиент (a) — за изменение контраста.

Изучение того, как различные факторы влияют на качество получаемого результата, требует ввода объективных метрик, которые могут быть использованы для сравнения. В качестве одной из метрик может быть использована уже введенная ранее энтропия Шеннона, показывающая цветовую дифференциацию пикселей между собой. Однако данная характеристика не всегда может быть информативна. Так, максимальная энтропия будет соответствовать карте, на которой цвет пикселя меняется случайным образом, что отражает максимальную цветовую дифференциацию. На **рис. 5** показаны результаты цветового смешивания в исходном виде и при усилении насыщенности цвета, а также карта, заполненная случайными значениями цвета в каждом пикселе, которая характеризуется максимальным значением энтропии. В качестве дополнительного параметра предлагается использование метрики, основанной на применении пространственного фильтра выделения границ (Canny-фильтр).

Пространственный фильтр позволяет подчеркнуть границы отдельных геологических объектов, что является целевой задачей геологической интерпретации. Для получения окончательной метрики производилось суммирование значений по полученной карте. Так, для карты со случайными значениями в пикселях суммарное значение равняется нулю при оценке на базе 5×5 пикселей, что отражает отсутствие площадных объектов, в рамках которых цвет остается выдержаным. Таким образом, измерение параметра выраженности границ позволяет дополнительно охарактеризовать получаемые результаты. Окончательные настройки изображения могут быть ориентированы на получение оптимального сочетания энтропии и параметра границ. В рамках выполненного исследования проведен анализ влияния факторов изображения (резкости, насыщенности, контраста и яркости) на значения метрик «энтропия» и «доля границ». Применение факторов пост-обработки изображения выполнено при помощи библиотеки PIL языка программирования python (интенсивность фактора задается вещественным числом). Установлено, что увеличение резкости положительно влияет на обе метрики, однако наибольшее влияние оказывается именно на энтропию. В качестве оптимального значения параметра может быть использовано значение в диапазоне 1,5–3,0. Цветовая насыщенность не оказывает значительного влияния на метрики, поэтому ее значение может быть принято в районе 2,0. Контраст и яркость имеют противоположное влияние на метрики, в данном случае значительное снижение энтропии

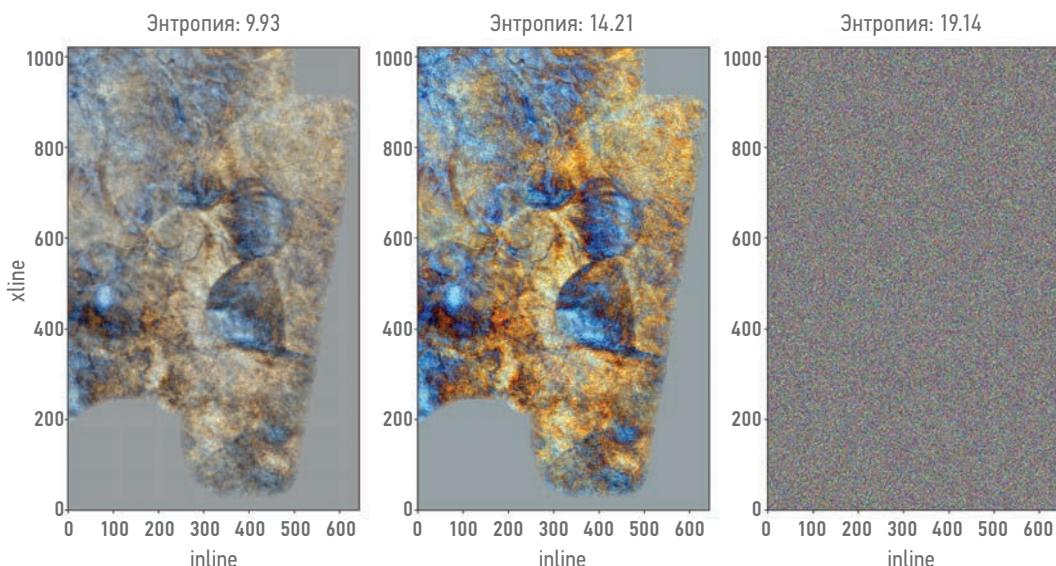


Рис. 5. Карты цветового смешивания: слева — исходная, в центре — с усилением насыщенности, справа — случайная карта (А.В. Буторин)

Fig. 5. Color blending maps: left — initial map, center — enhanced map, right — random map (Aleksandr V. Butorin)

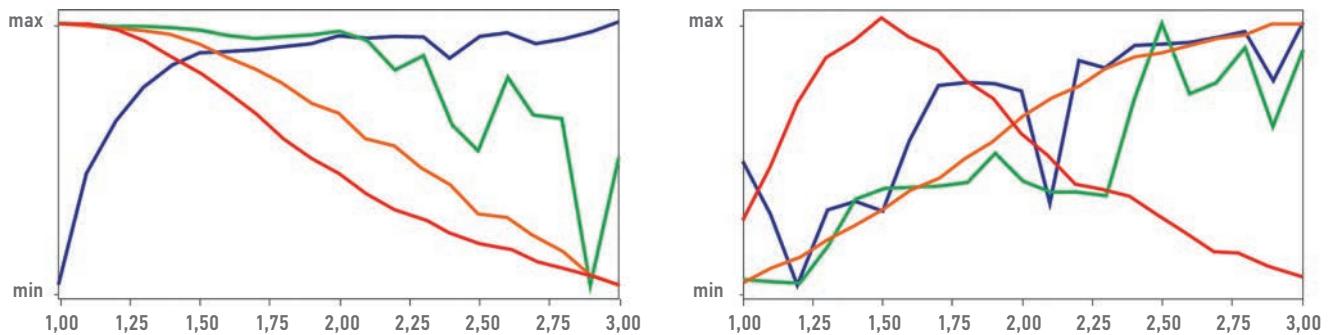


Рис. 6. Влияние факторов резкости (синий), насыщенности (зеленый), контраста (оранжевый) и яркости (красный) на энтропию (справа) и долю границ на изображении (слева) (А.В. Буторин)

Fig. 6. The influence of sharpness (blue), saturation (green), contrast (orange) and brightness (red) on entropy (left) and edges (right) of the image (Aleksandr V. Butorin)

является более негативным фактором, поэтому увеличение параметров выше 1,25 не рекомендуется. Итоговые графики тестирования показаны на **рис. 6**.

Таким образом, в рамках исследования реализован алгоритм амплитудного смешивания, а также предложены объективные критерии оценки. Наличие критериев позволяет детально подобрать параметры обработки изображений для повышения информативности.

ОБСУЖДЕНИЕ

При сравнении работы двух алгоритмов цветового смешивания (по частотным и по амплитудным срезам) отмечается очевидное сходство: появление аномалий связано с изменением

видимого периода или формы отражения, что, в свою очередь, зависит от фациальных изменений строения изучаемого интервала. Смешивание амплитуд, как показывает анализ модельных данных, обладает рядом преимуществ — появление аномалий более локализовано, что позволяет анализировать более тонкие явления, дополнительно наблюдаются отличия аномалий при разном типе интерференции за счет сохранения знака амплитуды, в отличие от методов спектральной декомпозиции. Это также повышает интерпретируемость результатов с точки зрения фациального разделения или выделения объектов. Таким образом, для тонких объектов более предпочтительным инструментом анализа является смешивание именно амплитудных срезов. В подтверждение данного тезиса

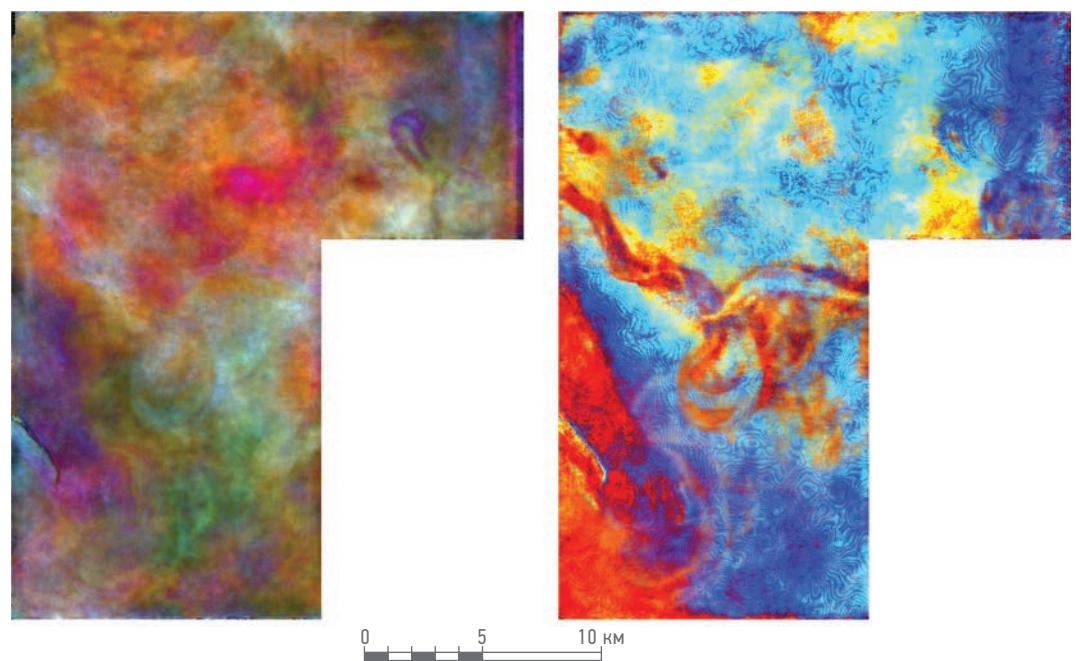


Рис. 7. Сравнение результатов цветового смешивания частотных (слева) и амплитудных (справа) стратиграфических срезов (А.В. Буторин)

Fig. 7. Comparison of color blending results for frequency (left) and amplitude (right) stratigraphic slices (Aleksandr V. Butorin)

выполнено сравнение результатов цветового смешивания на одной из площадей ХМАО Западной Сибири по кровле пласта Ю₁, приуроченного к васюганской свите (рис. 7). Известно, что данные отложения обладают слабым контрастом упругих свойств, невысокой мощностью коллекторов, а также иска-жающим влиянием интерференции от границ баженовской свиты. Как показывает сравне-ние (рис. 7), в случае анализа частотных сре-зов геологический объект, представленный отложениями русловых фаций, практически не выделяется, в отличие от алгоритма ком-бинирования амплитуд.

Выполненное исследование позволяет сде-лать следующие выводы:

- Методика цветового комбинирования поз-воляет выделить геологические объек-ты за счет изменения видимого периода

(ширины) отражения, данный фактор выступает основным как при спектраль-ной декомпозиции, так и при анализе ам-плитудных срезов;

- Смешивание амплитудных срезов позво-ляет выделить более локальные объек-ты. При этом сохраняется возможность различить разные типы интерференции, за счет сохранения информации о знаке амплитуды, что повышает информатив-ность получаемого результата;
- Инструментом оценки качества могут выступать энтропия, отражающая инфор-мативность получаемой карты, а также параметр границ, получаемый при помо-щи пространственной фильтрации изоб-ражения Canny-фильтром с последующим суммированием и показывающий выра-женность границ между объектами.

Список литературы

1. Буторин А.В. Автоматизация выбора частот для RGB-визуализации результатов спектральной декомпозиции // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2024. — Т. 9. — № 1. — С. 34–41.
2. Butorin A.V. Application of wavelet spectral decomposition for geological interpretation of seismic data // Journal of Geological Resource and Engineering. — 2016. — Vol. 4. — No. 5. — Pp. 231–241.
3. Coleou T, Poupon M, Azbel K. Unsupervised seismic facies classification: A review and comparison of techniques and implementation // The Leading Edge, October 2003.
4. Henderson J, Purves S.J, Leppard C. Automated delineation of geological elements from 3D seismic data through analysis of multichannel, volumetric spectral decomposition data // First Break, 2007. — Vol. 25. — No. 3. — Pp. 87–93.
5. Laake A. Structural interpretation in color — A new RGB processing application for seismic data // Interpretation. — 2015. — Vol. 3. — No. 1. — Pp. SC1–SC8.
6. Partyka G, Gridley J, Lopez J. Interpretational application of spectral decomposition in reservoir characterization // The Leading Edge. — 1999. — Vol. 18. — No. 3. — Pp. 353–360.

References

1. Butorin A.V. Automatic frequencies selection for RGB representation of the spectral decomposition results // PRONEFT. Professionally about oil. 2024, vol. 9, no. 1, pp. 34–41.
2. Butorin A.V. Application of wavelet spectral decomposition for geological interpretation of seismic data // Journal of Geological Resource and Engineering. 2016, vol. 4, no. 5, pp. 231–241.
3. Coleou T., Poupon M., Azbel K., *Unsupervised seismic facies classification: A review and comparison of techniques and imple-mentation* // The Leading Edge, October 2003.
4. Henderson J., Purves S.J. and Leppard C. Automated delineation of geological elements from 3D seismic data through analysis of multichannel, volumetric spectral decomposition data // First Break. 2007, vol. 25, no. 3, pp. 87–93.
5. Laake A., Structural interpretation in color — A new RGB processing application for seismic data // Interpretation. 2015, vol. 3, no. 1, pp. SC1–SC8.
6. Partyka G., Gridley J., Lopez J., Interpretational application of spectral decomposition in reservoir characterization // The Leading Edge. 1999, vol. 18, no. 3, pp. 353–360.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Александр Васильевич Буторин — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геофизика» Института наук о Земле СПбГУ, руково-дитель по развитию дисциплины «Сейсморазведка», Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru AuthorID: 877389 SPIN-код: 8474-6120 Web of Science: B-7405-2019 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439> Scopus: 56370048400

Aleksandr V. Butorin — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor at the Department of Geophysics at Institute of Earth Sciences, Head of seismic discipline Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtamskaya str, 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru AuthorID: 877389 SPIN-code: 8474-6120 Web of Science: B-7405-2019 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439> Scopus: 56370048400

АНАЛИЗ ОЦЕНОК ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ДАННЫМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

© А.Г. Козубовский,
Т.В. Кузьмина, 2024



А.Г. Козубовский¹, Т.В. Кузьмина^{2,*}

¹ЗАО Научно-производственное объединение «ИнТЭК», РФ, Тюмень

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инженеринг» «КогалымНИПИнефть», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Введение. Вертикальная проницаемость является важной характеристикой нефтенасыщенного коллектора, сведения о которой позволяют решать многие задачи научной и промысловой практики. Данный параметр в значительной степени влияет на распределение потоков флюида в пласте, и поэтому знания о специфике его изменения в процессе разработки объекта добычи представляются весьма актуальными. Одним из наиболее доступных источников информации о вертикальной проницаемости могут служить методы гидродинамических исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации.

Цель. Оценка по кривым восстановления давления особенностей изменения вертикальной проницаемости пласта в процессе жизненного цикла эксплуатации горизонтальных скважин для условий горно-геологической обстановки конкретной залежи нефти.

Материалы и методы. Использованы материалы геофизических, промысловых гидродинамических исследований на установившихся и нестационарных режимах фильтрации и результаты их интерпретации. Применены способы обработки исходных данных методами математической статистики и графического анализа.

Результаты. Показано, что в определенном диапазоне забойных депрессий эксплуатации скважин перед их закрытием на исследование вертикальная проницаемость линейно зависит от перепада давления. Уравнение аппроксимирующей прямой имеет различные характеристики в разных скважинах. Полученные данные послужили основой для разработки метода, позволяющего при условии работы скважин на таких режимах осуществлять оперативную оценку горизонтальной проницаемости.

Выводы. Проведенные исследования дают основание утверждать, что движение пластового флюида в вертикальном направлении в пределах численно установленных интервалов депрессий осложнено нелинейными эффектами и не подчиняется закону Дарси. При более высоких перепадах давления нелинейные эффекты отсутствуют. В горизонтальной плоскости течение пластового флюида не является аномальным, т.е. соответствует закону линейной фильтрации.

Ключевые слова: вертикальная проницаемость, кривая восстановления давления, фильтрация, депрессия, нелинейные эффекты, закон Дарси

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Анализ оценок вертикальной проницаемости по данным интерпретации кривых восстановления давления в горизонтальных скважинах. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):34–42. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-34-42>

Статья поступила в редакцию 14.01.2024

Принята к публикации 29.02.2024

Опубликована 30.09.2024

ANALYSIS OF VERTICAL PERMEABILITY ESTIMATES BASED ON INTERPRETATION OF THE BUILD-UP OF PRESSURE IN HORIZONTAL WELLS

Aleksandr G. Kozubovsky¹, Tat'yana V. Kuzmina^{2,*}

¹JSC «InTEK», RF, Tyumen

²Tyumen Branch of LLC «Lukoil-engineering», RF, Tyumen

E-mail: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Introduction. Vertical permeability is an important characteristic of an oil-bearing reservoir, the knowledge of which allows solving many problems of scientific in oilfield practice. This parameter significantly affects the distribution of fluid flows in the formation, and therefore, understanding the specifics of its changes during the development of a production object is highly relevant. One of the most accessible sources of information on vertical permeability can be hydrodynamic well testing methods under unsteady filtration conditions.

Objective. To evaluate the peculiarities of changes in vertical permeability of the formation during the life cycle of horizontal wells under specific geological conditions of a particular oil field by analyzing pressure restoration curves.

Materials and methods. The materials of geophysical, production hydrodynamic research conducted under steady-state and unsteady filtration conditions, as well as the results of their interpretation, were used. Data processing methods using mathematical statistics and graphical analysis applied.

Results. Shown that within a certain range of wellbore depressurization during well operation before shutting them down for testing, vertical permeability linearly depends on pressure drop. The equation of the approximating straight line has different characteristics for different wells. The obtained data served as the basis for developing a method that allows for a prompt assessment of horizontal permeability under the condition of well operation under such regimes.

Conclusions. The conducted research provides that the movement of reservoir fluid in the vertical direction within numerically established depression intervals is complicated by nonlinear effects and does not follow Darcy's law. Nonlinear effects are absent at higher pressure differentials. In the horizontal plane, the flow of reservoir fluid is not anomalous, so, it corresponds to the law of linear filtration.

Keywords: vertical permeability, build-up, filtration, depression, nonlinear effects, Darcy's law.

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

For citation: Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. Analysis of vertical permeability estimates based on interpretation of the build-up of pressure in horizontal wells. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):34–42.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-34-42>

Manuscript received 14.01.2024

Accepted 29.02.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Большинство природных резервуаров нефти и газа в силу условий их образования практически всегда представляют собой геологические тела, обладающие неоднородностью свойств в различных направлениях. Не является исключением и такая характеристика продуктивных отложений, как проницаемость k . Изменение проницаемости принято рассматривать в определенной системе координат, например трехмерной (X, Y, Z), ортогональной. При этом в плоскости осей $X-Y$ k идентифицируется как горизонтальная и обозначается соответственно k_x, k_y , а по оси Z — как вертикальная, с индексацией k_z . В научно-производственной практике превалирующее внимание уделяется исследованием по определению горизонтальной проницаемости.

Обсуждение вопросов, относящихся к оценкам вертикальной проницаемости, представлено не столь масштабно, хотя сведения о k_z не менее важны и востребованы.

В частности, без адекватных представлений о значениях данного параметра невозможно решение многих задач в области управления и контроля разработки объектов добычи углеводородного сырья. Например, не обладая знаниями о достоверных величинах k_z и особенностях фильтрации флюидов в вертикальном направлении, неосуществимо выполнение с требуемой точностью таких расчетов, как вычисление анизотропии пористой среды по нормали к плоскости напластования, прогнозирование конусообразования газа или пластовых вод с целью предотвращения их преждевременного

прорыва к перфорированному интервалу, реализация аналитических оценок дебитов горизонтальных скважин, создание постоянно действующих фильтрационных моделей залежей, должным образом адаптированных к фактическим геолого-промышленным условиям, и т.п.

Поскольку вертикальная проницаемость значительным образом влияет на распределение потоков жидкости и газа в пласте, информация о специфике возможного изменения её численных уровней в процессе жизненного цикла эксплуатации продуктивного горизонта представляется весьма актуальной, особенно в ситуациях сложной горно-геологической обстановки при использовании профилей забоев, ориентированных параллельно горизонтальному распространению коллектора.

Одним из существующих источников подобных данных с весомым потенциалом аутентичной оценки k_z могут служить гидродинамические исследования на нестационарных режимах фильтрации, исполненные по схеме восстановления (падения) давления в закрытой скважине после её отработки с постоянным расходом.

ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЙ

Оценить по кривым восстановления давления (КВД) в горизонтальных скважинах специфические особенности изменений вертикальной проницаемости коллектора и охарактеризовать их влияние на процесс фильтрации пластового флюида для условий конкретной залежи нефти.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Способы получения сведений о вертикальной проницаемости можно разделить на две группы: лабораторные и промысловые. К лабораторным относят комплекс экспериментов, выполняемых на различных модификациях специального оборудования, позволяющего осуществлять изучение фильтрации жидкостей и газа через естественные керны в широком диапазоне температур и давлений. Недостатки такого подхода хорошо известны:

ИЗМЕНЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ВЛИЯЕТ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТОКОВ ФЛЮИДА, ПОЭТУМУ ЕЕ ОЦЕНКА ПО КВД ПОЗВОЛЯЕТ КОРРЕКТНО КОНТРОЛИРОВАТЬ ДОБЫЧУ УВ.

- трудности привязки используемых образцов к фактическим интервалам отбора;
- сложность воспроизведения реальных полей физико-механических параметров исследуемой среды в лабораторных условиях, т.е. выполнения подобия, одновременного действия всех сил различной природы в модели и пласте;
- ограниченный охват толщины и площади пласта анализируемым материалом, так как его отбор осуществляется не во всех скважинах.

В то же время необходимо отметить, что именно лабораторные измерения на кернах дают возможность установить специфические особенности коллекторских свойств породы и фильтрационных процессов, происходящих в ней, в том числе и в вертикальном направлении, информацию о которых получить иными приемами проблематично.

К промысловым способам следует отнести методы геофизических исследований скважин (ГИС). Не обладая инструментарием непосредственного определения k_z , они, тем не менее, потенциально располагают предпосылками для получения таких сведений, например, на основании связей «керн — ГИС», но в настоящий момент этот вопрос недостаточно изучен.

По промысловым данным параметр k_z может быть установлен и через характеристику анизотропии при анализе временной динамики и соотношений между собой дебитов воды (газа) и нефти для пластов с подошвенной водой или газовой шапкой (ГШ). Для этой

цели используются различные графоаналитические алгоритмы расчетов [1]. В качестве недостатков подобных вычислений следует указать, во-первых, их невысокую точность и, во-вторых, возможность их реализации как правило только на стадии разработки продуктивного объекта, когда период безводной (безгазовой) эксплуатации уже закончился.

К средствам определения вертикальной проницаемости с фиксацией исходных замеров на промысле также необходимо причислить и различные виды гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на нестационарных режимах фильтрации. Среди них можно выделить зондирование коллектора методом КВД, некоторые схемы гидропрослушивания, например вертикальное, 3D-гидропрослушивание и др.

Несомненным положительным качеством такого подхода перед замерами k_z на керновом материале является то, что диагностика обсуждаемого свойства производится в пределах дренируемого объема, а не на образце породы несоизмеримо меньших размеров.

При этом нужно иметь в виду, что интерпретация исходных кривых давления позволяет совершать оценку только средних величин искомой характеристики в границах зоны влияния исследования. Кроме того, для обсуждаемых ГДИС характерно интегральное воздействие на отклик давления таких факторов, как присутствие непроницаемых границ, работа соседних скважин, фазовые превращения флюидов и т.п., что затрудняет раздельную фиксацию проницаемости вдоль различных направлений.

Тем не менее, при условии выполнения подобных работ с соблюдением установленных технико-технологических требований и в сочетании с иными источниками сведений о свойствах нефтегазонасыщенного горизонта существует возможность получать вполне достоверные данные о значениях k_z . Из всей рассматриваемой совокупности комплексного применения инструментальных измерений и расчетных процедур для приобретения знаний о k_z наиболее распространенным являются ГДИС в формате КВД. Повсеместное использование в значительных объемах позволяет отождествлять данный вид исследований с информационным ресурсом, который в наибольшей степени удовлетворяет потребности специалистов в части получения оперативных оценок k_z , особенно для скважин с горизонтальной направленностью забоя.

ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ДАННЫМ КВД ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Основой существующих алгоритмов определения k_z при интерпретации КВД в остановленных горизонтальных скважинах является аналитическая модель восстановления забойного давления ($P_{заб}$), подразумевающая на начальной стадии процесса наличие радиального движения флюида в вертикальной плоскости, перпендикулярной стволу. Расчетная схема [2] предусматривает использование диагностического графика фактического изменения производной $P'_{заб}$ во времени t , выполненного в логарифмическом масштабе, с помощью которого по характерным признакам устанавливают временной диапазон проявления раннего радиального режима течения (РРПТ). Далее, обрабатывая КВД в полулогарифмических координатах $\langle P_{заб} - Lnt \rangle$, по уклону прямолинейного участка, соответствующего данному режиму, и исходя из известных соотношений, определяемых используемой методикой обработки замеров, производят оценку комплексного параметра $(k_y k_z)^{0.5}$.

Аналогичным образом выделяют поздний псевдорадиальный режим течения (ПРРТ), после чего, определив уклон надлежащей прямой на КВД, отраженной в поле графика с осями $\langle P_{заб} - Lnt \rangle$, осуществляют расчет величины $(k_x k_y)^{0.5}$, а затем k_z (полагая при этом, что $k_x = k_y$). При наличии сведений о протяженности эффективного интервала горизонтального ствола $L_{\text{эфф}}$ значение k_y можно установить из раннего линейного режима течения (РЛРТ).

Существует также подход вычисления вертикальной проницаемости (используемый в данной статье), не требующий знания $k_y (k_x)$. Расчеты производятся исходя из времени окончания раннего радиального режима течения t_{Eerf} (time to end of early-radial flow), характеризующего момент достижения волной распространения давления кровли или подошвы пласта. Значение t_{Eerf} фиксируют по расчетной кривой $P'_{\text{расч,заб}} - f(t)$, полученной с помощью созданной аналитической модели. Используя выражение взаимосвязи t_{Eerf} с k_z , выполняют численную идентификацию последней [3].

Здесь необходимо отметить, что на фактических КВД достаточно часто, особенно в горизонтальных скважинах, период РРПТ бывает завуалирован влиянием ствола скважины (ВСС). Кроме того, в силу ряда обстоятельств технического и технологического характера (недостаточное время

регистрации, негерметичность запорной арматуры, наличие «шумов» разнообразной природы и т.д.) не все прочие режимы течения могут быть доступны для диагностики. В такой ситуации существенно возрастает неопределенность генерируемой модели реакции пласта на изменение стационарного состояния. Например, согласно [4] при отсутствии РРПТ и РЛРТ k_z , а также такие свойства коллектора, как общий скин-фактор S и $L_{\text{эфф}}$, оцениваются условно, в достаточно широком диапазоне их вероятных численных уровней (низкая степень достоверности).

В подобных случаях оперируют возможностью упрощения интерпретационного процесса посредством априорного задания части неизвестных параметров исходя из предыдущих знаний о них.

Эффективность такого подхода обусловлена тем, что использование в процедуре обработки КВД информации о количественных признаках объекта в статусе значений, установленных до интерпретации, предполагает в последующих вычислениях их увязку с другими искомыми величинами, с которыми они могут быть взаимосвязаны. Рассматриваемый прием позволяет сократить количество определяемых переменных и дает возможность получать их расчетные оценки, согласованные с заданным набором входных данных, повышая тем самым точность и однозначность аналитической модели отклика давления.

Источником априорных сведений могут служить мнения экспертов, проектная и нормативно-техническая документация, научно-техническая литература, показания и замеры, зарегистрированные ранее в аналогичных горно-геологических и промысловых условиях и т.п.

В представляющей работе авторы на примере конкретной залежи оптимизируют интерпретацию КВД, расширяя стандартный перечень исходных материалов (пористость, радиус скважины, эффективная толщина пласта и т.п.) за счет начальных приближений таких характеристик, как коэффициент влияния ствола скважины и механический скин-фактор, $S_{\text{мех}}$. Первичные значения ВСС и $S_{\text{мех}}$ устанавливаются по регрессионным зависимостям до осуществления выполняемых при анализе КВД оценок [5, 6].

СИСТЕМАТИЗАЦИЯ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДАННЫХ

Информационной средой для проведения соответствующих вычислений послужили результаты интерпретации гидродинамических

исследований на установившихся и нестационарных режимах фильтрации, реализованные в процессе разработки нефтяного пласта одного из месторождений Западной Сибири. Выбор объекта изучения осуществлен исходя из следующих соображений:

- значительная степень вертикальной неоднородности, количество прослоев коллекто-ра в скважинах варьирует по площади залежи от 2 до 15;
- все добывающие скважины имеют гори-зонтальное окончание, но с отличающимися особенностями забоев (длиной гори-зонтального участка, азимутальным углом его направленности, точкой его входа в пласт и т.п.);
- высокая периодичность и степень охва-та эксплуатационного фонда методами ГДИС.

Перечисленные обстоятельства обусловли-вают существенную вариативность получа-емых значений k_z , что может быть полезным для более детального понимания зафиксиро-ванных величин анализируемого показателя. Все расчеты исполнены на основе выборки, сформированной из качественных (неиска-женных) исследований. Созданный исход-ный массив данных включал в себя сведе-ния как о КВД, так и о дебитах жидкости (Q) и соотвествующих им забойных депрессий на пласт (ΔP) при стационарных условиях притока, имевших место непосредственно перед записью кривых восстановления дав-ления. Полученная совокупность замеров Q , пластового давления ($P_{\text{пл}}$), ΔP и кривых изменения $P_{\text{заб}}$ в остановленных и закрытых скважинах обрабатывалась общепринятыми

методами, но с использованием процедуры оптимизации интерпретации КВД посред-ством задания априорных значений коэф-фициента ВСС и величин $S_{\text{мех}}$. Последующее согласование фактических КВД с анали-тической характеристикой давления дало возможность получать адекватные моде-ли отклика давления на основе которых для идентификации РРПТ генерировались кривые $P'_{\text{расч,заб}} - f(t)$ без учета влияния ВСС. Такой подход позволяет оценить уро-вень параметра t_{Eerf} и произвести оценку k_z . Графическая иллюстрация используемой схе-мы представлена на **рис. 1**.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В процессе проведенных работ установлено, что полученные при расчетах величины k_z ниже горизонтальной (радиальной, k_r) проницаемости и находятся в диапазоне от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $9,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Последующий ана-лиз был акцентирован на выявление и объяс-нение возможных изменений вертикальной проницаемости в течение изучаемого пери-ода отбора пластового флюида. С этой целью производилось сопоставление значений k_z с ΔP по данным исследования конкретных скважин. Наиболее показательные результа-ты приведены на **рис. 2 (а, б)**.

Комментируя **рис. 2**, необходимо отметить следующее.

В интервале зафиксированных перепадов давления от 1,1 до 6,03 МПа между рассмат-риваемыми характеристиками установлена линейная корреляция. Факт наличия такой

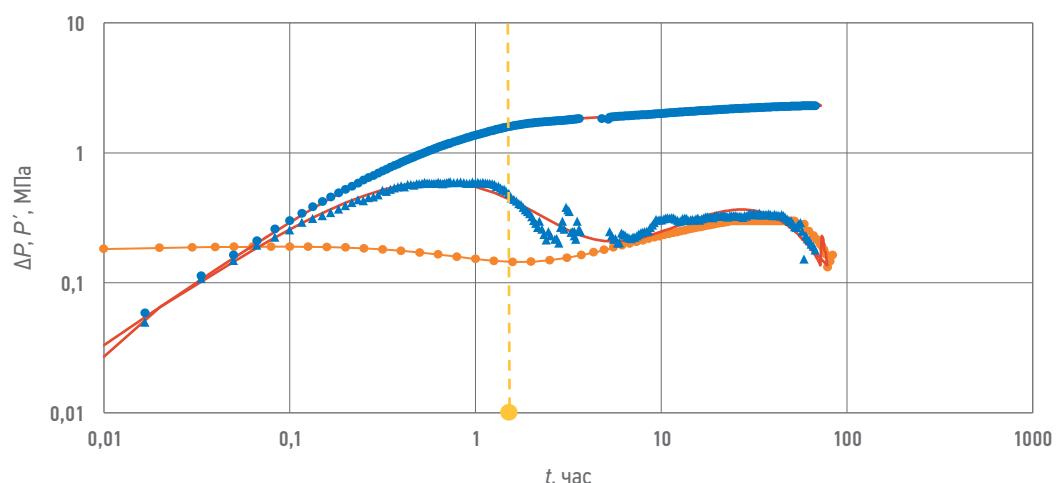


Рис. 1. Пример оценки времени окончания раннего радиального режима течения. Составлено авторами

- ΔP — фактические замеры давления; $\Delta P'$ — фактическая производная давления; P' — модельная кривая производной давления, без учета влияния ВСС; t_{Eerf} — время окончания раннего радиального режима течения флюида; — модель с учетом априорно заданных величин: ВСС и $S_{\text{мех}}$

Fig. 1. Example of estimating the end time of the early radial flow. Compiled by the authors

- ΔP — pressure measurement, fact; $\Delta P'$ — pressure derivative, fact; P' — pressure derivative, model, without the well bore storage effect; t_{Eerf} — end time of the early radial flow; — a model with prior parameters: WBS, S_{mech}

взаимосвязи между k_z и ΔP свидетельствует о том, что движение природной газо-жидкостной смеси, ориентированное перпендикулярно плоскости напластования, не подчиняется закону Дарси. Фактическая совокупность замеров (см. **рис. 2**) аппроксимируется уравнением вида $k_z = a\Delta P + b$, где a и b коэффициенты уравнения регрессии. Экстраполяция линии регрессии до пересечения с осью абсцисс позволяет определить критическую депрессию (ΔP_{kp}), которую можно рассматривать как аналог начального градиента давления, в связи с чем предполагается, что течение флюида в вертикальном направлении при условии $\Delta P < \Delta P_{kp}$ либо отсутствует вовсе, либо столь незначительно, что им можно пренебречь.

Дополнительно на **рис. 2** отражены соотношения между радиальной (горизонтальной) проницаемостью (k_r) и ΔP , из которых следует, что k_r остается практически неизменной во всем диапазоне зарегистрированных ΔP . Данное обстоятельство позволяет констатировать, что характер фильтрации в горизонтальном направлении соответствует закону Дарси.

Определения k_z при более высоких депрессиях (от 6,03 до 8,49 МПа) показывают, что каких-либо существенных изменений анализируемого параметра при этом не наблюдается, **рис. 3**. Установленный факт находится в соответствии с выводами исследований ряда авторов [7, 8, 9] и свидетельствует о том, что в данном интервале ΔP закон фильтрации линейный. В качестве примера на **рис. 3** иллюстрируется выделение областей с соответствующим закону Дарси (2) и не соответствующим ему (1) характером движения флюида. Из рисунка видно, что диапазон проявления нелинейных эффектов ограничен значениями ΔP_{kp} и ΔP_{pred} (аналог эффективного предельного градиента давления, точка, после которой тангенс угла наклона кривой фильтрации остается постоянным [7 и др.]).

Выявленная специфика фильтрационных процессов, исходя из существующих на сегодня представлений, характерна для низкопроницаемых коллекторов [8, 9, 10, 11 и др.] и не противоречит полученным определениям k_z .

Принятая для области проявления нелинейных эффектов регрессионная модель дает возможность производить оперативные оценки k_z и ΔP_{kp} исходя из режима отбора флюида, но для того, чтобы их реализовать, необходимо располагать сведениями о коэффициентах a и b , которые различны для каждой скважины, равно как и параметры ΔP_{kp} и ΔP_{pred} . Качество проводимых ГДИС и промысловых замеров не всегда

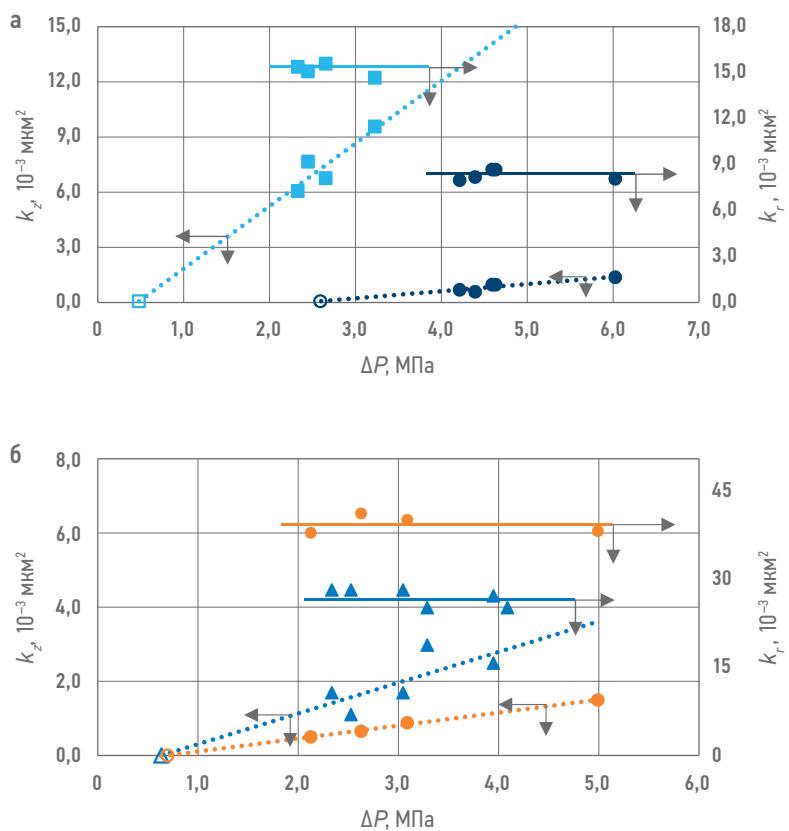


Рис. 2. Зависимость вертикальной и радиальной (горизонтальной) проницаемостей (k_z , k_r) от депрессии на пласт (ΔP) в процессе эксплуатации скважин перед их закрытием на КВД. Составлено авторами

а) скважины 1, 2, 6; скважины 3, 4; ● ■ ▲ ○ скважины соответственно 1, 2, 3, 4;
○ □ △ ○ ΔP_{kp} соответственно для скважин 1, 2, 3, 4

Fig. 2. The dependence of vertical and radial (horizontal) permeability (k_z , k_r) on depression on the reservoir (ΔP) during the operation of wells before their closure on the Build-up. Compiled by the authors

а) wells 1, 2, 6; wells 3, 4; ● ■ ▲ ○ wells 1, 2, 3, 4;
○ □ △ ○ ΔP_{cr} respectively for wells 1, 2, 3, 4

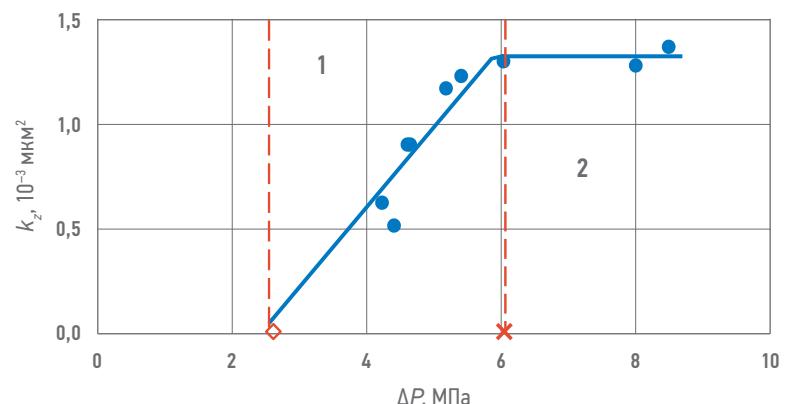


Рис. 3. Зависимость вертикальной проницаемости от депрессии на пласт в процессе эксплуатации скважины перед ее закрытием на КВД. Составлено авторами

1 — область проявления нелинейных эффектов фильтрации; 2 — область соответствия характера течения жидкости закону Дарси

◊ ΔP_{kp} ; ✕ ΔP_{pred}

Fig. 3. The dependence of vertical permeability on depression on the reservoir during the operation of the well before its closure on the Build-up. Compiled by the authors

1 — the area of manifestation of nonlinear filtration effects; 2 — the area of correspondence of the nature of the fluid flow to Darcy's law

◊ ΔP_{cr} ; ✕ ΔP_{limit}

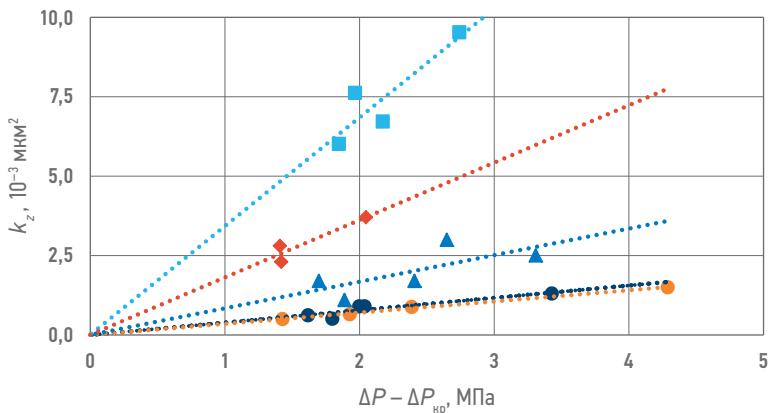


Рис. 4. Зависимость вертикальной проницаемости от параметра $\Delta P - \Delta P_{\text{кр}}$. Составлено авторами

● ■ ▲ ○ ◆ скважины соответственно 1, 2, 3, 4, 5

Fig. 4. Dependence of vertical permeability on the $\Delta P - \Delta P_{\text{cr}}$ parameter. Compiled by the authors

● ■ ▲ ○ ◆ wells 1, 2, 3, 4, 5

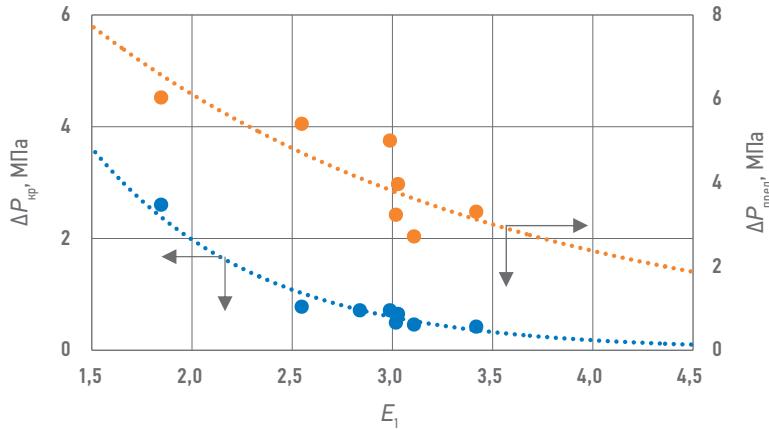


Рис. 5. Зависимость $\Delta P_{\text{кр}}$ и $\Delta P_{\text{предел}}$ от комплексного параметра E_1 . Составлено авторами

Fig. 5. The dependence of ΔP_{cr} and ΔP_{limit} on the complex parameter E_1 . Compiled by the authors

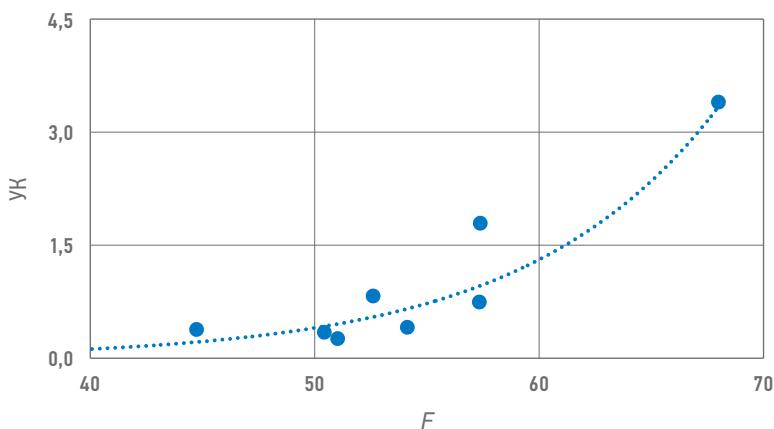


Рис. 6. Зависимость углового коэффициента (УК) от величины параметра F . Составлено авторами

Fig. 6. The dependence of the slope on the parameter F . Compiled by the authors

дает возможность сформировать требуемый объем кондиционных исходных данных, чтобы осуществить их определение. В ситуации дефицита надлежащих материалов

для прямой численной идентификации величин a , b , $P_{\text{кр}}$ и $\Delta P_{\text{предел}}$ целесообразно использование косвенных показателей, источником которых могут быть, например, геофизические методы изучения естественных насыщенных пористых сред.

С целью сокращения количества подлежащих установлению переменных выполнена оптимизация графических построений посредством приведения аргумента ΔP к формату $\Delta P^* = (\Delta P - \Delta P_{\text{кр}})$. Результаты поясняются рис. 4, демонстрирующим, что зависимость k_z от ΔP^* описывается уравнением вида $k_z = a(\Delta P - \Delta P_{\text{кр}})$ и необходимость в нахождении коэффициента b при этом отпадает.

При последующем анализе осуществлялся поиск взаимосвязи $\Delta P_{\text{кр}}$, a (в дальнейшем угловой коэффициент УК) и $\Delta P_{\text{предел}}$ с набором геолого-физических параметров, которые могли быть доступны для определения в каждой скважине.

В частности, удалось установить, что $\Delta P_{\text{кр}}$ относится к комплексу E_1 представляющим собой сочетание величин, соответствующих геометрическим особенностям забоя скважины и атрибутам пустотной емкости коллектора [12] (рис. 5).

Оценка $\Delta P_{\text{предел}}$ при текущей степени изученности для конкретных условий может быть ориентировочно произведена исходя из корреляции, которая представлена также на рисунке 5.

Для углового коэффициента получена статистическая модель, отражающая его связь с фактором-аргументом F , являющимся функцией свойств пласта и характеристик окончания ствола скважины (рис. 6).

Выявленные соотношения для рассматриваемых переменных позволяют выполнять оперативные определения вертикальной проницаемости при условии, что фактическая депрессия эксплуатации скважины соответствует требованию $\Delta P_{\text{кр}} < \Delta P < \Delta P_{\text{предел}}$.

Расчеты исполняются в следующей очередности:

- проверяют принадлежность ΔP на режиме эксплуатации скважины диапазону: $\Delta P_{\text{кр}} < \Delta P < \Delta P_{\text{предел}}$;
- для этого, используя значение E_1 для конкретной скважины, по уравнениям регрессии на основе рисунка 5 устанавливают величины $\Delta P_{\text{кр}}$ и $\Delta P_{\text{предел}}$;
- если обозначенное требование выполняется, то вычисляется разность $(\Delta P - \Delta P_{\text{кр}})$;
- исходя из уровня F в выбранной для анализа скважине находят УК (рис. 6);
- из выражения $k_z = \text{УК}^*(\Delta P - \Delta P_{\text{кр}})$ производят оценку вертикальной проницаемости. Сопоставление между числовыми отображениями k_z зафиксированными

при интерпретации КВД и по предлагаемому методу, отображены на **рис. 7**.

График на рисунке, на наш взгляд, наглядно свидетельствует о том, что используемый методический прием обеспечивает получение сведений о k_z с приемлемой степенью точности относительно аналогичных данных по кривой восстановления давления для ситуации, когда $\Delta P_{\text{кр}} < \Delta P < \Delta P_{\text{пред}}$.

Результаты выполненного анализа могут быть полезны для решения различных нефтепромысловых задач, например таких, как оптимизация интерпретации КВД, разработка фильтрационных моделей залежей, выполнение специальных расчетов для оценок дебитов и продуктивности скважин, вертикальной анизотропии проницаемости и т.п.

ВЫВОДЫ

Проведенные исследования дают основание для следующих выводов:

- сравнение полученных в результате обработки КВД величин вертикальной и горизонтальной проницаемостей (k_z и k_r) показывает, что определения k_z существенно ниже k_r и находятся для условий конкретной залежи в интервале от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $9,5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 . Исходя из существующих на сегодня представлений о фильтрационных свойствах пород такие значения k_z соответствуют низкопроницаемому уровню;
- движение пластового флюида в вертикальном направлении в диапазоне депрессий эксплуатации скважин от $\Delta P_{\text{кр}}$ до $\Delta P_{\text{пред}}$ осложненно нелинейными эффектами и не подчиняется закону Дарси. При депрессиях выше $\Delta P_{\text{пред}}$ нелинейные эффекты отсутствуют;
- в плоскости напластования анализируемого природного резервуара течение нефти (нефти и воды) не является аномальным, т.е. соответствует закону Дарси;
- разработан метод оперативной прогнозной оценки k_z , позволяющий получать

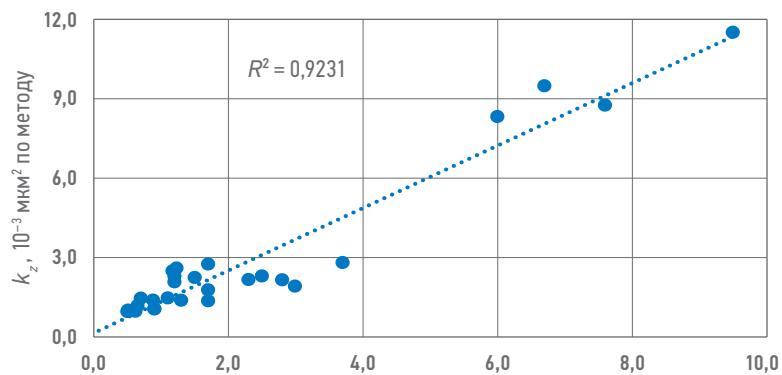


Рис. 7. Соотношение между величинами вертикальной проницаемости, определенными по КВД и рассчитанными по предлагаемому методу.

Составлено авторами

Fig. 7. Relationship between vertical permeability values determined by Build-up and calculated using the proposed method. Compiled by the authors

сведения о данном параметре с приемлемой точностью, при условии что $\Delta P_{\text{кр}} < \Delta P < \Delta P_{\text{пред}}$. Отмеченное обстоятельство дает возможность использовать полученную таким способом информацию о k_z в качестве априорно задаваемой характеристики перед реализацией процедуры интерпретации КВД. Применение предлагаемого методического приема реализуется в любой скважине, где исходная информация для расчетов может быть доступна;

- результаты расчетов требуют уточнения и дополнения, особенно в части перепадов давлений меньших $\Delta P_{\text{кр}}$ и больших $\Delta P_{\text{пред}}$, в том числе и для иной горно-геологической обстановки. Для этого необходимо проведение промысловых исследований в рамках специальных программ и выполнение лабораторных экспериментов на образцах керна с учетом его пространственной ориентации в точке отбора;
- отдельному рассмотрению и изучению подлежат вопросы интерпретации КВД, зарегистрированных в условиях эксплуатации горизонтальных скважин при депрессиях меньших $\Delta P_{\text{кр}}$, когда режим раннего радиального течения может отсутствовать.

Список литературы

1. Телков А.П. Подземная гидрогазодинамика. — Уфа, 1974. — 224 с.
2. Бреухунцов А.М., Телков А.П. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. — Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004. — 290 с.
3. Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. Pressure transient testing. SPE, Richardson, 2003.
4. Баженов Д.Ю., Артамонов А.А., Шорохов А.Н. и др. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслового-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. — 2016. — № 12. — С. 52–55.
5. Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Оптимизация интерпретации кривых восстановления давления, осложненных эффектом сегрегации фаз в лифте подъемных труб // PROнефть. Профессионально о нефти. — 2021. — Т. 6. — № 2. — С. 39–44. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-29-44>
6. Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В., Ефимов А.А. Анализ результатов оценок скрин-фактора в условиях дефицита исходной информации // PROнефть. Профессионально о нефти. — 2023. — Т. 8. — № 2. — С. 97–104. <https://doi.org/10.51890/25877399-2023-82-97-104>

- 7.** Байков В.А., Галеев Р.Р., Колонских А.В., Макатров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2013. — № 2. — Вып. 31. — С. 8–12.
- 8.** Байков В.А., Колонских А.В., Макатров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторное фильтрационное исследование керна Приобского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2013. — № 2. — Вып. 31. — С. 4–7.
- 9.** Зайцев М.В., Михайлов Н.Н., Туманова Е.С. Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах // Георесурсы. — 2021. — Т. 23. — № 4. — С. 44–50.
- 10.** Zhao L., Jiang H., Wang H., Yang H., Sun F., Li J. Representation of a new physics-based non-Darcy equation for low-velocity flow in tight reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2020. — Vol. 184. — No. 106518. — Pp. 1–19. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106518>
- 11.** Hao F., Cheng L.S., Hassan O., Hou J. Threshold Pressure Gradient in Ultra-low Permeability Reservoirs // Petroleum Science and Technology. — 2008. — Vol. 26. — Pp. 1024–1035.
- 12.** Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин. // ПРОнефть. Профессионально о нефти. — 2022. — Т. 7. — № 2. — С. 32–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>
- References**
- 1.** Telkov A.P. *Subsurface hydrogasdynamics*. Ufa, 1974. — 224 p.
- 2.** Brekhuntsov A.M., Telkov A.P. *Development of the theory of fluid and gas filtration to horizontal wellbores*. Tyumen: LLC "SibNATs", 2004. 290 p.
- 3.** Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. *Pressure transient testing*. SPE, Richardson, 2003.
- 4.** Bazhenov D.Yu., Artamonov A.A., Shorokhov A.N. et al. Integrating the results of hydrodynamic and field-geophysical studies using the example of the oil and gas condensate field of PJSC "Gazprom Neft" // Oil Industry. 2016, no. 12, pp. 52–55.
- 5.** Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. Optimizing of interpretation Build-up with the effect of phase segregation in the liing tubes // PROneft. Professional about oil. 2021, vol. 6, no. 2, pp. 39–44. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-29-44>
- 6.** Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V., Efimov A.A. Analysis of the results determination of the skin factor in conditions of deficit of initial information // PROneft. Professional about oil. 2023, vol. 8, no. 2. pp. 97–104. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-202382-97-104>
- 7.** Baikov V.A., Galeev R.R., Kolonskyh A.V., Makatrov A.K., Politov M.E., Telyin A.G. Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Analysis and interpretation of core laboratory test results of the Priobskoye field // Scientific and Technical Bulletin of NK Rosneft. 2013, no. 2, issue 31, pp. 8–12.
- 8.** Baikov V.A., Kolonskyh A.V., Makatrov A.K., Politov M.E., Telyin A.G. Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Laboratory filtration study of the core of the Priobskoye field // Scientific and Technical Bulletin of NK Rosneft. 2013, no. 2, issue 31, pp. 4–7.
- 9.** Zaitsev M.V., Mikhaylov N.N., Tumanova E.S. Models of nonlinear filtration and the influence of nonlinearity parameters on well productivity in low-permeability reservoirs // Georesources. 2021, vol. 23, no. 4, pp. 44–50.
- 10.** Zhao L., Jiang H., Wang H., Yang H., Sun F., Li J. Representation of a new physics-based non-Darcy equation for low-velocity flow in tight reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020, vol. 184, no. 106518, pp. 1–19. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106518>
- 11.** Hao F., Cheng L.S., Hassan O., Hou J. Threshold Pressure Gradient in Ultra-low Permeability Reservoirs // Petroleum Science and Technology. 2008, vol. 26, pp. 1024–1035.
- 12.** Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. The impact of development of reservoir on well productivity // PROneft. Professional about oil. 2022, vol. 7, no. 2, pp. 32–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Г. Козубовский — разработал концепцию статьи, выполнил обзор публикаций по теме статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил версию статьи

Т.В. Кузьмина — организовала получение данных для анализа, выполнила обзор публикаций по теме статьи, провела интерпретацию гидродинамических исследований, окончательно утвердила версию статьи

Aleksandr G. Kozubovsky — developed the concept of the article, conducted a literature review on the topic, prepared the article text, and finally approved the article version.

Tat'yan V. Kuzmina — organized the data acquisition for analysis, conducted a literature review on the topic, interpreted the hydrodynamic research, and finally approved the article version.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Геннадьевич Козубовский — руководитель группы НИР, ЗАО НПО «ИнТЭК»

Татьяна Валерьевна Кузьмина* — главный специалист управления проектного сопровождения разрабатываемых месторождений, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, д. 143а. e-mail: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Aleksandr G. Kozubovsky — Head of research group, InTEK CJSC

Tat'yan V. Kuzmina* — Chief specialist of Department of development of oil and gas fields, Branch of LLC LUKOIL-Engineering "KogalymNIPIneft" 143a, Republic str., 625000, Tyumen, Russia. e-mail: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОМОЩНИК ИНЖЕНЕРА ДЛЯ АНАЛИЗА И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ АКТИВА

© Коллектив авторов,
2024



**А.А. Афанасьев^{1,*}, М.В. Симонов¹, К.А. Печко², Н.М. Бровин¹, С.П. Бажуков²,
В.В. Ким¹, В.Р. Колесникова²**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. При проведении анализа результатов расчета интегрированных моделей актива возможно получение результатов, которые не согласуются с историей разработки месторождения. Детектирование некорректных результатов может вызывать сложности, связанные с человеческим фактором и отсутствием опыта в области интегрированного моделирования активов (ИМА). В то время как определение причин потерь по добыче нефти и определение проведения необходимых мероприятий для оптимизации добычи требуют высокой осведомленности процессов разработки.

Цель. Для специалистов геологии и разработки, а также центров управления добычи создание алгоритмов интеллектуального помощника для работы с ИМА является востребованной задачей. С его помощью возможно своевременно идентифицировать проблемы и оценивать потенциал актива на базе ИМА.

Материалы и методы. В работе применены модели машинного обучения (МО), сформированные на базе исторических показателей разработки месторождения и месторождений-аналогов, полученные из промысловых данных технологического режима скважины, а также на основе синтетических моделей, построенные в специализированных симуляторах, для дальнейшего повторного использования их в прогнозных и оптимизационных расчетах.

Результаты. Разработаны алгоритмы рекомендаций для принятия оптимальных решений инженером при разработке месторождения нефти и газа.

Заключение. Данный инструмент позволяет инженерам принимать более обоснованные решения при выборе стратегии разработки нефтегазовых месторождений. При наличии ограниченных вычислительных ресурсов помогает исследовать различные варианты, учитывать факторы неопределенности и работать с ограничениями, что значительно повышает эффективность работы на месторождениях.

Ключевые слова: интегрированное моделирование активов, модель системы сбора и транспорта, модель скважины, метамоделирование, оптимизация разработки, база моделей.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Афанасьев А.А., Симонов М.В., Печко К.А., Бровин Н.М., Бажуков С.П., Ким В.В., Колесникова В.Р. Помощник инженера для анализа и разработки месторождений нефти и газа на основе интегрированной модели актива. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):43–49.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-43-49>

Статья поступила в редакцию 10.01.2024

Принята к публикации 29.02.2024

Опубликована 30.09.2024

ASSISTANT ENGINEER FOR THE ANALYSIS AND DEVELOPMENT OF ASSETS BASED ON THE
INTEGRATED ASSET MODEL

**Aleksandr A. Afanasev^{1,*}, Maksim V. Simonov¹, Konstantin A. Pechko², Nikolay M. Brovin¹,
Sergey P. Bazhukov², Vyacheslav V. Kim¹, Valeria R. Kolesnikova²**

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. During analysis of the results of calculating integrated asset models, it is possible to obtain results that are inconsistent with the history of field development. Detecting incorrect results can cause difficulties related to the human factor and lack of experience in the field of IAM. While determining the causes of oil production losses and determining the necessary measures to optimize production require high awareness of the development processes.

Aim. For specialists in geology and mining, as well as production control centers, the creation of intelligent assistant algorithms for working with IAM is a crucial task. Using this approach it is possible to identify problems promptly and find the potential of an asset based on an IAM.

Materials and methods. Applying machine learning (ML) models based on the historical data of field development and deposits of analogues, obtained from field data of the technological regime of the well, as well as on the basis of synthetic models built in specialized simulators, for further reuse in predictive and optimization calculations.

Results. Recommendation algorithms for making optimal decisions by an engineer during the development of an oil and gas field.

Conclusion. This tool allows engineers to make more informed decisions when choosing a strategy for the development of oil and gas fields, even with limited computing resources. It helps to explore different options, take into account uncertainties and work with constraints, which significantly increases the efficiency of work in the fields.

Keywords: integrated asset modeling, collection and transport system model, well model, metamodeling, development optimization, model database

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

For citation: Afanasev A.A., Simonov M.V., Pechko K.A., Brovin N.M., Bazhukov S.P., Kim V.V., Kolesnikova V.R. Assistant engineer for the analysis and development of assets based on the integrated asset model. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):43–49. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-43-49>

Manuscript received 10.01.2024

Accepted 29.02.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

В нефтяной промышленности машинное обучение может использоваться для многих задач и целей, включая прогнозирование производительности скважин, оптимизацию процессов добычи и предсказание рисков [1, 2, 3]. Например, алгоритмы машинного обучения могут использоваться для анализа данных, связанных с геологическими характеристиками месторождений, что позволяет определить оптимальное место для бурения скважины [4].

оперативность в сопровождении ИМА, адаптивные характеристики интегрированной модели и скорость расчета [5].

Также модели машинного обучения позволяют подобрать рекомендательную систему управления активом. Другими словами, они являются помощниками или инструментами в принятии решений в разработке месторождений для инженеров.

ОБУЧЕНИЕ НА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Эффекты от использования моделей машинного обучения на базе информации о работе скважин на нефтегазовом месторождении, а также физических моделях включают увеличение производительности и эффективности процесса добычи [6]. Более точные прогнозы объемов добычи нефти и газа, а также оптимальные параметры добычи позволяют компаниям более эффективно управлять ресурсами и принимать обоснованные решения.

На базе информации о работе скважин на месторождении нефти и газа, а также физических моделях можно создать модели машинного обучения для каждого объекта, формируя тем самым базу статистических моделей, которые описывают процессы при разработке месторождения. В разрабатываемом продукте формируются модели притока к скважине, модели скважин, Pressure Volume Temperature (PVT) модели флюида, которые будут доступны инженеру для подбора в качестве аналогов для новых проектов [2, 7, 8].

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ ПОМОЩНИК НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ АКТИВА ПОЗВОЛЯЕТ ИНЖЕНЕРАМ ПРИНИМАТЬ ОБОСНОВАННЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

Кроме того, машинное обучение может использоваться для улучшения безопасности на нефтяных платформах. Применяемые алгоритмы могут анализировать данные, связанные с работой оборудования, и предсказывать возможные аварийные ситуации. Это позволяет операторам быстро реагировать и предотвращать потенциальные аварии. В данной статье описан интеллектуальный помощник, в котором активно применяется машинное обучение для анализа месторождения. В частности, модели МО применяются в создании интегрированного моделирования активов (ИМА), что позволяет повысить

ПОСТРОЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ АКТИВА

Разработанный интеллектуальный помощник для специалиста включает в себя модули, которые как напрямую, так и косвенно оказывают влияние на принятие решения инженером. Составляющие продукта имеют информативную, аналитическую и прогнозную способность к решениям поставленных задач. Основными блоками, которые можно выделить в проекте, являются:

- база метамоделей (модели машинного обучения, построенная на результатах расчетов физико-математических моделей [6]). Все сформированные метамодели собираются в единую базу с информацией об объекте для возможности повторного использования в прогнозных расчетах;
- построение ИМА нового/существующего месторождения осуществляется на основе выбора метамоделей компонент из базы метамоделей (МетаИМА) для каждого объекта моделирования по значениям характерных ему параметров и корректировкой известными данными;
- рекомендация по нерегулярной расстановке скважин на базе модели машинного обучения с возможностью рассмотрения системы вместе с Системой сбора и Транспорта (ССиТ);
- регулярная расстановка скважин: предлагаемый алгоритм позволяет производить ускоренные расчеты для поиска наилучшего решения с возможностью рассмотрения системы вместе с наземной инфраструктурой. Оптимизация системы разработки и учет ограничений со стороны системы сбора и транспорта. Ввиду интегрирования ССиТ возможно проводить разного рода ограничения при расчетах: ограничение по объему газа в системе, ограничение добычи, ввод скважин в эксплуатацию и т.д. [9, 10].

Предлагаемая концепция ИМА близка к классическому подходу, однако основные модели-компоненты заменены на модели МО (рис. 1–2).

Проведение прогнозных расчетов добычи месторождения на долгосрочный период с учетом ограничений со стороны системы сбора и транспорта возможно в разных конфигурациях, как с метамоделями притока, так и с физико-математическими моделями пласта. В зависимости от типа актива, его наполненности данными, наличия физико-математических моделей актива решаемые задачи и конфигурация ИМА могут быть разными. Примеры конфигураций моделей представлены в таблице 1.

РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

Проведение многовариантных расчетов для определения оптимальной системы разработки, возможно при быстрых расчетах процессов в пласте с допустимой точностью. В таком случае рассматривается обучение модели МО на гидродинамической модели пласта (ГДМ) или использование в расчетах упрощенной модели пласта [11, 7, 12, 6]. Следовательно, возможно решать задачу оптимизации разработки месторождения



Рис. 1. Классическая интегрированная модель. Составлено авторами
Fig. 1. The classical integrated model. Compiled by the authors

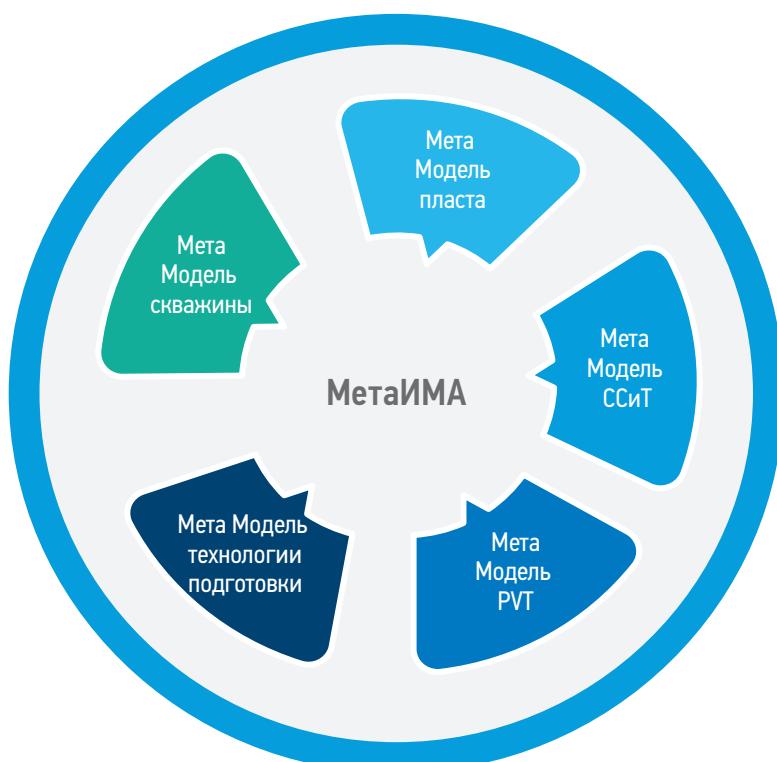


Рис. 2. Концепция интегрированной модели с моделями МО. Составлено авторами
Fig. 2. The concept of an integrated model with MO models. Compiled by the authors

Таблица 1. Конфигурации интегрированных моделей актива в проекте МетАктив
Table 1. Configurations of integrated asset models in the MetActive project

Конфигурация ИМА при наличии физико-математических моделей для актива			
Номер конфигурации	Пласт	Скважина	Система сбора и транспорта (ССиТ) (ЭРА:ИСКРА)
1	Обучение на ГДМ	Обучение на Vertical Flow Performance-таблице (VFP), дообучение на исторических данных	Импорт топологии из ЭРА:ИСКРА / коммерческого ПО
2	Применение упрощенной модели / подбор аналогов	Обучение на физматмодели, дообучение на исторических данных	Импорт топологии ЭРА:ИСКРА / коммерческого ПО
3	Обучение на ГДМ	Обучение на исторических данных / подбор аналогов	Создание модели в ЭРА:ИСКРА / коммерческого ПО
4	Применение упрощенной модели / подбор аналогов	Обучение на исторических данных / подбор аналогов	Создание модели в ЭРА:ИСКРА / коммерческого ПО

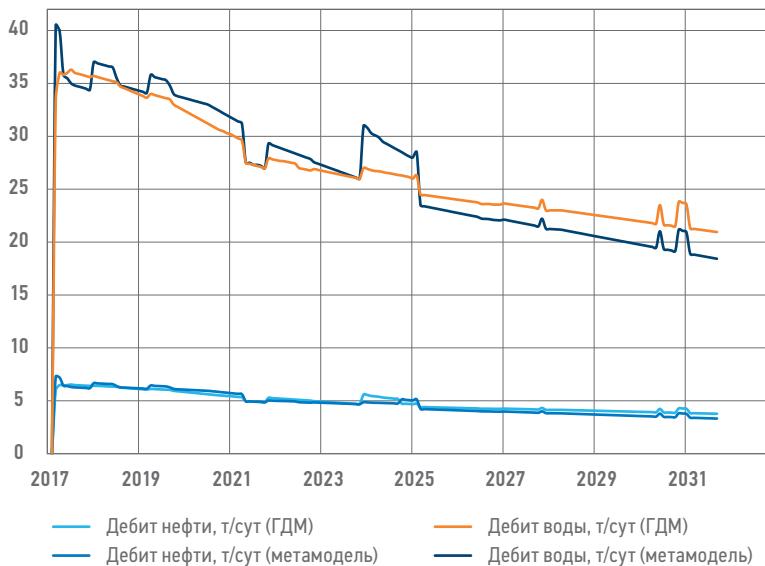


Рис. 3. Сравнение прогнозной способности метамодели пласта и ГДМ по добыче нефти и воды. Составлено авторами

Fig. 3. Comparison of the predictive capacity of the reservoir metamodel and the GDM for oil and water production. Compiled by the authors

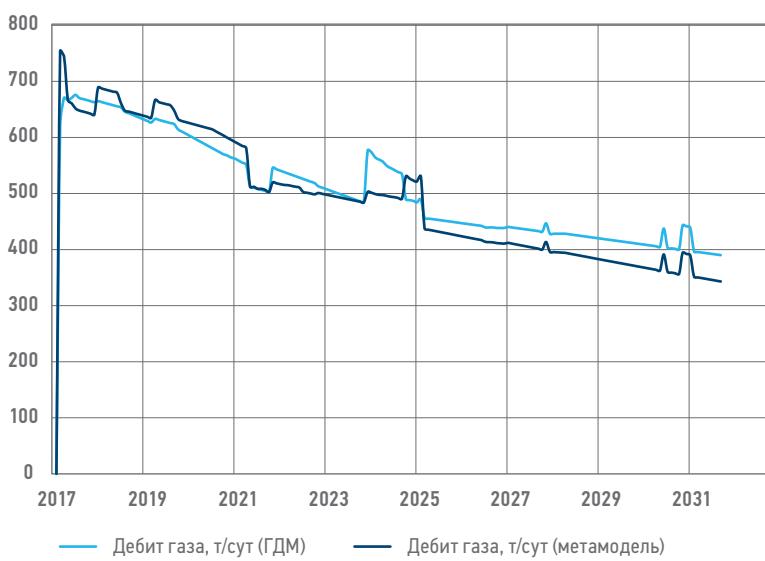


Рис. 4. Сравнение прогнозной способности метамодели пласта и ГДМ по добыче газа. Составлено авторами

Fig. 4. Comparison of the predictive capacity of the reservoir metamodel and GDM for gas production. Compiled by the authors

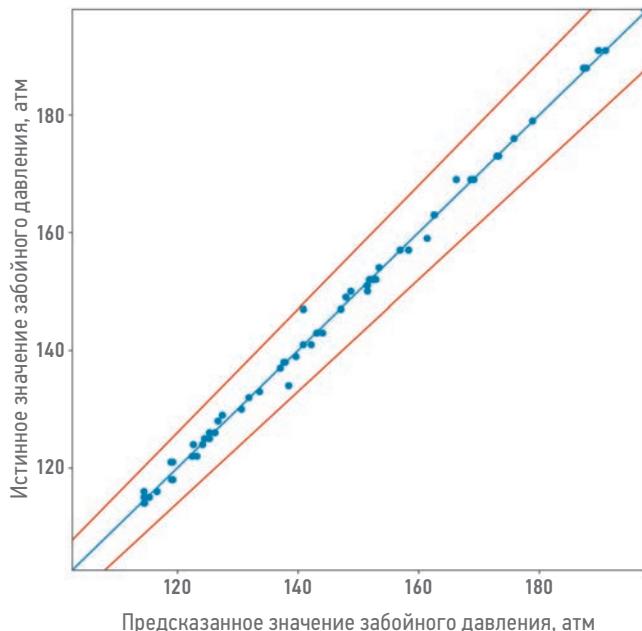
в том числе с учетом ограничений со стороны системы сбора и транспорта: формирование графика бурения скважин, выбор оптимальной сетки добуривания краевых зон, уплотнение сетки скважин, оптимизация системы поддержания пластового давления (ППД), оптимизация системы сбора и транспорта и т.д.

Один из вариантов по построению моделей — это подбор аналогов для новых активов (использование опыта из сформированной базы метамоделей, функционал по подбору моделей аналогов) с целью прогноза и поиска оптимальной системы разработки, типа и режимов работ скважин, графиков ввода, определение оптимальной системы разработки. Данный модуль позволяет инженеру применять статистические модели, в расчетах опираясь на историю объекта. Описывается объект моделями притока к скважине и моделью перепада давлений по стволу скважины.

Подготовка данных для обучения модели притока является достаточно длительной операцией, для которой необходимо иметь физико-математическую модель, однако последующий прогноз модели практически моментальный, что не сравняется с расчетами гидродинамических моделей [11, 7, 12, 6].

Модель скважины не требует технологической информации о данных объекта (длина скважины, диаметр насосно-компрессорных труб, инклинометрия и т.д.) в отличие от классических подходов. Для построения скважины требуется лишь информация об истории добычи, тем самым время на создание модели скважины значительно уменьшается [2, 3].

Результаты тестирования моделей притока и перепада давления по стволу скважины представлены на **рис. 3, 4 и 5, 6** соответственно.

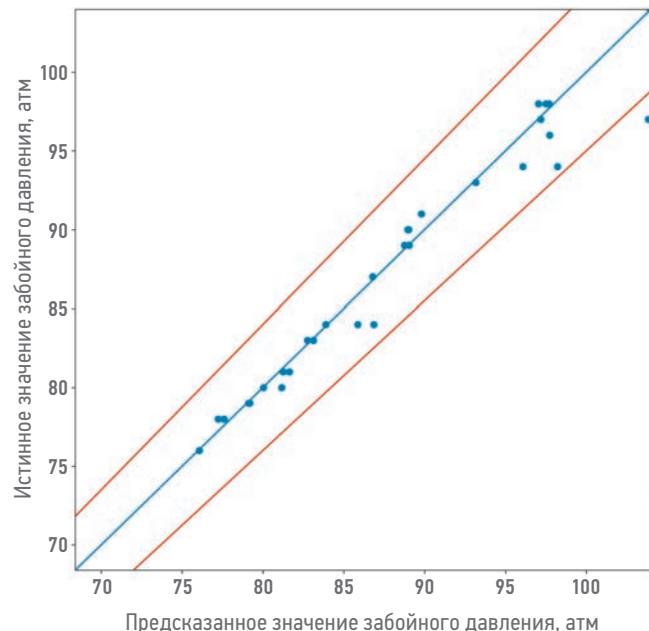


Предсказанное значение забойного давления, атм

Рис. 5. Сравнение фактических значений забойного давления с прогнозными значениями модели МО по скважине №1.

Составлено авторами

Fig. 5. Comparison of the actual values of downhole pressure with the forecast values of the MO model for well No. 1. Compiled by the authors



Предсказанное значение забойного давления, атм

Рис. 6. Сравнение фактических значений забойного давления с прогнозными значениями модели МО по скважине №2.

Составлено авторами

Fig. 6. Comparison of the actual values of downhole pressure with the forecast values of the MO model for well No.2. Compiled by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, инженер получает рекомендации по выбору оптимальной разработки актива с использованием небольших вычислительных ресурсов, имея широкий функционал для проверки гипотез, сокращения

неопределенностей и учету ограничений при разработке месторождения нефти и газа. Данная концепция интеллектуального помощника реализуется в рамках технологического проекта МетАктив в соответствии с утвержденным корпоративным стеком технологий Актива Будущего.

Список литературы

1. Печко К.А., Сенъкин И.С., Боярский С.В. Прогнозирование забойного давления для построения VLP кривых при помощи алгоритмов машинного обучения типа "Случайный лес" // Материалы V молодежной конференции «Tatarstan нефро-2021». — Казань, 2021. — С. 185–186.
2. Печко К.А., Сенъкин И.С., Белоногов Е.В. Моделирование скважин методами машинного обучения для задач интегрированного моделирования // PROНефть. Профессионально о нефти. — 2022. — № 7(2) — С. 114–120.
3. Печко К.А., Чупров А.А., Афанасьев А.А., Симонов М.В. Интерполяция пропусков данных технологического режима скважин алгоритмами машинного обучения // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — № 8(3). — С. 163–166. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-3-163-166/>
4. Zotkin O., Osokina A., Simonov M., Alla A., Sharifov A. A novel approach to refinement reservoir proxy model using machinelearning techniques // Society of Petroleum Engineers — SPE Annual Caspian Technical Conference 2019. — 2019. <https://doi.org/10.2118/198411-MS>
5. Pechko K.A., Brovin N.M., Senkin I.S., Belonogov E.V. Acceleration of Calculations of Integrated Fields Using Machine Learning Methods // EAGE Digital Innovation for a Sustainable Future. — 2022. <https://doi.org/10.3997/22144609.202272025>
6. Temirchev P., Kostoev R., Burnaev E., Oseledets I., Koroteev D., Simonov M., Akhmetov A., Margarit A., Sitnikov A. Deep neural networks predicting oil movement in a development unit // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2020. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106513>
7. Illarionov E., Temirchev P., Voloskov D., Gubanova A., Koroteev D., Simonov M., Akhmetov A., Margarit A. 3D reservoir model history matching based on machine learning technology // Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020. — 2020. <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/2-20RPTC/D023S012R001/450247>
8. Pechko K.A., Afanasev A.A., Simonov M.V. Application of Machine Learning in Integrated Modeling of the Oil and Gas Fields // Third EAGE Digitalization Conference and Exhibition. — 2023. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202332061>
9. Бровин Н.М., Печко К.А., Сенъкин И.С., Белоногов Е.В., Симонов М.В. Совершенствование алгоритма оптимизации графика ввода в эксплуатацию добывающих скважин на интегрированной модели // Сборник материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель», Геленджик. — 2022. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49880168&pff=1>
10. Еремеев Д.М., Рязанов А.А., Сагиров А.А., Титов И.В., Сарапулов Н.П., Кадочников Д.Д., Афанасьев А.А., Сенъкин И.С. Разработка инструмента по подбору опций оптимизации эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения на основе интегрированной модели актива // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — № 8(1). — С. 177–187.
11. Illarionov E., Temirchev P., Voloskov D., Kostoev R., Simonov M., Pisarenko D., Orlov D., Koroteev D. End-to-end neural network approach to 3D reservoir simulation and adaptation // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2022. — Vol. 208. — P. 109332.

- 12.** Temirchev P, Gubanova A, Kostoev R, Gryzlov A, Voloskov D, Koroteev D, Simonov M, Akhmetov A, Margarit A, Ershov A. Reduced order reservoir simulation with neural-network based hybrid model // Reduced order reservoir simulation with neural-network based hybrid model. — 2020. <https://onepetro.org/SUPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/3-19RPTC/D033S018R004/219117>

References

1. Pechko K.A., Senkin I.S., Boyarsky S.V. Forecasting bottomhole pressure for constructing VLP curves using machine learning algorithms of the "Random Forest" type // Proceedings of the V youth conference «Tatarstan upexpro-2021». Kazan. 2021, pp. 185–186.
2. Pechko K.A., Senkin I.S., Belonogov E.V. Well modeling using machine learning methods for integrated modeling tasks // PROOf. Professionally about oil. 2022, no. 7(2), pp. 114–120.
3. Pechko K.A., Chuprov A.A., Afanasyev A.A., Simonov M.V. Interpolation of well process mode data gaps using machine learning algorithms // PRONEFT. Professionally about oil. 2023, no. 8(3), pp. 163–166. <https://doi.org/10.51890/2587-73992023-8-3-163-166>
4. Zotkin O., Osokina A., Simonov M., Alla A., Sharifov A. A novel approach to refining reservoir proxy model using machine-learning techniques // Society of Petroleum Engineers — SPE Annual Caspian Technical Conference 2019. 2019. <https://doi.org/10.2118/198411-MS>
5. Pechko K.A., Brovin N.M., Senkin I.S., Belonogov E.V. Acceleration of Calculations of Integrated Fields Using Machine Learning Methods // EAGE Digital Innovation for a Sustainable Future. 2022. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202272025>
6. Temirchev P., Kostoev R., Burnaev E., Oseledets I., Koroteev D., Simonov M., Akhmetov A., Margarit A., Sitnikov A. Deep neural networks predicting oil movement in a development unit // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106513>
7. Illarionov E., Temirchev P., Voloskov D., Gubanova A., Koroteev D., Simonov M., Akhmetov A., Margarit A. 3D reservoir model history matching based on machine learning technology // Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020. — 2020. <https://onepetro.org/SUPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/2-20RPTC/D023S012R001/450247>
8. Pechko K.A., Afanasev A.A., Simonov M.V. Application of Machine Learning in Integrated Modeling of the Oil and Gas Fields // Third EAGE Digitalization Conference and Exhibition. 2023. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202332061>
9. Brovin N.M., Pechko K.A., Senkin I.S., Belonogov E.B., Simonov M.V. Improving the Algorithm for Optimizing the Commissioning Schedule of Production Wells Based on an Integrated Model // Collection of Materials of the 24th Scientific and Practical Conference on Geological Exploration and Development of Oil and Gas Fields «Geomodel». Gelendzhik. — 2022. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49880168&pff=1>
10. Eremeev D.M., Ryazanov A.A., Sagirov A.A., Titov I.V., Sarapulov N.P., Kadocznikov D.D., Afanasyev A.A., Senkin I.S. Development of a Tool for Selecting Options for Optimizing the Operation of an Oil and Gas Condensate Field Based on an Integrated Asset Model // PRONEFT. Professionally about Oil. 2023, no. 8(1), pp. 177–187.
11. Illarionov E., Temirchev P., Voloskov D., Kostoev R., Simonov M., Pisarenko D., Orlov D., Koroteev D. End-to-end neural network approach to 3D reservoir simulation and adaptation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022, no. 208, p. 109332.
12. Temirchev P., Gubanova A., Kostoev R., Gryzlov A., Voloskov D., Koroteev D., Simonov M., Akhmetov A., Margarit A., Ershov A. Reduced order reservoir simulation with neural-network based hybrid model // Reduced order reservoir simulation with neural-network based hybrid model. 2020. <https://onepetro.org/SUPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/319RPTC/D033S018R004/219117>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Афанасьев — организовал и координировал работы в части создания интегрированной модели актива, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, выполнила литературно-патентную обработку материалов.

М.В. Симонов — оказал экспертную поддержку в разработке моделирования модели пласта методами машинного обучения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

К.А. Печко — разработал методы и алгоритмы прогноза перепада давления в трубах, принял участие в разработке модели пласта и интеграции математических моделей, подготовил текст статьи.

Н.М. Бровин — разработал методы и алгоритмы прогноза перепада давления в скважине, оказывал поддержку при разработке интегратора моделей.

С.П. Бажуков — разработал методы и алгоритмы прогноза перепада давления в скважине, оказывал поддержку при разработке модели пласта.

В.В. Ким — принял участие в разработке математической модели гидравлики и модели PVT, занимался обработкой данных и полученных результатов.

Aleksandr A. Afanasyev — organized and coordinated the work on the creation of an integrated asset model, developed the concept of the article, prepared the text of the article, performed literary and patent processing of materials.

Maksim V. Simonov — provided expert support in the development of modeling the reservoir model using machine learning methods, finally approved the published version of the article.

Konstantin A. Pechko — developed methods and algorithms He took part in the development of a reservoir model and the integration of mathematical models, prepared the text of the article.

Nikolay M. Brovin — developed methods and algorithms for predicting pressure drop in the well, provided support in the development of the model integrator.

Sergey P. Bazhukov — developed methods and algorithms for predicting pressure drop in the well, provided support in the development of a reservoir model.

Vyacheslav V. Kim — participated in the development of a mathematical model of hydraulics and a PVT model, was engaged in processing of the data and the results obtained.

В.Р. Колесникова — приняла участие в разработке математических моделей скважин, участвовала в анализе результатов.

Valeriiia R. Kolesnikova — took part in the development of mathematical models of wells, participated in the analysis of the results.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Андриянович Афанасьев* — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Константин Анатольевич Печко — главный специалист, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Николай Михайлович Бровин — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Сергей Павлович Бажуков — специалист, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Вячеслав Владиславович Ким — ведущий специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Валерия Романовна Колесникова — специалист, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Alexander A. Afanasyev* — Chief specialist, Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Maxim V. Simonov — Head of the Center, Gazprom neft company group

Konstantin A. Pechko — Chief specialist, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University

Nikolay M. Brovin — Chief specialist, Gazprom neft company group

Sergey P. Bazhukov — Specialist, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University

Vyacheslav V. Kim — Leading specialist, Gazprom neft company group

Valeria R. Kolesnikova — Specialist, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

МОДИФИЦИРОВАННАЯ КАРТА ОБВОДНЕННОСТИ КАК ИНСТРУМЕНТ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗА НА ОБЪЕКТАХ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

© Коллектив авторов,
2024



Г.Н. Воробьева^{1,*}, Р.Р. Бурганов⁴, Р.А. Рыбаков¹, С.С. Остапчук², М.С. Космачева¹,
И.А. Переплеткин^{1,3}

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, Москва

³Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

⁴Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Ачимовские отложения характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и залегают в виде крупных площадных линзовидных тел сложного строения, что требует применения особых инструментов разработки для получения экономически привлекательного результата. Как правило, к таким инструментам относится бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП).

Цель. Реализация дополнительного инструмента анализа разработки, позволяющего снизить неопределенности, связанные с запускной обводненностью и насыщением коллектора в районе бурения новых скважин, а также оптимизировать время принятия решения при выборе скважин-кандидатов для полномасштабных гидродинамических расчетов и анализа.

Материалы и методы. В статье предлагается методика построения карты обводненности, основанная на применении функция Баклея — Леверетта в гидродинамической модели. В основе методики используется адаптация гидродинамической модели к истории работы 89 скважин и применение фильтра, учитывающего распространение трещин ГРП. Предлагается применение данной карты в матрице экономической эффективности, построенной с учетом финансово-экономической модели с актуальными макропараметрами.

Результаты. Прогнозная обводненность новых скважин по модифицированной карте обводненности при должном уровне адаптации гидродинамической модели показала высокий процент сходимости с фактическими запускными показателями, что делает применение предлагаемой методики в качестве инструмента анализа и выработки стратегии разработки объектов, имеющих неопределенности, связанные с достаточно эффективной оценкой насыщения коллектора, весьма перспективным.

Заключение. Применение модифицированной карты обводненности является полезным инструментом анализа разработки, позволяющим повысить степень уверенности в рентабельности потенциальной скважины-кандидата. Применение матрицы экономической эффективности позволяет провести дополнительное ранжирование проектного фонда, оптимизировать процесс оценки скважин-кандидатов по временным затратам.

Ключевые слова: разработка месторождений нефти; ачимовская толща; функция Баклея — Леверетта; карта обводненности; низкопроницаемый коллектор; оценка рентабельности; ранжирование скважин-кандидатов

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Воробьева Г.Н., Бурганов Р.Р., Рыбаков Р.А., Остапчук С.С., Космачева М.С., Переплеткин И.А. Модифицированная карта обводненности как инструмент анализа и прогноза на объектах ачимовской толщи. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):50–61. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-50-61>

Статья поступила в редакцию 25.04.2024

Принята к публикации 18.05.2024

Опубликована 30.09.2024

WATER CUT MAP USING AS AN ADDITIONAL INFORMATION FOR DEVELOPMENT ANALYSIS OF
THE ACHIMOV FORMATION

Guzel N. Vorobyeva^{1,*}, Rem R. Burganov⁴, Roman A. Rybakov¹, Sofia S. Ostapchuk²,
Maria S. Kosmacheva¹, Ivan A. Perepletkin^{1,3}

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

³Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

⁴Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Achimov deposits are characterized by low filtration properties, that require special tools development to obtain an economically attractive result. In particular, such tools include drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing.

Aim. The aim is to develop a modified water cut map considering the fractional flow model as a tool for analyzing and development strategy modification of Achimov deposits in order to reduce uncertainties associated with run-in water cut and reservoir saturation.

Materials and methods. Water cut map construction technique based on Leverett J-function within simulation model is presented. History matching of model to 89 wells as well as filter usage considering hydraulic fractures' spreading is a center point of described method. Water cut map is assumed to be appeared into the economic efficiency matrix based on finance & economic model with actual macroparameters.

Results. The estimated water content of new wells according to the water content map at the proper level and dynamic model history match showed a high percentage of convergence with the actual launch indicators, which makes the use of the technique as a perspective tool for appropriate development strategy application for object associated with reservoir saturation assessment uncertainties.

Conclusion. The use of a water cut map is a perspective useful tool for analyzing development, which reduces the uncertainties associated with water cut beginning and reservoir saturation in general within the area new wells planning. The use of the economic efficiency matrix allows ranking of the project wells, optimizing the process of evaluating by time costs.

Keywords: oil fields development; Achimov formation; Buckley — Leverett function; water cut map; low-permeability reservoir; profitability assessment; ranking of candidate wells

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

For citation: Vorobyeva G.N., Burganov R.R., Rybakov R.A., Ostapchuk S.S., Kosmacheva M.S., Perepletkin I.A. Water cut map using as an additional information for development analysis of the Achimov formation. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):50–61. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-50-61>

Manuscript received 25.04.2024

Accepted 18.05.2024

Published 30.09.2024

ТЕОРИЯ

Запасы углеводородов (УВ), сосредоточенные в ачимовских отложениях, в настоящее время относятся к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ) [1]. Залежи УВ ачимовской толщи встречаются почти по всей Западной Сибири, а их геологические и геомеханические параметры, а также свойства флюидов различаются от региона к региону. Ачимовская толща характеризуется сложным геологическим строением, связанным с особенностями формирования, для них свойственна интерференционная картина на сейсмических данных, что затрудняет геометризацию по площади перспективных объектов [2–4]. Учитывая низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов этой толщи, а также геометризацию природных тел в виде крупных площадных линзовидных тел сложного строения, разработка залежей в таких объектах требует применения особых инструментов разработки для получения экономически привлекательного результата. В частности, к таким инструментам относится бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) [5].

Помимо этого, для ачимовских отложений, как правило, характерны высокая расчленённость, аномально высокое пластовое давление (АВПД), литологическая неоднородность [6]. Из-за площадного линзовидного строения ачимовских тел (в виде крупных макрорезервуаров) часто имеет место

вариативность насыщения углеводородами разных частей конусов выноса в пределах одного тела, а также в различных лопастях (микролинзах), расположенных в пределах одного и того же конуса выноса [7].

Сложность и возможная фациальная вариативность отложений такой природы и систем осадконакопления обширна [8]. В работе использован теоретический аналог осадконакопления глубоководных конусов выноса представленный на **рис. 1**.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОЙ КАРТЫ ОБВОДНЕННОСТИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ПЕРСПЕКТИВНЫМ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ И ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С ЗАПУСКНОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ И НАСЫЩЕНИЕМ КОЛЛЕКТОРА В РАЙОНЕ БУРЕНИЯ НОВЫХ СКВАЖИН.

На RGB-слайсах (**рис. 2**) района работ выделяются следующие фациальные зоны: шельф (бары и прорезающие их каньоны), непротяженная склоновая часть — система подводящих и распределительных каналов (A, B, C, D) конуса выноса с разветвленными лопастями (E). В пределах границ рассматриваемой территории в ачимовской толще выделяются проксимальная и медиальная части лопасти (дистальная часть находится за границей участка работ). Контуры конусов выноса и лопастей концептуально продлены на запад.

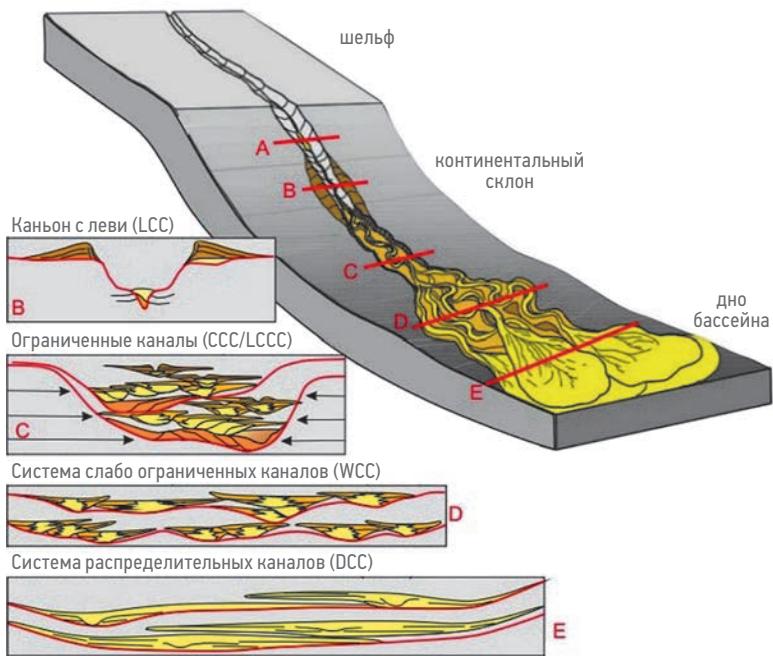


Рис. 1. Концептуальная модель опесчаненного конуса выноса [9]
 Fig. 1. Conceptual model of sand submarine fan [9]

В двух рассматриваемых телах (Ач1 и Ач2) выделяются отдельные конуса выноса с множеством лопастей (рис. 2, б), в большинстве из которых располагается хотя бы одна работающая (или испытываемая) скважина (рис. 2, в). Оранжевыми линиями на рисунках показаны скважины, работающие или испытываемые в данном пласте (как наклонно-направленные, так и горизонтальные), розовым цветом показаны трещины гидравлического разрыва пласта (ГРП). Помимо геологических неопределенностей существуют технологические сложности разработки таких объектов, такие как: значительный темп падения отбора нефти, слабая эффективность/неэффективность системы поддержания пластового давления (ППД), высокая начальная обводненность скважин, низкие дебиты без применения методов интенсификации нефтедобычи [10, 11]. К тому же низкопроницаемые коллекторы характеризуются значительной мощностью переходной зоны. Стабильно высокие значения обводненности притоков из ачимовских отложений могут быть частично обусловлены именно данным фактором.

ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ ОБВОДНЕННОСТИ

При планировании бурения нового добывающего фонда инженерами-разработчиками обычно используется карта текущих нефтенасыщенных толщин, дающая представление о распространении запасов

нефти в резервуаре. Однако карта не всегда дает возможность корректно оценить запускные показатели из-за высокой расчлененности нефтенасыщенных толщин глинистыми прослойками, к тому же в зоне скважины может выделяться значительная мощность переходной зоны, обеспечивающая высокую стартовую обводненность продукции, также слабо учитывается начальная нефтенасыщенность зоны бурения и, как следствие, также возможна высокая обводненность новых скважин. Эти неопределенности часто приводят к значительному расхождению ожидаемых и фактических дебитов нефти новых скважин, влияют на планирование дальнейшей разработки объекта и не позволяют точно прогнозировать накопленную добычу каждой скважины.

В процессе анализа разработки изучаемого объекта установлено, что карта обводненности коррелируется с картой гидропроводности, которая косвенно учитывает качество коллектора и капиллярные силы (рис. 3).

В ходе адаптации гидродинамической модели (ГДМ) залежи ачимовских отложений к истории разработки несколько раз менялись значения проницаемости. Изменение куба адаптированной проницаемости проводилось в соответствии с петрофизическими исследованиями керна (рис. 4) для исключения грубого завышения или занижения коэффициента проницаемости в ГДМ. Также использовались прочие допустимые инструменты адаптации, выполненная адаптация модели удовлетворяет требованиям экспертизы (регламентных документов), временной шаг истории — месяц.

Необходимо отметить, что гидродинамическое моделирование однородных коллекторов со средней и высокой проницаемостью сегодня, как правило, не вызывает особых сложностей, так как на сегодня существует большая база данных, основанная на специальных экспериментах на керне по обоснованию остаточной нефтенасыщенности, относительных фазовых проницаемостей, изменения ФЕС от эффективного давления. Построение ГДМ для коллекторов с проницаемостью менее 2 мД сталкивается с отсутствием экспериментальной базы в требуемом интервале [12].

На описываемой территории в результате адаптации ГДМ средняя проницаемость по нефтенасыщенной зоне в пределах залежи выросла на 15%. Однако около половины фактического фонда было садаптировано с помощью занижения проницаемости в зоне скважин. Скважины, в которых по промысловому-геофизическим исследованиям (ПГИ)

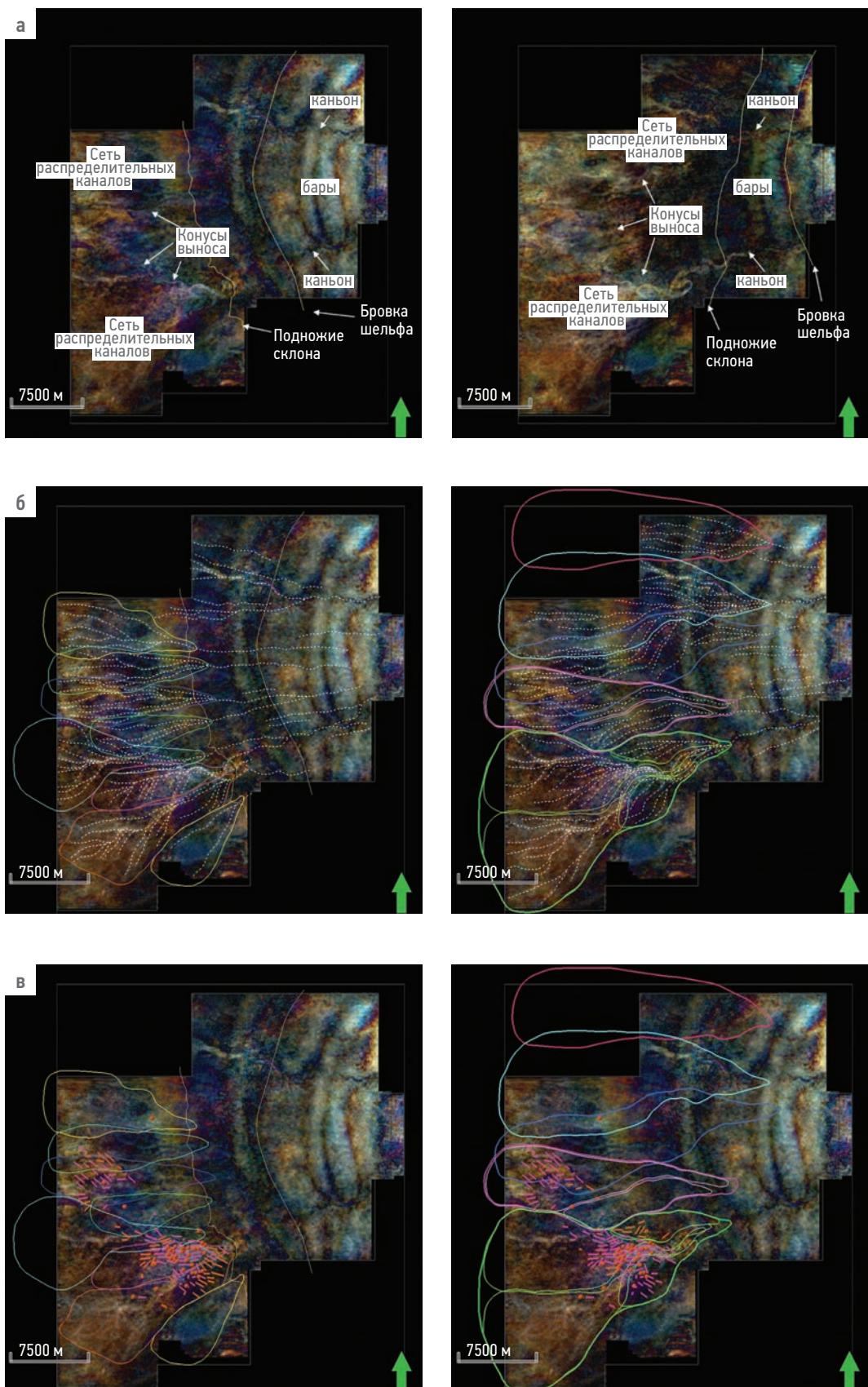


Рис. 2. Срезы по кубу спектральной декомпозиции вдоль отражающего горизонта пласта Ач1 (слева), Ач2 (справа): а) с нанесением структурных элементов на конец формирования клиноцикликита, б) с нанесением контуров каналов и конусов выноса с делением на лопасти, в) с нанесением контуров лопастей и скважин.

Составлено авторами

Fig. 2. Slices along the cube of spectral decomposition along the reflecting horizon of the formation Ach1 (left), Ach2 (right): a) with structural elements at the end of the clinocyclite formation, 6) with contours of channels & fans with division into blades, в) with contours of blades and wells. Created by the authors

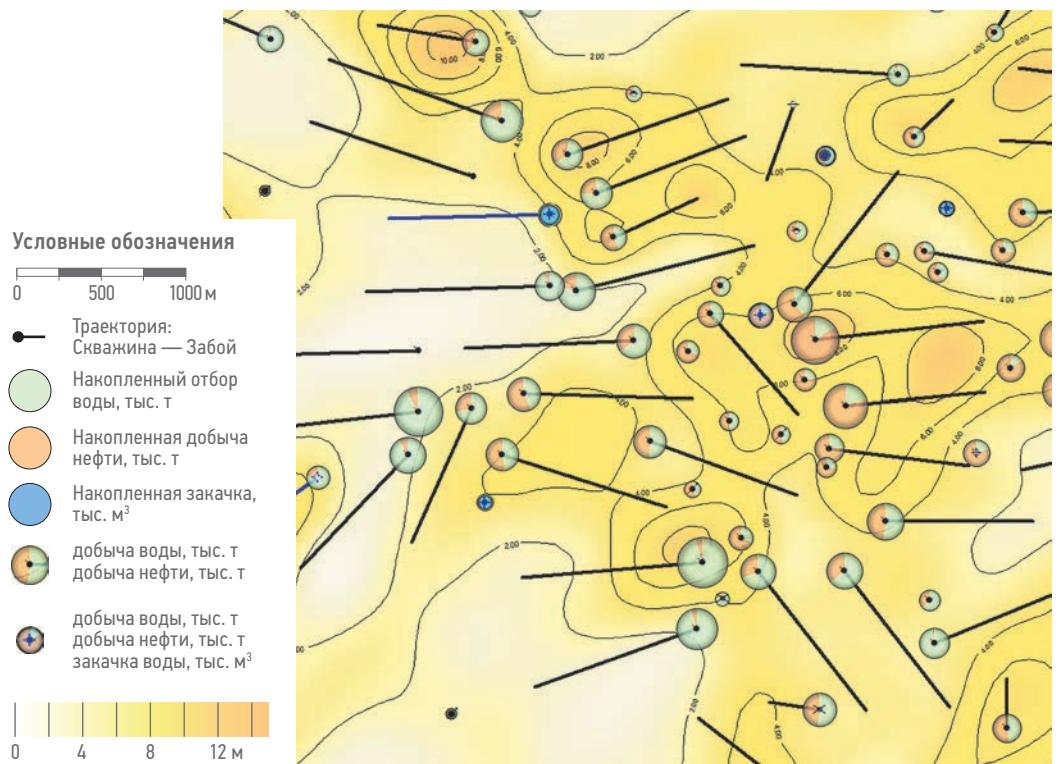


Рис. 3. Карта гидропроводности. Составлено авторами
Fig. 3. Conductivity map. Created by authors

отмечались заколонные перетоки, негерметичность эксплуатационной колонны, а также работа на два пласта без разделения продукции, адаптировались интерполяцией проницаемости от скважин без технических нарушений.

Для адаптации насыщения модели водой изменялась проницаемость в районе скважин и интерполировалась на соседние ячейки методом обратных взвешенных расстояний, что изменяло связанную водонасыщенность, которая по исследованиям керна имеет зависимость (1):

$$S_W = 0,4424 \cdot K_{\text{пр}}^{0,175}, \quad (1)$$

где S_W — связанная водонасыщенность, д.ед.; $K_{\text{пр}}$ — абсолютная проницаемость, мкм^2 .

Изменения проницаемости влияло и на начальную водонасыщенность, так как в гидродинамической модели при построении куба насыщенности использовалась J-функция Леверетта, представляющая собой функцию насыщения коллектора водой и описывающая капиллярное давление (рис. 5) [13]. Метод основан на роли капиллярных сил при установлении равновесия и движении жидкостей в пористых средах. Данный подход позволяет на основании результатов капиллярметрических исследований кернового материала прогнозировать нефтенасыщенность там, где отсутствуют скважины. Хорошее совпадение с результатами расчета нефтенасыщенности по общепринятой методике Арчи-Дахнова подтверждает применимость предлагаемой методики.

Распределение водонасыщенности по пласту неравномерно: на одном и том же уровне водонасыщенность меньше в высокопроницаемых и больше в малопроницаемых породах. Для каждого образца керна из одного и того же пласта-коллектора получают в общем случае разные кривые капиллярного давления. J-функция позволяет учесть влияние свойств пород и жидкостей и свести

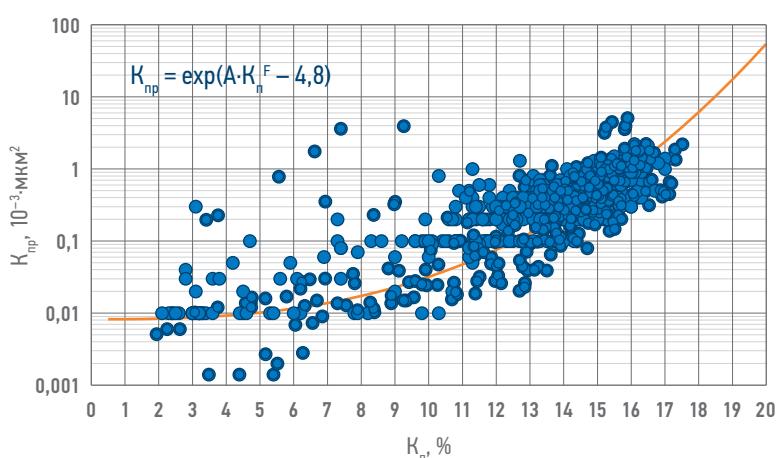


Рис. 4. Зависимость проницаемости от пористости по керновым данным.
Составлено авторами
Fig. 4. Porosity-permeability crossplot by core data. Created by authors

данные о зависимости капиллярного давления от насыщенности в единую зависимость [14]. Согласно формуле (2) J-функция равна:

$$J = P_k \cdot \frac{\left(\frac{K_{np}}{K_n}\right)^{\frac{1}{2}}}{\sigma \cdot \cos \theta}, \quad (2)$$

где P_k — капиллярное давление, Па, σ — межфазное поверхностное натяжение, Н/м, θ — угол смачивания.

Кроме изменения проницаемости, влияющей на параметры, описанные выше, при адаптации ГДМ на фактическую добывчу пересмотрена фазовая проницаемость по воде при остаточной нефти в сторону увеличения. Используя описанные выше методы, удалось добиться качественной адаптации накопленных показателей, обводненности и пластового давления по объекту (рис. 6–8).

Расхождение рассчитанной и исторической накопленной жидкости в основном связано с наличием скважин с техническими нарушениями, подтвержденными данными ПГИ, низкой достоверностью данных замеров показателей работы в ряде случаев и не превышает допустимых значений расхождений согласно регламентным документам.

В основе карты обводненности лежит функция Баклея — Леверетта, которая характеризует полноту вытеснения и характер распределения насыщенности по пласту.

$$F(s) = \frac{\left(\frac{k_n}{\mu_n}\right)}{\left(\frac{k_n}{\mu_n} + \frac{k_b}{\mu_b}\right)}, \quad (3)$$

где k_n и k_b — относительные фазовые проницаемости нефти и воды; μ_n и μ_b — вязкость нефти и воды.

Для повышения точности построения и степени уверенности в прогнозной силе карта требовала модификации, а именно: применялся фильтр, настроенный непосредственно в 3D ГДМ и примененный к зоне пласта, охваченной воздействием. Построение фильтра проводилось по проводке скважин и трещинам ГРП, а также кровле/подошве коллектора в случае, если по инженерным отчетам ГРП трещина проникла выше/ниже продуктивного пласта (рис. 9 и 10). С помощью данного фильтра отсекается зона залежи, которая ввиду низкой проницаемости и большого количества глинистых перемычек не подвергается дренированию. Отсечение данных ячеек в гидродинамической модели позволяет более точно строить карту обводненности, т.к. отсекается зона залежи, которая не участвует во флюидодинамических процессах. При построении карты обводненности проводился

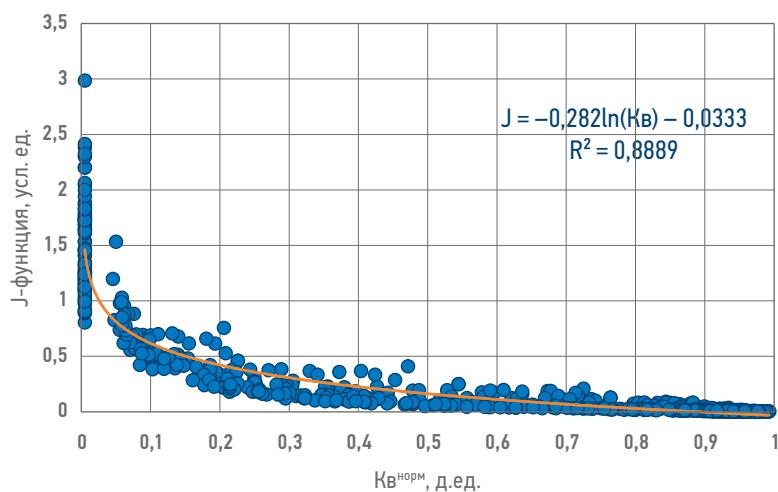


Рис. 5. J-функция. Составлено авторами
Fig. 5. J-function. Created by the authors

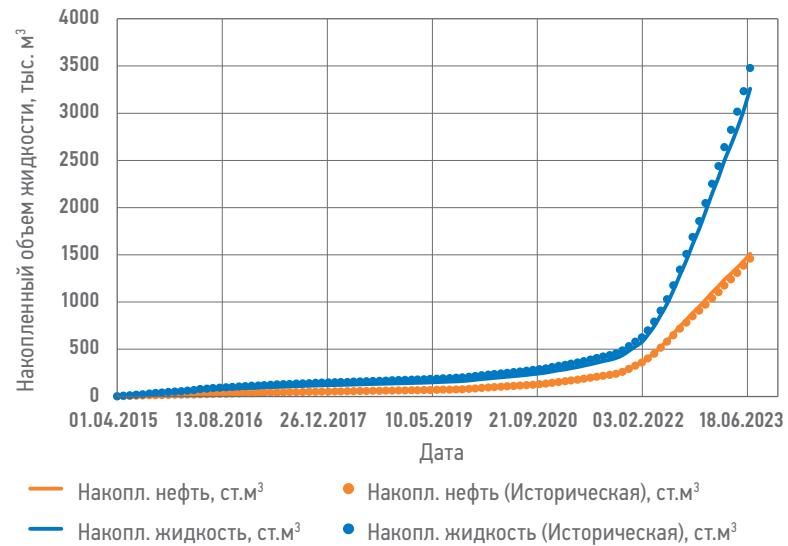


Рис. 6. Динамика накопленной добычи. Составлено авторами
Fig. 6. Accumulated oil production dynamics. Compiled by the authors



Рис. 7. Динамика обводненности. Составлено авторами
Fig. 7. Water cut dynamics. Created by the authors



Рис. 8. Динамика пластового давления. Составлено авторами
Fig. 8. Reservoir pressure dynamics. Created by the authors

анализ промысло-геофизических исследований для определения скважин с заколонными перетоками, негерметичностью эксплуатационной колонны и т.д. Использование данных ПГИ позволяет не занижать зону для фактических скважин с хорошими ФЕС и возможной высокой нефтенасыщенностью из-за высокой обводненности скважин, связанной с технологическими проблемами. На карту обводненности залежи в 3D ГДМ также проецируется начальное и текущее

положение внешнего и внутреннего контуров водоносности, так как при построении карты учитывается водоносность, изменяющаяся в течение периода разработки. В качестве используемого в построении алгоритма применялась конвергентная интерполяция. Построение карты производится в изолиниях обводненности в долях единицы.

Как видно из формулы (3), инструменты для адаптации ГДМ напрямую влияли на функцию Баклея — Леверетта. Полученная зависимость функции от относительных проницаемостей и вязкостей нефти и воды строится с учетом фильтра в виде куба в модели и в дальнейшем перестраивается в виде карты средних величин. Кarta на рис. 11 отражает модель фракционного потока, в котором отображается доля воды от общего потока подвижной фазы в определенном месте.

Для проверки модифицированной карты обводненности, построенной на адаптированной 3D ГДМ, проведено сравнение запуска и работы скважин фактического фонда и предполагаемых значений по карте обводненности (ретроспективный расчет). Согласно полученным результатам фактические значения для более чем 86% скважин, запущенных после даты построения карты обводненности, совпали со значениями

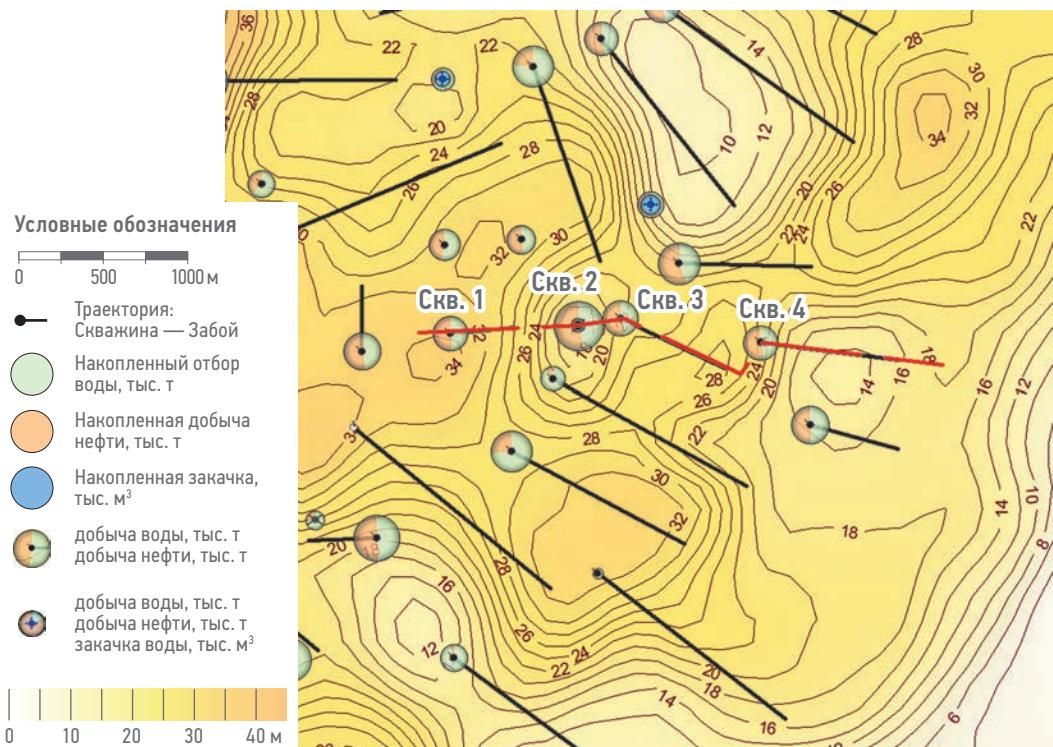


Рис. 9. Карта нефтенасыщенных толщин с учетом фильтра по трещинам ГРП. Красной линией обозначен профиль разреза. Составлено авторами
Fig. 9. Net pay thickness map considering the fracturing filter. The red line indicates the profile of the incision. Created by the authors

карты обводненности в рамках доверительного интервала (20%) (рис. 12).

МАТРИЦА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для первичной оценки рентабельности проектных скважин предлагается использовать матрицу экономической эффективности [15]. Предварительно оценивается коэффициент продуктивности фактических (соседних) скважин района потенциального бурения с анализом нефтенасыщенных толщин, эффективной проницаемости и работы портов ГРП, а также карта обводненности, полученная по описанной ранее методике. Так, статистический анализ проведенных МГРП на объекте исследования показал, что полу-длина трещины в среднем составляет 130 м, масса проппанта на стадию — 90 т, проницаемость трещины 300 мкм².

С учетом различной возможной стартовой обводненностью новых скважин составляется матрица экономической эффективности. В ее основе используется действующая финансово-экономическая модель (ФЭМ), в которую заложены актуальные макропараметры: цена реализации нефти, налог на добчу полезных ископаемых (НДПИ), учтены налоговые льготы, ставка дисконтирования, капитальные (CAPEX) и операционные затраты (ОРЕХ) и прочие [11]. В ФЭМ закладывались типовые профили единичной скважины (запускные параметры, темп падения, прогноз падения

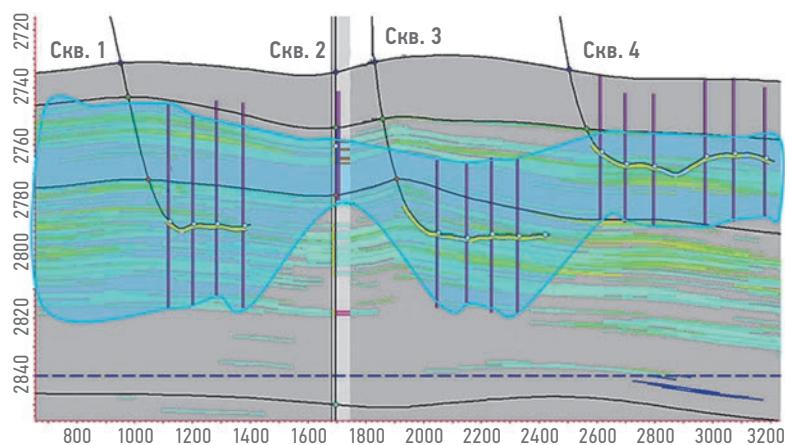


Рис. 10. Разрез вдоль скважин с условным обозначением зоны применения фильтра. Составлено авторами

Fig. 10. A section along the wells with a conditional designation of the filter application area. Created by the authors

добычи из ГДМ), многовариантные расчеты проводились в диапазоне по стартовому дебиту нефти от 10 т/сут до 100 т/сут и стартовой обводненности от 20 до 90%, что полностью охватывает диапазон работы фактических скважин месторождения. Полученные значения чистой приведенной прибыли (NPV) и индекса рентабельности инвестиций (PI) сводились в общую матрицу экономической эффективности (табл. 1).

Далее для любой новой проектной скважины достаточно принять коэффициент продуктивности по ней соответствующим коэффициенту соседних фактических скважин, что позволит оценить ожидаемый дебит жидкости

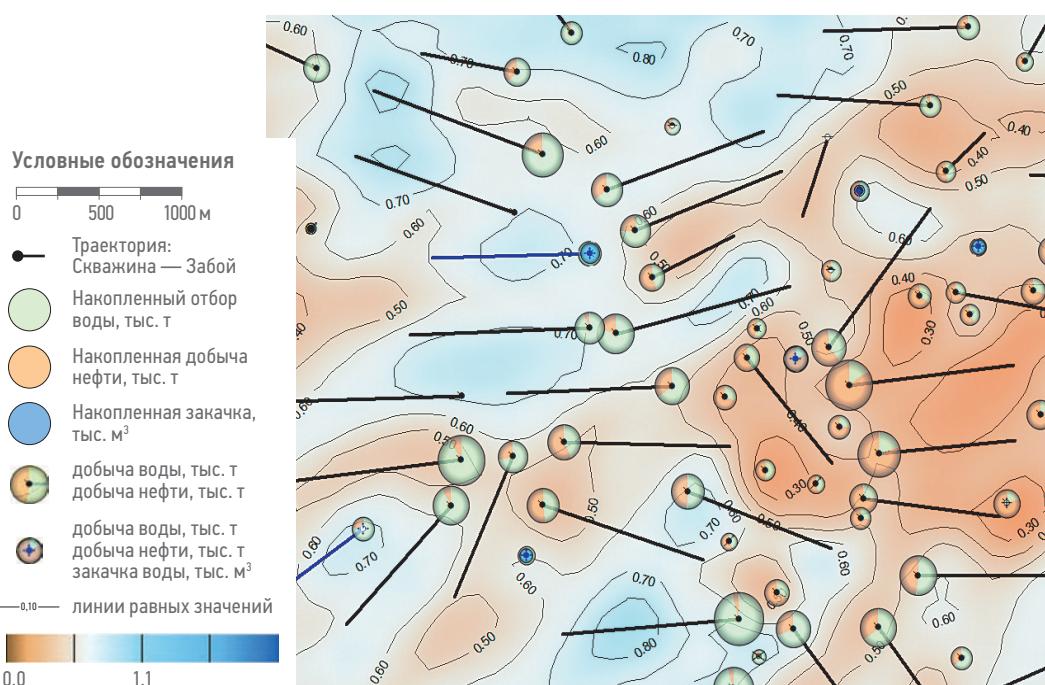


Рис. 11. Карта обводненности. Составлено авторами

Таблица 1. Матрица экономической эффективности
Table 1. Economic efficiency matrix

% воды	Дебит нефти, т/сут									
	10		20		30		40		50	
	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.
90	119	-216447	237	-150716	356	-84984	474	-19252	593	46480
80	59	-211776	119	-141372	178	-70969	237	-566	297	69838
70	40	-210219	79	-138258	119	-66297	158	5663	198	77624
60	30	-209440	59	-136701	89	-63961	119	8778	148	81517
50	24	-208973	47	-135766	71	-62560	95	10646	119	83853
40	20	-208661	40	-135143	59	-61626	79	11892	99	85410
30	17	-208439	34	-134699	51	-60958	68	12782	85	86522
20	15	-208272	30	-134365	44	-60458	59	13449	74	87357
% воды	Дебит нефти, т/сут									
	60		70		80		90		100	
	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.	qж, м ³ /сут	NPV, тыс. руб.
90	712	112211	830	177943	949	243675	1068	309406	1186	375138
80	356	140241	415	210645	474	281048	534	351451	593	421855
70	237	149585	277	221545	316	293506	356	365466	395	437427
60	178	154256	208	226996	237	299735	267	372474	297	445213
50	142	157059	166	230266	190	303472	214	376678	237	449885
40	119	158928	138	232446	158	305964	178	379481	198	452999
30	102	160263	119	234003	136	307743	153	381484	169	455224
20	89	161264	104	235171	119	309078	133	382985	148	456892
% воды	Дебит нефти, т/сут									
	10		20		30		40		50	
	qж, м ³ /сут	PI								
90	119	0,251	237	0,478	356	0,706	474	0,933	593	1,161
80	59	0,267	119	0,51	178	0,754	237	0,998	297	1,242
70	40	0,272	79	0,521	119	0,77	158	1,02	198	1,269
60	30	0,275	59	0,527	89	0,779	119	1,03	148	1,282
50	24	0,276	47	0,53	71	0,783	95	1,037	119	1,29
40	20	0,277	40	0,532	59	0,787	79	1,041	99	1,296
30	17	0,278	34	0,534	51	0,789	68	1,044	85	1,3
20	15	0,279	30	0,535	44	0,791	59	1,047	74	1,302
% воды	Дебит нефти, т/сут									
	60		70		80		90		100	
	qж, м ³ /сут	PI								
90	712	1,389	830	1,616	949	1,844	1068	2,071	1186	2,299
80	356	1,486	415	1,729	474	1,973	534	2,217	593	2,461
70	237	1,518	277	1,767	316	2,016	356	2,265	395	2,515
60	178	1,534	208	1,786	237	2,038	267	2,29	297	2,542
50	142	1,544	166	1,797	190	2,051	214	2,304	237	2,558
40	119	1,55	138	1,805	158	2,059	178	2,314	198	2,569
30	102	1,555	119	1,81	136	2,066	153	2,321	169	2,576
20	89	1,558	104	1,814	119	2,07	133	2,326	148	2,582

Примечание: Приведенные данные являются синтетически-расчетными на ФЭМ.
Note: Synthetic calculations based on finance & economic model.

и прогнозную обводненность согласно имеющейся карте обводненности, чтобы оценить ее экономическую привлекательность и от ранжировать скважины-кандидаты без проведения полномасштабных гидродинамических расчетов и больших временных затрат.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение модифицированной карты обводненности ачимовских отложений является дополнительным инструментом анализа разработки и позволяет снизить неопределенности, связанные с запускной обводненностью и насыщением коллектора в районе бурения новых скважин. Предполагаемая обводненность новых скважин по карте обводненности при должном уровне адаптации ГДМ показала высокий процент сходимости с фактическими запускными показателями, что делает применение методики в качестве инструмента анализа и выработки стратегии разработки объектов, имеющих неопределенности, связанные с оценкой насыщения коллектора, достаточно перспективной. Применение матрицы экономической

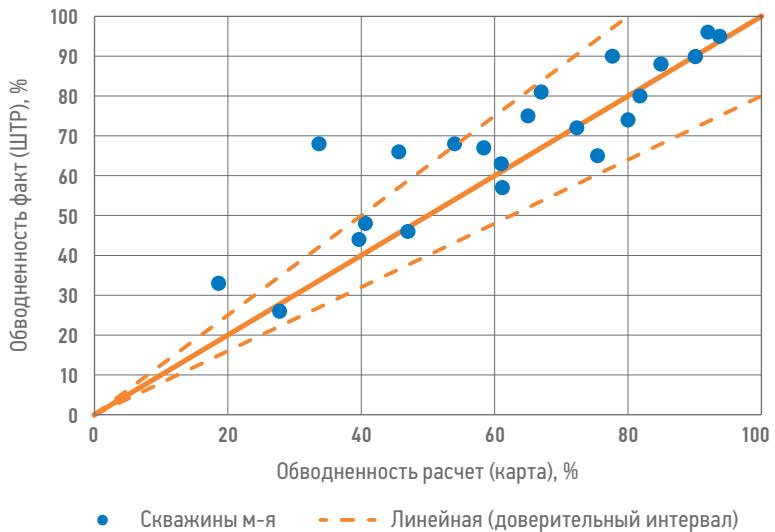


Рис. 12. Сравнение фактической обводненности новых скважин и карты обводненности. Составлено авторами

Fig. 12. Comparison of the actual water content values in new wells and water content map. Created by authors

эффективности позволяет провести дополнительное ранжирование проектного фонда, оптимизировать процесс оценки скважин-кандидатов по временным затратам.

Список литературы

1. Гладышева ЯИ. Промышленная продуктивность ачимовских отложений севера Западной Сибири. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2023. — № 1. — С. 13–28.
2. Белкина ВА, Антипин ЯО, Забоева АА. Построение трехмерных моделей нефтенасыщенности. Основные проблемы и подходы к их изучению // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. Том 332. 2021 (9). С. 223–237.
3. Морозов ВЮ и др. Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 104–119.
4. Забоева АА, Зверев КВ, Генераленко ОС, Наумов АА, Пескова ДН, Плешанов НН. Влияние макроинодородности ачимовских отложений на прогноз технологических показателей работы скважин // Санкт-Петербург-2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы. Материалы 9-й геолого-геофизической конференции. ЕАГЕ Геомодель. 2020. 6 с.
5. Черезю С. А, Янин КЕ Первые результаты эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами на баженовско-абалакском комплексе Пальяновской площади // Нефтепромысловое дело. — 2017. — № 7. — С. 20–28.
6. Букатов МВ и др. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования. // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2018. — № 2. — С. 16–21.
7. Алексин ИИ, Переплеткин ИА, Викторова ЕВ, Мингазова ДИ, Савченко ПД. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // Актуальные проблемы нефти и газа. Сборник трудов VI Всероссийской молодежной конференции. Москва: ИПНГ РАН. — 2023. — С. 99–102.
8. Лов ДР, Стефан А. Г, Мальковски МА, Дас Б. Роль авульсии и формирование конусов выноса глубоководных канальных систем. Седиментология, архитектура и эволюция глубоководных систем осадкоаккумуляции. На примере комплекса каналов Годовари (Плиоцен), Индия // Морская и нефтегазовая геология. — 2019. — Вып. 105. — С. 81–99.
9. Страгье АРГ и др. Интегрированные седиментационные модели подводных конусов выноса: ключ к успешному прогнозу качества коллектора (на примере шельфового месторождения в Западной Африке). СИРМ, Cuarto E-Exitep. Мексика. 2005. — Вып. 1 (13). — 9 с.
10. Ачимовские горизонты. Спецпроект «Газпром нефть» и Nelegaz.RU. [Электронный ресурс.] URL: <https://achimovka.neftegaz.ru/?ysclid=lvan0g4eg5767135808>
11. Шупик НВ. Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов западной Сибири: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. 2017. — 114 с.
12. Вершинина ИВ, Виноградов КЭ, Гильманова НВ, Коваленко МА, Шаламова ВИ. Обзор применяемых подходов к гидродинамическому моделированию низкопроницаемых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2022. — № 9 (369). — С. 41–47.
13. Антипин Я. О. Моделирование нефтенасыщенности залежей в терригенных коллекторах с использованием J-функции Леверетта // Территория Нефтегаз. — 2017. — 19 с.
14. Гималтдинова А.Ф, Калмыков ГА, Топунова Г.Т. Оценка нефтенасыщенности по методике Леверетта // Вестник Московского университета, сер. 4. Геология. — 2011. — № 4. — С. 71–74.
15. Ахмедова ТМ. Критерии оценки инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей промышленности и их характеристические особенности // Креативная экономика. — 2021. — Том 15. — № 5. — С. 2201–2226.

References

1. Gladysheva Y.I. Petroleum potential of Achimov deposits in the north of Western Siberia // *Oil and Gas Studies*. 2023, no. 1, pp. 13–28. (In Russ.)
2. Belkina V.A., Antipin Y.O., Zaboeva A.A. 3D saturation modeling. Main concepts and approaches // *Tomsk Polytechnic University Bulletin. Georesource engineering*. 2021, vol. 332, no. 9, pp. 223–237. (In Russ.)
3. Morozov V.Y. et al. Directions & Methodology of irreducible hydrocarbons' exploration in Western Siberia // *Geology of Oil and Gas*. 2023, no. 4, pp. 104–119. (In Russ.)
4. Zaboeva A.A., Zverev K.V., Generalenko O.S., Naumov A.A., Peskova D.N., Pleshanov N.N. Microheterogeneity influence of Achimov deposits on production technology characteristics // Saint Petersburg–2020. Geosciences: Transforming knowledge to resources. 9th geology & geophysics conference expanded abstracts. *EAGE Geomodel*. 2020. 6 p. (In Russ.)
5. Cherevko, S. A., Yanin, K. E. First results of horizontal wells operation with multi-stage hydraulic fracturing in Bazhenovsko-Abalaksky complex of Palyanovskaya area // *Oilfield Engineering*. — 2017, no. 7, pp. 20–28. (In Russ.)
6. Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G., Pogrebnuk S.A., Timoshenko G.M., Solodov D.V., Zhukov V.V., Bochkov A.S., Volkov G.V., Vashkevich A.A. Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying. PROneft // *Professionally about Oil*. 2018, no. 2, pp. 16–21. (In Russ.)
7. Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Viktorova E.V., Mingazova D.I., Savchenko P.D. Integrated technical approach development for reserves probabilistic assessment accounting geological risks for Achimov deposits with low exploration maturity // *VI Russian Youth Conference "Actual problems of oil and gas"*. Moscow: Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences. 2023. 12 p. (In Russ.)
8. Lowe, D.R, Stephan A.G., Malkowski M.A., Das B. The role of avulsion and splay development in deep-water channel systems: Sedimentology, architecture, and evolution of the deep-water Pliocene Godavari "A" channel complex, India // *Marine and Petroleum Geology*. 2019, vol. 105, pp. 81–99.
9. Sprague A.R.G. et al. Integrated slope channel depositional models: the key to successful prediction of reservoir presence and quality in offshore West Africa // *CIPM, Cuarto E-Exitep*. Mexico. 2005, no. 13, p. 1.
10. Achimov deposits — joint project of Gazprom Neft and Nelegaz.RU. [Electronic source] URL: <https://achimovka.nelegaz.ru/?ysclid=ivanog4eg5767135808> (In Russ.)
11. Shupik N.V. Improving the efficiency of areal waterflooding systems for low-permeability reservoirs of Western Siberia // PhD Thesis for the degree of Candidate of Technical Sciences. 2017. — 114 p. (In Russ.)
12. Vershinina I.V., Vinogradov K.E., Gilmanova N.V., Kovalenko M.A., Shalamova V.I. Review of applied approaches to reservoir simulation of low-permeability reservoirs // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2022, vol. 9, no. 369, pp. 41–47. (In Russ.)
13. Antipin Y.O. Saturation modeling of terrigenous reservoir using the Leverett J-function // *Territoria Nelegaz*. 2017, p. 19. (In Russ.)
14. Himaletdinova A.F., Kalmykov G.A., Topunova G.G. Assessment of oil saturation using the Leverett method // *Bulletin of the Moscow University, ser. 4. Geology*. 2011, no. 4, pp. 71–74. (In Russ.)
15. Akhmedova T.M. Criteria for evaluating investment projects in the oil and gas industry and their particularities // *Kreativnaya ekonomika*, 2021, vol. 15, no. 5, pp. 2201–2226. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Г.Н. Воробьева — разработала концепцию исследования, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.Р. Бурганов — разработал концепцию исследования и материалы для исследования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.А. Рыбаков — разработал концепцию исследования и материалы для исследования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

С.С. Остапчук — разработала концепцию исследования, провела эксперимент, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.С. Космачева — разработала концепцию исследования, провела эксперимент, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.А. Переплеткин — подготовил материалы по геологической части. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Guzel N. Vorobyeva — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Rem R. Burganov — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Roman A. Rybakov — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Sofia S. Ostapchuk — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Maria S. Kosmacheva — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ivan A. Perepletkin — developed and prepared the geology part of project. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гузель Нурханифовна Воробьева* — руководитель по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Рем Рубинович Бурганов — инженер, Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого

Роман Александрович Рыбаков — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Софья Сергеевна Остапчук — младший научный сотрудник лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов им. С.Н. Закирова, ИПНГ РАН

Мария Сергеевна Космачева — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Иван Алексеевич Переплеткин — инженер, Новосибирский государственный университет

Guzel' N. Vorobyeva* — Project team lead,
Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000, Saint
Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Rem R. Burganov — Engineer, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Roman A. Rybakov — Project team lead, Gazprom neft company group

Sofya S. Ostapchuk — Junior Researcher at the S.N. Zakirov Laboratory of Gas and Oil Condensate Recovery, Oil and Gas Research Institute RAS

Maria S. Kosmacheva — Lead Specialist, Gazprom neft company group

Ivan A. Perepletkin — Engineer, Novosibirsk State University

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОЦЕНКА И ФОРМИРОВАНИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛИ ОБЪЕМНОЙ СЕТКИ ТРЕЩИН

© Р.А. Саблин, 2024



Р.А. Саблин

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, РФ, Москва

Электронный адрес: foi@mail.ru

Введение. Для оптимизации разработки неоднородных коллекторов применяется ряд разработанных ранее методологий, в т. ч. методика построения модели объемной сетки трещин Викторина В.Д. (МОСТ). Обобщение результатов ранее проведенных работ показало отсутствие формализованной области применения МОСТ и, как следствие, возможностей рекомендации ее применений в производстве для объектов, находящихся сегодня в разработке. С целью формирования такой области проведено обобщение геолого-промышленной информации и ранее проведенных исследований, проведена оценка нового уникального объекта Иракской Республики — Мишриф.

Целью исследований являлись определение граничных условий применения метода построения модели объемной сетки трещин как способа учета сложной неоднородной структуры карбонатных коллекторов, а также определение возможности использования данного метода для высокопродуктивного объекта Мишриф Иракской Республики.

Материалы и методы. Методами исследований являлись анализ результатов ранее выполненных работ, определение интервалов изменения параметров исследованных объектов, МОСТ Викторина В.Д. В качестве исходных данных использовались отчеты ранее выполненных НИОКР по объектам Пермского края, геолого-промышленная информация по результатам исследований объекта Мишриф Иракской Республики.

Результаты. В работе рассмотрены широко применяемые подходы к учету трещиноватости, охарактеризованы возможности предлагаемого метода, построена модель по методике МОСТ (Викторина В.Д.) для ранее неисследованного объекта Мишриф Иракской Республики, сформирована (без объекта Мишриф) и расширена (дополнена объектом Мишриф) область применения метода. Результаты исследований позволяют рекомендовать создание методологических подходов по использованию модели объемной сетки трещин для геолого-гидродинамических моделей объектов, входящих в область применения метода.

Заключение. По результатам исследований определены граничные условия применения МОСТ с учетом ранее выполненных работ, подтверждена возможность использования МОСТ для высокопродуктивного объекта Мишриф Иракской Республики — расширена область применения данного метода.

Ключевые слова: трещиноватость коллекторов, модель объемной сетки трещин, выработка запасов.

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Саблин Р.А. Оценка и формирование области применения модели объемной сетки трещин. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):62–68. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-62-68>

Статья поступила в редакцию 22.02.2024

Принята к публикации 15.03.2024

Опубликована 30.09.2024

EVALUATION AND CREATION OF THE FRACTURE NETWORK MODEL SCOPE OF APPLICATION

Roman A. Sablin

Oil Fields Development and Operation chair, RF, Moscow

E-mail: foi@mail.ru

Background. To optimize the development of heterogeneous reservoirs, a number of previously developed methodologies are used, including the methodology for constructing a volumetric fracture grid model by V.D. Viktorin (MOST). Summarize of previously works results showed the absence of a formalized area of MOST application and, as a result, the possibility of recommending its application in production for actually development objects. In order to form such an area, a generalization of geological and industrial information and previously conducted studies was performed. An assessment of a new unique object in the Republic of Iraq Mishrif was carried out.

Aim. The purpose of the research was to determine the boundary conditions for the application of the volumetric fracture grid model method as a way of taking into account the complex heterogeneous structure of carbonate reservoirs, as well as to determine the possibility of using this method for the highly productive Mishrif object of the Republic of Iraq.

Materials and methods. The research methods were the analysis of the results of previously works, determination of the researching objects parameters intervals, MOST by V.D. Viktorin. The initial data were the reports of previously completed R&D for the Perm Territory objects, geological and industrial information on the results of the Mishrif object studies (Republic of Iraq).

Results. The work considers widely used approaches to accounting for fracturing, characterizes the capabilities of the proposed method, builds a model using the MOST methodology (Viktorina V.D.) for a previously unexplored object Mishrif of the Republic of Iraq, forms (without Mishrif) and expands (supplemented with the Mishrif) the

scope of the method. The research results shows possibility to recommend the creation of methodological approaches to the use of a volumetric fracture mesh model (MOST) for geological and hydrodynamic models of objects included in the scope of the method.

Conclusions. Based on the research results, the boundary conditions for the application of MOST are determined taking into account previously completed work, the possibility of using MOST for the highly productive Mishrif object of the Republic of Iraq is confirmed the scope of this method is expanded.

Keywords: fractures, model of the application area, reserves development.

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

For citation: Sabin R.A. Evaluation and creation of the fracture network model scope of application. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):62–68. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-62-68>

Manuscript received 22.02.2024

Accepted 15.03.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Проблемы изучения трещиноватости горных пород — коллекторов сформулированы практически одновременно с рождением самой нефтяной промышленности [1]. Если считать открытие Э. Дрейка (1861 г.) началом истории развития теории и практики разведки нефти и газа, то уже через два года понятие трещинной пористости коллектора введено геологом Е. Эндрюсом, который утверждал, что существует прямая зависимость между величиной дебита нефти и количеством трещин. А.Д. Levorsen отмечал [1], что практически все природные резервуары в той или иной степени трещиноваты, S.J. Pirson представлял породы-коллекторы любого генезиса двумя системами пористости и, соответственно проницаемости [1]:

1. Слабопроницаемые блоки, заключенные между трещинами, в которых нефть движется медленно и на короткие расстояния;
2. Высокопроницаемые трещины, приводящие через определенный промежуток времени нефть к скважине.

Подтверждением данных представлений являются практические результаты освоения трещиноватых объектов, особенно при использовании систем заводнения, где прорывы закачиваемой воды происходят за период, не соответствующий поровой структуре коллекторов [2].

В связи с этим, вопросам изучения трещиноватости уделяется особое значение. Многолетние фундаментальные исследования ученых геологов и нефтяников позволили сформировать классификаторы трещиноватости, методики их изучения. Стимулом для исследований служили открытия ряда месторождений в трещиноватых карбонатных породах с изменчивыми или низкими коллекторскими свойствами, которые не поддавались изучению традиционными методами [3]. Роль таких месторождений

в мировом балансе добычи на сегодня возросла — более 60 % добываемой в настоящее время нефти относится к карбонатным коллекторам [4].

Особо значимыми вопросы учета трещиноватости являются для уникальных месторождений с извлекаемыми запасами нефти более 300 млн. т, которым принадлежит ведущая роль в мировом балансе запасов [5]. Типичными представителями таких объектов являются карбонатные месторождения Иракской Республики, разработку которых с недавнего времени ведут и российские компании.

Практика реализации проектов разработки карбонатных коллекторов показывает возможность обеспечения коэффициента извлечения нефти (КИН) от 0,25 до 0,5 д.ед. [6]. С учетом статистики по российским объектам, для высокопродуктивных объектов Иракской Республики, фактический КИН должен превышать 0,5 д.ед. Однако сложность строения карбонатных трещиноватых коллекторов, в том числе неоднородность по проницаемости, приводит ко многим осложнениям при проектировании разработки и управлении добычей. Обводнение залежей нефти в карбонатных породах происходит неравномерно, а традиционные методы разработки месторождений не позволяют охватить большой объем пласта. Так, проектный КИН объекта Мишриф одного из месторождений Ирака составляет 0,368 д.ед. Принимаемые к оценке ресурсов КИН формаций Мишриф, Ямама, Румейла в целом по южной части Иракской Республики также устанавливаются на уровне 0,3 д.ед.

В связи с этим, решение вопроса учета неоднородности карбонатного коллектора при проектировании разработки являются актуальной задачей для повышения КИН таких объектов.

Также очень важным в реализации крупных проектов является снижение капитальных

затрат. Практика реализации проектов разработки месторождений с сотнями проектных скважин показывает возможность такого снижения за счет разукрупнения сетки скважин на основе представлений об особенностях строения и продуктивности коллекторов. Такой подход требует введения моделей

С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КИН ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОСТРОЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ МОДЕЛИ СЕТКИ ТРЕЩИН ПОЗВОЛЯЕТ КОРРЕКТНО УЧИТЬСЯ ВАРИАБЛЕСТЬЮ НЕОДНОРОДНОСТИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА.

двойной пористости и проницаемости в практику гидродинамического моделирования (ГДМ) и проектирования разработки, что в настоящий момент затруднено из-за отсутствия общепринятых отраслевых методик определения параметров трещиноватости и их применения при моделировании. В общем случае (ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях), исследования процесса вытеснения по фильтрационным каналам состоят из создания физических моделей, наблюдений, создания условий процессов вытеснения нефти из пласта, измерения параметров. Недостатком данных методов является игнорирование прочих факторов, влияющих на процесс в реальных условиях, в т.ч. изменения пластового, забойного давлений, составов фильтрующих флюидов, температур (в условиях ППД) и пр. Ранее проведенные исследования [7] использовали различные подходы к описанию процесса притока флюида к скважинам по трещинно-поровому пласту, например, модели Де Сваана, Полларда, Уоррена-Рута и др. [1,7].

Использование упомянутых выше моделей позволяет объяснить коэффициенты перетока между поровой матрицей и трещинами, период неустановившегося давления между опережающей и запаздывающей линиями фильтрации, и обеспечить детальное понимание механизма фильтрации в трещинном коллекторе. Однако их применение требует использования сложного математического аппарата и значительных затрат времени на их применение, что снижает возможность оперативного использования этих методов на фактических промысловых данных. Опыт разработки трещинных карбонатных коллекторов показал, что их сложное строение и динамические фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), в условиях отсутствия необходимых данных, вызывают осложнения

при гидродинамическом моделировании (ГДМ). В таких случаях, специалистам по моделированию приходится вводить коэффициенты-множители для проницаемости коллекторов с целью приведения расчетных исторических показателей разработки к фактическим, что зафиксировано и для нефтяных пластов Иракской Республики.

Нерешенные проблемы изучения таких объектов были обозначены разными специалистами по моделированию на Технической конференции SPE «Разработка месторождений с карбонатными отложениями» в г. Москве еще в 2017 г. [8, 9]:

- Сыртланов В.: «...не все трещины, обнаруживаемые имиджерами могут быть проводящими; не все проводящие трещины могут быть в единой системе связанных трещин и активно участвовать в фильтрации; существует сложность оценки характерных размеров блоков матрицы; только результаты разработки реально дают представление об особенностях работы трещиноватой среды; оптимальные варианты системы разработки зависят от характеристик трещиноватости, но решение необходимо принимать на ранней стадии...»;
- Шигапова Д.: «...рекомендуется по возможности реализовывать в модели зависимость вертикальной проводимости низкокороницаемых пород («неколлекторов») от их мощности и создаваемых депрессий на пласт...».

Для решения упомянутых выше проблем, в работе [10] группой авторов (В.Д. Викторин, А.Ф. Катошин и А.Ю. Назаров) предложен подход, который можно внедрить на практике — это метод построения объемной сетки трещин (МОСТ). Суть метода заключается в комплексировании многочисленных геолого-промышленных данных, на основе описанных выше моделей. При этом банк данных формируется из всего комплекса геолого-промышленной информации (геологическая съемка, результаты геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИ) исследований скважин, параметры эксплуатации и др.).

Анализ результатов построения МОСТ в рамках научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) для российских месторождений, а также для уникальной формации Мишриф Ирака [11], показал возможность определения зависимостей фильтрационных свойств трещинных коллекторов от пластовых давлений. Этот подход позволяет существенно снизить капитальные затраты (фонда скважин), оптимизировать режимы эксплуатации скважин и снизить риски недостижения проектных

показателей КИН с учетом оптимизации процессов заводнения. При этом в открытых источниках отсутствуют граничные условия применения данной методологии — область применения МОСТ, которая позволила бы инициировать создание «Методических рекомендаций» по учету трещиноватости при проектировании разработки нефтегазовых месторождений с карбонатным типом коллектора.

МЕТОДЫ

Создание технологии применения МОСТ направлено на формирование средств обеспечения комплексного интегрированного проектирования и мониторинга процессов на разрабатываемых месторождениях.

Формирование модели объемной сетки трещин включает несколько этапов [10]:

- трассировку линий мегатрещиноватости по промысловым данным или по картам линеаментной трещиноватости (аэрокосмогеологическим исследованиям);
- выделение в разрезах скважин трещинных слоев по данным акустического каротажа, позволяющего определить для каждого слоя коэффициент Пуассона, коэффициент бокового распора и боковое горное давление;
- определение густоты микротрещин и других их параметров по большим шлифам керна, а также определение упругих свойств (коэффициента Пуассона, модуля упругости и т.д.) методом прозвучивания керна;
- анализ глубинных потокометрических и гидродинамических исследований с целью определения параметров трещиноватости (коэффициента охвата пласта трещиноватостью, трещинной проницаемости,

коэффициента сжимаемости трещин, раскрытии трещин);

- анализ динамики коэффициентов продуктивности скважин с целью выявления характера динамической связи параметров трещиноватости с пластовым давлением;
- приближенную оценку запасов нефтяных залежей в трещинных коллекторах.

Результат описанных выше этапов напрямую зависит от промысловых характеристик карбонатных коллекторов, поэтому для применения МОСТ целесообразно использовать характеристику граничных условий соответствующих параметров, в том числе фильтрационных свойств.

ОПИСАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

В **табл. 1** и на **рис. 1** приведены усредненные показатели параметров карбонатных коллекторов нескольких месторождений РФ, для которых построены МОСТ до 2019 года, а также параметры формации Мишириф (Иракская Республика), исследованной в 2019–2023 годах.

По результатам анализа проведенных ранее работ впервые formalизованы граничные условия характеристик объектов и возможная область применения МОСТ (**табл. 2**, **рис. 2**). По итогам исследований 2019–2023 гг. область использования МОСТ (граница знаний до 2019 года) существенно расширена путем включения в нее высокопродуктивных объектов Ирака — Мишириф. Граничные условия характеристик объектов показывают возможность применения метода МОСТ для большинства объектов разработки нефтяных месторождений. Исключение составляют малопродуктивные (пористость менее 8%) маломощные (менее 3-х метров) объекты.

Таблица 1. Характеристика усредненных промысловых показателей месторождений, с построенными МОСТ
Table 1. Characteristics of average fields' indicators with fracture network model

Месторождение-объект*	Уньвин-Фм	Сибирь-ское-Фм	Шершнев-ское-Фм	Озер-ное-Фм	Гагарин-ское-Фм	Леккер-ское-Фм	ИРАК Мишириф	Осин-ское-Бш	Сибирь-ское-Бш	Озер-ное-Бш	Гагарин-ское-Бш
Глубина залегания, м	2300	2400	2013	1800	2075	2799	2252	1184	2084	1440	1610
Эффективная мощность, м	8	3	6	16	12	11	82	10,9	9,6	3,55	13,9
Средняя проницаемость, мкм^2	$34 \cdot 10^{-3}$	$117 \cdot 10^{-3}$	$21 \cdot 10^{-3}$	$21 \cdot 10^{-3}$	$39 \cdot 10^{-3}$	$85 \cdot 10^{-3}$	$260 \cdot 10^{-3}$	$117 \cdot 10^{-3}$	$24 \cdot 10^{-3}$	$26 \cdot 10^{-3}$	$70 \cdot 10^{-3}$
Пористость, %	10	10	12	9,15	11	8	20	15	11	14,45	12
Вязкость, $\text{мПа}^* \text{с}$	1,33	1,17	4,04	1,35	1,17	1,8	2,85	12	1,94	2,8	1,49
Пластовое давление, МПа	24	25	20,75	18,2	20,7	26,95	28,7	11,8	21,3	15,1	17,7
Давление насыщения, МПа	14,17	16,53	11,87	11	14,36	19,7	13,6	9,2	16,14	11,7	15,43

Примечание: * Фм — Фаменский объект; Бш — Башкирский объект.
Note: * Фм — Famennian object; Бш — Bashkirian object.

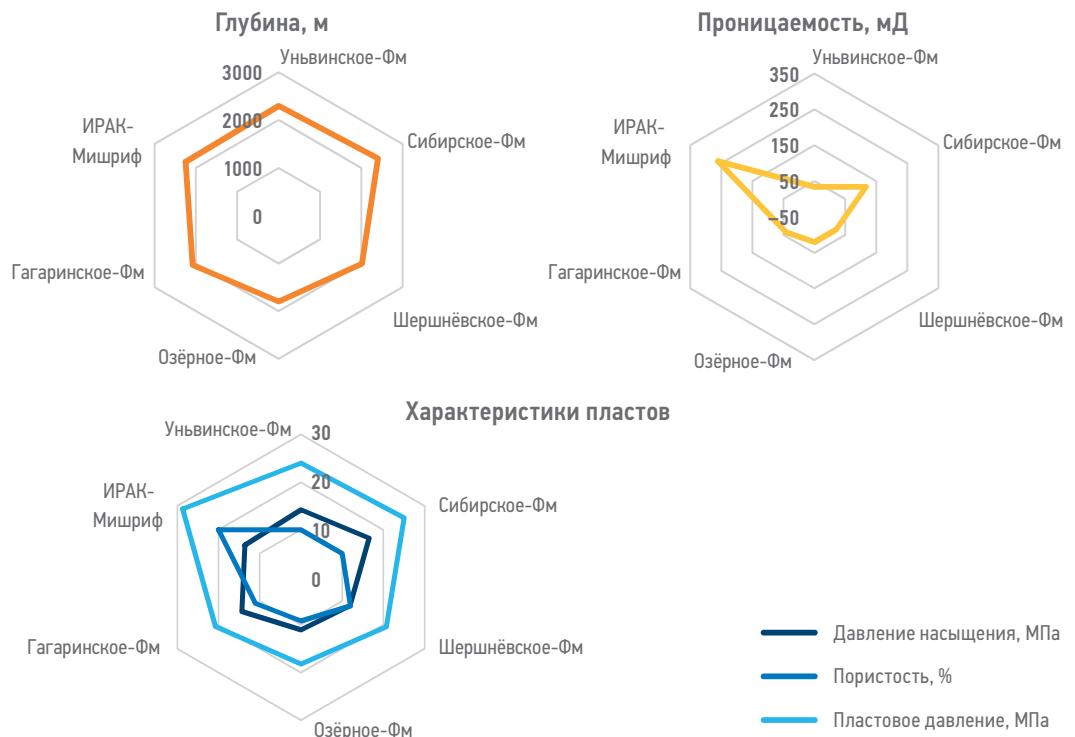


Рис. 1. Характеристика объектов с МОСТ (рисунок автора)
 Fig. 1. Characteristics of objects with fracture network model (drawing by the author)

Таблица 2. Характеристики применения МОСТ по итогам исследований
 Table 2. The application characteristics of the fracture network model after researching

Параметр	До исследований 2019-2023 гг	После исследований 2019-2023 гг
Глубина залегания, м	1184-2799	1184-2799
Эффективная мощность, м	3-16	3-82
Средняя проницаемость, мД	21-117	21-260
Пористость, %	8-15	8-20
Вязкость, мПа ² с	1,17-12	1,17-12
Пластовое давление, МПа	11,8-27	11,8-28,7
Давление насыщения, МПа	9,2-19,7	9,2-19,7

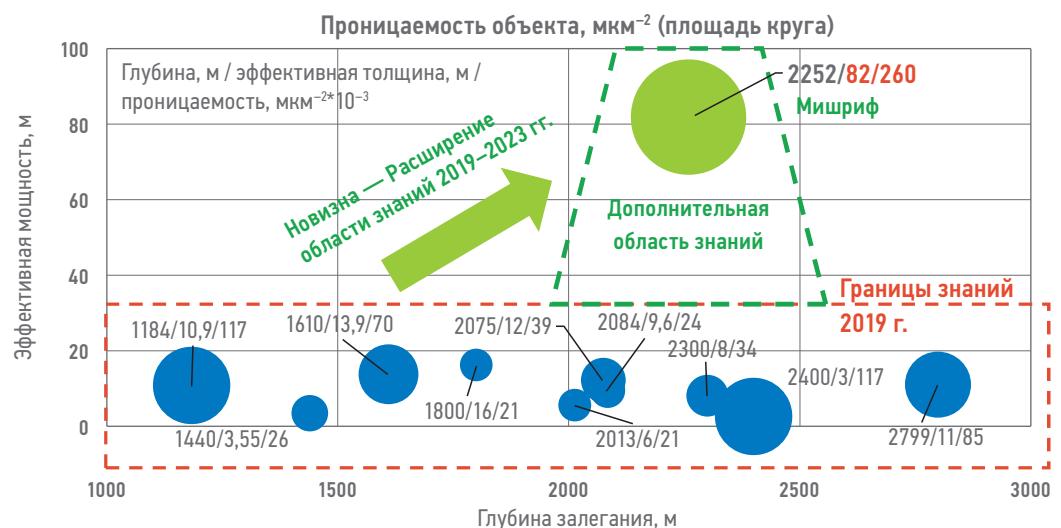


Рис. 2. Визуализация области применения МОСТ (рисунок автора)
 Fig. 2. The scope of application of the fracture network model (drawing by the author)

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследований (построения МОСТ по объекту Мишриф):

- расширяют существующие границы имеющихся знаний об области применения МОСТ, что свидетельствует об их новизне;
- позволяют рекомендовать использование МОСТ для геолого-гидродинамических моделей объектов, входящих в область применения метода.

Перспективным направлением дальнейшей разработки темы в области применения технологии МОСТ является создание производственного регламента для нефтегазодобывающих предприятий, в котором детально прописана методика сбора необходимых для учета трещиноватости промысловых данных, их учета при построении ГДМ, мониторинге и проектировании различных альтернативных сценариев реализации проектов разработки месторождений.

Список литературы

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. / Т.Д. Голф-Рахт. М.: Недра. — 1986. — 608 с.
2. Саблин Р.А., Рамазанов А.М. Об особенностях выработки запасов в карбонатных неоднородных коллекторах на примере объекта Мишриф месторождений Юга Ирака // Нефтепромысловое дело. — 2018. — № 5. — С. 5–14.
3. Белоновская Л.Г. Трещиноватость горных пород и разработанные во ВНИГРИ основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2006. — Т. 1. — С. 13EDN IPKIJT.
4. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Тарасова Т.И. и др. Определение трещиноватости в карбонатных отложениях с целью выбора оптимального заложения горизонтальных скважин // Георесурсы. — 2013. — № 4. — С. 58–64.
5. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. — М.: Недра. — 1990. — 427 с.
6. Назарова Л.Н. Обоснование коэффициента извлечения нефти в зависимости от комплекса геолого-физических параметров пластов и насыщающих их флюидов: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Москва, 2016. — 22 с. — EDN ZPZLQH.
7. Мартюшев Д. А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.12. — Пермь, 2018. — 152 с.
8. Шигапова Д., Емельянов К. Особенности механизма выработки запасов и обводнения скважин в турнейских отложениях Башкирии при наличии плотных низкопроницаемых карбонатных пород // Материалы конференции SPE «Разработка месторождений с карбонатными отложениями», 21–22 февраля 2017, Москва, Россия. [Электронный ресурс]. <https://cloud.mail.ru/public/kSEk/iCoLA4ezd>
9. Шигапова Д., Емельянов К., Сыртланов В., Ковалева Е., Наумов Ю., Алеев А., Соловьев Т. О некоторых аспектах оценки свойств трещиноватого пласта. Материалы конференции SPE «Разработка месторождений с карбонатными отложениями», 21–22 февраля 2017, Москва, Россия, [Электронный ресурс]. <https://cloud.mail.ru/public/1qSZ/fzakidw9Q>
10. Викторин В.Д., Катошин А.Ф., Назаров А.Ю. Геолого-промышленная модель объемной сетки трещин (МОСТ) карбонатных и терригенных коллекторов трещинно-порового типа // Проблемы геологии и разработки сложнопостроенных коллекторов трещинно-порового типа: сборник научных трудов. — Пермь: ПГТУ, 2003. — С. 60–118.
11. Саблин Р.А. Повышение эффективности разработки месторождения с учетом трещиноватости коллекторов на примере высокопродуктивного объекта в Ираке // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 8. — С. 52–57.

References

1. Golf-Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshchinovatyh kollektorov. Moscow: Nedra, 1986, 608 p. (In Russ.)
2. Sablin R.A., Ramazanov A.M. Ob osobennostyakh vyrabotki zapasov v karbonatnykh neodnorodnykh kollektorakh na prime ob'ekta Mishrif mestorozhdenii Yuga Iraka // Neftepromyslovoe delo. 2018, no. 5, pp. 5–14. (In Russ.)
3. Belonovskaya L.G. Treshchinovatost' gornyh porod i razrabotannye vo VNIIGRI osnovy poiskov treshchinnikh kollektorov nefti i gaza // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2006, vol. 1, p. 13. (In Russ.)
4. Khisamov R.S., Bazarovskaya G., Tarasova T.I., Badurtdinova N.A., Martynov A.N., Dulaeva E.N. Opredelenie treshchinovatosti v karbonatnykh otlozheniyakh s tsel'yu vybora optimal'nogo zalozeniya gorizonta'lykh skvazhin // Georesursy. 2013, no. 4, pp. 58–64. (In Russ.)
5. Boiko V.S. Razrabotka i ehkspluatatsiya nftyanykh mestorozhdenii: uchebnik dlya vuzov. — Moscow: Nedra, 1990. — 427 p. (In Russ.)
6. Nazarova L.N. Obosnovanie koeffitsienta izvlecheniya nefti v zavisimosti ot kompleksa geologo-fizicheskikh parametrov plastov i nasyshchayushchikh ikh flyuidov: spetsial'nost' 25.00.17 «Razrabotka i ehkspluatatsiya nftyanykh i gazovykh mestorozhdenii»: avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoi stepeni doktora tekhnicheskikh nauk. — Moscow, 2016. — 22 p. — EDN ZPZLQH. (In Russ.)
7. Martushev D.A. Issledovanie vliyaniya treshchinovatosti na osobennosti razrabotki nftyanykh zalezhei v karbonatnykh kollektorakh: dis. k-ta. tekhn.nauk: 25.00.12. — Perm', 2018. — 152 p. (In Russ.)
8. Shigapova D., Emel'yanov K. Osobennosti mehanizma vyrabotki zapasov i obvodneniya skvazhin v turnejskih otlozhenijah Bashkirii pri nalichii plotnyh nizkopronecaemyh karbonatnyh porod // Materialy konferencii SPE «Razrabotka mestorozhdenij s karbonatnymi otlozhenijami», 21–22 fevralja 2017, Moscow, Russia. (In Russ.) [Jelektronnyj resurs]. <https://cloud.mail.ru/public/kSEk/iCoLA4ezd>
9. Shigapova D., Emel'yanov K., Syrtyanov V., Kovaleva E., Naumov Yu., Aleev A.? Solov'ev T. O nekotoryh aspektah ocenki svojstv treshchinovatogo plasta // Materialy konferencii SPE «Razrabotka mestorozhdenij s karbonatnymi otlozhenijami», 21–22 fevralja 2017, Moscow, Russia. (In Russ.) [Jelektronnyj resurs]. <https://cloud.mail.ru/public/1qSZ/fzakidw9Q>
10. Viktorin V.D., Katoшин A.Ф., Nazarov A.Yu. Geolo-promyslova model' ob'emonoy setki treshchin (MOST) karbonatnykh i terrigenykh kollektorov treshchinno-porovogo tipa [Geological field model of a volumetric fracture network of carbonate and terrigenous reservoirs of fractured porous type] // Problemy geologii i razrabotki slozhnopostroennykh kollektorov treshchinno-porovogo tipa [Problems of geology and development of complex fractured-porous reservoirs] // Sbornik nauchnykh trudov. — Perm': PGTU [Proc. Perm: PSTU], 2003, pp. 60–118. (In Russ.)
11. Sablin R.A. Improving the efficiency of the field development taking into account the fracturing of reservoirs on the example of a highly productive facility in Iraq // Neftyanoe khozyaystvo — Oil industry, 2019, no. 8, pp. 52–57 (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.А. Саблин — провел необходимые исследования, разработал идею статьи, подготовил статью и согласен принять на себя ответственность за все аспекты статьи.

Roman A. Sablin — performed necessary researches, developed article idea, created article, and agreed to take responsibility for all aspects of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Роман Алексеевич Саблин — соискатель степени кандидата технических наук, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений
E-mail: foi@mail.ru

Roman A. Sablin — Applicant for Cand. Sci. (Tech.), Oil Fields Development and Operation chair
E-mail: foi@mail.ru

РАБОТА С ФОНДОМ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ. ЧАСТЬ 2: УПРАВЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЕМ В МЕЖКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СКВАЖИНЫ

© Коллектив авторов,
2024



Е.В. Демин^{1,*}, А.Р. Хуснудинов¹, П.С. Соловьев²

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Международный эксперт

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Целью данной работы является описание подходов к управлению давлением в межколонном пространстве (МКП) на различных стадиях жизненного цикла скважины. На протяжении жизненного цикла скважины возможно возникновение межколонного давления в скважине (МКД). Мировая практика скважинной добычи углеводородов (УВ) показывает, что подходы к управлению давлением в межколонном пространстве будут отличаться на различных стадиях жизненного цикла скважины.

Материалы и методы. В данной статье комплексно использованы реальные кейсы, иллюстрирующие существующие подходы к управлению давлением в МКП на различных стадиях жизненного цикла скважины. В отсутствие единой базы данных по скважинам с МКД собраны и обобщены разрозненные источники информации, позволяющие увидеть общую картину по работе с фондом скважин с МКД в мире.

Результаты выполненного анализа продемонстрировали важность комплексного подхода к эксплуатации скважин с МКД и управлению давлением в МКП на различных стадиях жизненного цикла скважины. Показан колossalный опыт, накопленный в мировой практике скважинной добычи УВ, позволяющий выработать комплексный подход к обеспечению целостности и надежности скважин с учетом особенностей работы с МКД от концепта до ликвидации скважины.

Заключение. В статье показаны реальные примеры отраслевых нормативно-методических документов (НМД) и подходы, которые выработали нефтегазодобывающие компании для управления давлением в МКП, чтобы строительство, эксплуатация и ликвидация скважин осуществлялись в соответствии установленным НМД требованиям, проектными подходами и меняющимися эксплуатационными условиями. Эффективное управление МКД на протяжении всего жизненного цикла скважины является необходимым условием рациональной разработки месторождений и обеспечения безопасной эксплуатации скважин. Накопленный опыт и научно-методическая база создают хорошие предпосылки для предотвращения и устранения МКД. Задача состоит в повсеместном внедрении лучших практик и их адаптации к конкретным условиям.

Настоящая работа является продолжением статьи Демина Е.В., Хуснудинова А.Р., Соловьева П.С. Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):69–92.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-69-92>

Ключевые слова: межколонные давления, МКД, целостность скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Демин Е.В., Хуснудинов А.Р., Соловьев П.С. Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями. Часть 2: управление давлением в межколонном пространстве на различных стадиях жизненного цикла скважины. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):69–92. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-69-92>

Статья поступила в редакцию 23.04.2024

Принята к публикации 25.05.2024

Опубликована 30.09.2024

MANAGEMENT OF WELL STOCK WITH CASING PRESSURE. PART 2:
THE ANNULUS PRESSURE MANAGEMENT AT VARIOUS STAGES OF THE WELL LIFE CYCLE

Eugene V. Demin^{1,*}, Artur R. Khusnutdinov¹, Pavel S. Solovjov²

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²International expert

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. The aim of this work is to describe approaches to managing annular pressure at various stages of the well lifecycle. Throughout a well's lifecycle, sustained casing pressure (SCP) may occur. Global practices in

hydrocarbon well production show that approaches to managing annular pressure will differ at various stages of the well lifecycle.

Materials and methods. This article comprehensively utilizes case studies illustrating existing approaches to managing annular pressure at various stages of the well lifecycle. In the absence of a unified database on wells with SCP, disparate information sources have been collected and summarized, providing an overview of global practices in managing wells with SCP.

Results. The analysis results demonstrated the importance of a comprehensive, conscious approach to operating wells with SCP and managing annular pressure at various stages of the well lifecycle. The article highlights the vast experience accumulated in global HC well production practices, allowing for the development of a comprehensive approach to ensuring well integrity and reliability, considering the specifics of working with SCP at various stages of the well lifecycle.

Conclusion. The article presents real examples of industry regulatory and methodological documents (RMD) and approaches developed by oil and gas companies for managing annular pressure, ensuring that well construction, operation, and abandonment are carried out in accordance with established RMD requirements, project approaches, and changing operational conditions. Effective management of SCP throughout the entire well lifecycle is a necessary condition for rational field development and ensuring safe well operations. The accumulated experience and scientific-methodological base create good prerequisites for preventing and eliminating SCP. The challenge lies in the widespread implementation of best practices and their adaptation to specific conditions.

This work is a continuation of the article Demin E.V., Khusnutdinov A.R., Solovjov P.S. Work with the fund of wells with casing pressure: the evolution of regulatory and approaches of oil and gas companies. PROneft. Professionally about Oil. 2022;7(2):60–75. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-60-75>

Keywords: sustained casing pressure, SCP, well integrity

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

For citation: Demin E.V., Khusnutdinov A.R., Solovjov P.S. Management of well stock with casing pressure. Part 2: the annulus pressure management at various stages of the well life cycle. PROneft. Professionally about oil. 2024;9(3):69–92. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-69-92>

Manuscript received 23.04.2024

Accepted 25.05.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Проблема межколонных давлений (МКД) в межколонных пространствах (МКП) скважин носит глобальный характер — по разным оценкам, от 15 до 60 % фонда скважин в разных регионах мира подвержены этому осложнению. МКД могут влиять на уровень добычи, нарушать работу скважин и приводить к влиянию на окружающую среду. В связи с этим управление межколонными давлениями, включающее их своевременное выявление, контроль и устранение, является очень важной задачей для обеспечения целостности скважин.

Основные сведения о межколонном давлении на скважинах подробно рассмотрены в предыдущей статье, посвященной сложившимся в мире подходам нефтегазодобывающих компаний к работе с фондом скважин, осложненным межколонными давлениями [1]. Напомним, что под межколонным давлением понимается давление в пространстве между обсадными колоннами скважины, которое может возникать на различных этапах жизненного цикла скважины и свидетельствует о нарушении герметичности крепи скважины. В настоящей работе подробно рассмотрен вопрос управления давлением в межколон-

ном пространстве на различных стадиях жизненного цикла скважины. Цель статьи — через призму «Мониторинг — Диагностика — Ликвидация — Подконтрольная эксплуатация» описать доступный инструментарий и сложившиеся практики нефтегазовых компаний по выявлению, контролю и устранению МКД на каждом этапе — от проектирования до ликвидации скважины. На реальных кейсах продемонстрирована важность комплексного подхода и преемственности решений для обеспечения целостности скважин, безопасной и рентабельной добычи углеводородов.

ПРИЗМА «УПРАВЛЕНИЕ МКД»: СИСТЕМНЫЙ ВЗГЛЯД НА КОНТРОЛЬ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ

На **рис. 1** показан жизненный цикл скважины с примерами задач по работе с МКД 1 [1], который состоит из шести основных этапов: разработка концепта и проектирование, строительство скважины, эксплуатация, переоснащение (ремонт, техническое перевооружение и другие работы, связанные с извлечением внутрискважинного оборудования (ВСО)) и ликвидация.



Рис. 1. Подходы к работе с МКД на различных этапах жизненного цикла скважины [1]
Fig. 1. Sustained casing pressure regulation approaches at various stages of the well life cycle [1]

Возможность появления давления в межколонном пространстве подразумевает необходимость его периодического мониторинга. В случае если в межколонном пространстве выявлено давление, то возникает необходимость проведения диагностических исследований для определения возможного источника и путей миграции флюида. При наличии технической возможности необходимо ликвидировать МКД. Если это не удается, то ликвидировать скважину или осуществлять ее подконтрольную эксплуатацию при условии, что значения МКД находятся в допустимых значениях. Данная последовательность операций — управление МКД — представлена на **рис. 2**.

В настоящей статье жизненный цикл скважины (**рис. 1**) рассмотрен сквозь «призму управления МКД» (**рис. 2**). На различных этапах жизненного цикла скважины доступный инструментарий в работе с МКД будет различным, но важно отметить, что технические решения, принятые на этапе проектирования, во многом определяют технологии доступные на последующих этапах.

Поясним на примере. Диагностические исследования МКП работающей добычной скважины, оснащенной колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) и внутрискважинным оборудованием, ограничены замером давлений и температур, а также методами неразрушающего контроля фонтанной арматуры, колонной обвязки, верхней части наружной обсадной колонны и приустьевой зоны, физически доступной для проведения исследования. В случае извлечения внутрискважинного

оборудования и колонны НКТ на этапе «Переоснащение» (например, капитальный ремонт скважины) становится доступным широкий комплекс геофизических методов и оборудования по оценке целостности обсадных колонн и состояния межколонных пространств [2]:

- многорычажные профилемеры;
- сканирующие электромагнитные дефектоскопы, позволяющие проводить определение толщин нескольких колонн;
- акустические дефектоскопы высокого разрешения;
- аппаратура сканирующей гамма-гамма-дефектометрии-толщинометрии;
- системы видеонспекции скважин.

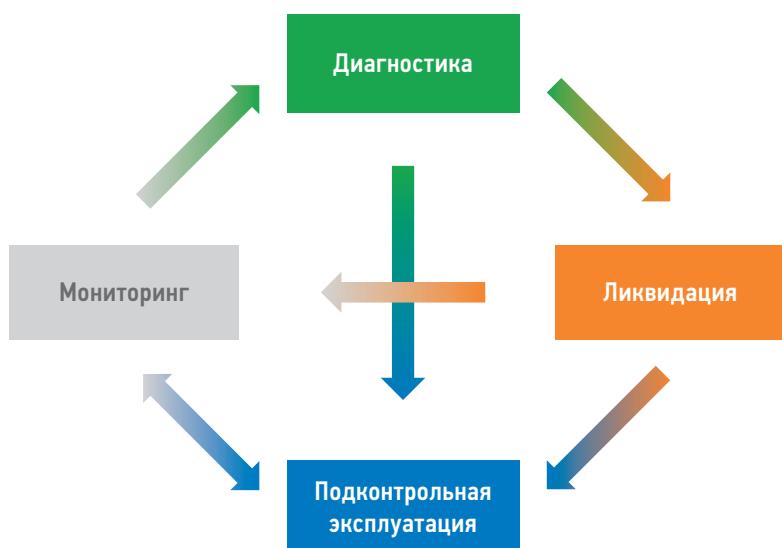


Рис. 2. Управление МКД на скважине. Составлено авторами
Fig. 2. Sustained casing pressure management at the well. Prepared by the authors

ЭТАПЫ «КОНЦЕПТ» И «ПРОЕКТИРОВАНИЕ» — ФУНДАМЕНТ НАДЕЖНОСТИ

На этапах «Концепт» и «Проектирование» осуществляется выбор технических решений, которые, в свою очередь, определяют технологии, доступные на остальных этапах. Этап выбора концептуальных решений, как правило, сфокусирован на обеспечение целевых

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ МКД НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СКВАЖИНЫ ЯВЛЯЕТСЯ НЕОБХОДИМЫМ УСЛОВИЕМ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.

дебитов/расходов при максимальной рентабельности и не детализируется до вопросов управления МКД. Этап «Проектирование», в свою очередь, предусматривает соблюдение действующих требований регламентирующих документов, которым была посвящена предыдущая статья [1].

Общими минимальными требованиями в работе с МКД являются:

- обеспечение доступа ко всем МКП и, следовательно, наличие запорной арматуры (ЗА);
- периодический мониторинг давления в МКП.

Обычно на этапе «Концепт» оценивается общая рентабельность проекта, поэтому достаточным является учет стоимости материального исполнения. Например, группа прочности стали или количество обсадных колонн, необходимых для строительства скважины для вскрытия целевого интервала.

На этапах разработки концепции и проектирования скважины закладываются основы для предотвращения и контроля межколонных давлений на всем жизненном цикле. Ключевыми задачами на данных этапах являются:

1. Выявление рисков возникновения МКД на основе анализа геологических данных, опыта бурения на данном участке, ожидаемых пластовых давлений и характеристик флюидов. Например, на месторождениях с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или с высоким содержанием агрессивных компонентов (CO_2 , H_2S), риск нарушения герметичности крепи и МКД существенно выше.
2. Подбор конструкции скважины и применяемых материалов (обсадные трубы, цементы, пакеры, устьевое оборудование)

с учетом ожидаемых нагрузок и агрессивности среды. Как показано в статье [3], применение специальных цементных растворов с повышенной стойкостью к CO_2 и H_2S позволяет предотвратить развитие негерметичности даже в условиях давлений и температур (High Pressure High Temperature — HPHT) месторождений с агрессивными флюидами.

3. Моделирование процесса крепления скважины, подбор оптимальных рецептур и параметров цементирования для обеспечения максимальной герметичности крепи. Здесь может быть полезен опыт применения расширяющихся и самовосстанавливающихся цементов [4, 5], позволяющих повысить стойкость крепи к циклическим нагрузкам и негативному воздействию пластовых флюидов.
4. Планирование системы мониторинга, включая подбор типов и точек установки датчиков давления и температуры, определение критериев оценки герметичности. Перспективным направлением является применение оптоволоконных систем мониторинга, встраиваемых непосредственно в цементное кольцо и позволяющих получать распределенные данные по всему стволу скважины [6].
5. Разработка стратегии реагирования на возможные осложнения, включая план диагностических исследований, критерии для принятия решений, методы ремонта. Здесь можно отметить подход компании Saudi Aramco [7], которая уже на этапе проектирования разрабатывает индивидуальные планы по управлению МКД для каждой скважины с учетом ее особенностей и критичности.

Интересным кейсом комплексного подхода к предотвращению МКД, стартующего уже с этапа проектирования, является практика компании Maersk Oil на месторождении Culzean в Северном море [8]. Все скважины на этом HPHT месторождении имеют высокий риск МКД. Для его минимизации разработан специальный дизайн скважин, включающий применение премиальных резьбовых соединений обсадных колонн, установку нескольких разделительных пакеров, подбор специальных тампонажных растворов. Также спроектирована распределенная оптоволоконная система мониторинга, интегрированная с системой управления целостностью скважин. Все эти меры в комплексе позволили успешно реализовать проект разработки месторождения Culzean без серьезных инцидентов, связанных с МКД.

Таким образом, на этапах концептуального проектирования и детального инжиниринга

скважины должна быть сформирована целостная стратегия контроля МКД, учитывающая специфику месторождения и охватывающая весь дальнейший жизненный цикл скважины. Продуманные проектные решения, нацеленные на обеспечение максимальной герметичности и удобства мониторинга, являются залогом успешного управления МКД на последующих этапах [9].

МОНИТОРИНГ: ВСЕВИДЯЩЕЕ ОКО КОНТРОЛЯ МКД

На этапе проектирования закладываются основы системы мониторинга межколонных давлений, которая будет использоваться на протяжении всего жизненного цикла скважины. В большинстве случаев достаточно предусмотреть базовую возможность контроля давления в каждом межколонном пространстве при помощи манометров, устанавливаемых на устье скважины. Такое решение является простым, экономичным и отвечает минимальным требованиям к контролю МКД.

Однако для критически важных, сложных или дорогостоящих проектов, таких как морские скважины на шельфе, целесообразно применение более продвинутых систем мониторинга. Они позволяют осуществлять непрерывный контроль параметров в режиме реального времени, выполнять удаленную диагностику и прогнозирование развития ситуации, своевременно принимать превентивные меры для предотвращения потенциальных инцидентов.

Для исполнения требований к устьевому оборудованию (API17D [10] или ISO 13628-4 [11]) в части мониторинга барьеров безопасности подводных скважин в МКП компания Emerson Process Management разработала систему беспроводных датчиков давления, которая называется Roxar Downhole Wireless PT Sensor System [12]. Аналогичный продукт также предлагает Sensor Developments в сотрудничестве со Statoil под названием LinX Annular [13]. Применение подобных решений позволяет отказаться от обычной практики применения более дорогих типоразмеров обсадных труб, которые выбирают для наихудших сценариев. Благодаря дополнительной уверенности в целостности, которую обеспечивает постоянный мониторинг кольцевого пространства, это позволяет обеспечить требуемый уровень безопасности при снижении расходов.

Применение таких продвинутых систем мониторинга оправдано в случаях, когда цена ошибки чрезвычайно высока, а последствия возможных инцидентов катастрофичны (например, в случае подводных скважин

или скважин вблизи экологически уязвимых зон). Дополнительные инвестиции в надежную систему контроля на этапе проектирования окупаются за счет повышения безопасности, увеличения срока службы скважин, оптимизации программы их обслуживания и предотвращенного ущерба от потенциальных аварий.

Таким образом, выбор конкретной стратегии и технологий мониторинга МКД должен выполняться на основе тщательного анализа рисков и экономической эффективности с учетом специфики каждого проекта. Но в любом случае возможность контроля давления в межколонных пространствах должна быть предусмотрена как неотъемлемая часть базового дизайна скважины.

ДИАГНОСТИКА: УПРОЩАЕМ РАССЛЕДОВАНИЕ СКРЫТЫХ УГРОЗ ЦЕЛОСТНОСТИ

Диагностику межколонных пространств можно разделить на два направления: без извлечения ВСО и с извлечением. На этапах «Концепт» и «Проектирование», как правило, вопрос диагностики источника МКД и оценки возможных путей миграции не рассматривается, ограничиваясь общими подходами — дляенной диагностики межколонных пространств, должен быть предусмотрен доступ к каждому межколонному пространству. При наличии прецедентов проектные решения могут предусматривать возможность контролируемого стравливания флюида из межколонного пространства и отбора проб.

Однако в случае критически важных или сложных проектов, где риски возникновения и последствия МКД особенно высоки, уже на этапе проектирования могут закладываться специальные решения для упрощения последующей диагностики. Например, для проведения ядерного каротажа в цемент добавляют радиоактивные метки в качестве маркеров: водорасторимый изотоп йода (^{131}I), покрытия с изотопом иридия (^{192}Ir) на песке или стеклянных шариках [14].

Другим перспективным направлением является применение распределенных оптоволоконных систем, встроенных в цементное кольцо или обсадную колонну. Такие системы позволяют проводить непрерывный мониторинг температуры, акустических сигналов, деформаций по всей длине ствола скважины [15]. Это дает возможность не только обнаруживать факт наличия негерметичности, но и определять ее точную локализацию без необходимости проведения отдельных каротажных операций.

ЛИКВИДАЦИЯ: ПЕРСПЕКТИВНЫЕ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИЕСЯ СКВАЖИНЫ

На первый взгляд может показаться, что ликвидация МКД на предпроектном и проектном этапах не представляется возможной. Вместе с тем в настоящее время подобные технологические решения существуют. Например, «активные» цементы, которые включают в себя добавки, восстанавливающие герметизирующие свойства цементного камня после их утраты [16, 17].

На **рис. 3** показан пример снижения давления в МКП на скважине месторождений Джейтун и Джигалыбек в туркменской части Каспийского моря при использовании цемента, в котором добавки герметизировали фильтрационные каналы при контакте с углеводородами [18].

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: АМНИСТИЯ РАСПРОСТРАНЕННЫХ ПРАКТИК

На этапе проектирования важно предусмотреть возможность безопасной и контролируемой эксплуатации скважин в случае возникновения и развития межколонных давлений. Главная задача — это обеспечение условий для управления рисками и минимизации негативных последствий МКД в процессе добычи.

Подконтрольная эксплуатация подразумевает комплекс организационных мероприятий, обеспечивающих повышенную частоту мониторинга МКД, оценку динамики, определение компонентного состава флюида и проведение других исследований, позволяющих принять решение о возможности дальнейшей эксплуатации скважины и граничных

условиях, которые сделают эксплуатацию скважины невозможной.

На месторождениях Крайнего Севера распространена практика обвязки межколонного пространства на факельный отвод с установкой предохранительного клапана, который открывается при превышении МКД предельно допустимого значения и позволяет выпустить скапливающийся газ [19].

ЭТАП «СТРОИТЕЛЬСТВО» — ЗАЛОГ БУДУЩЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Этап «Строительство» является одним из ключевых в жизненном цикле скважины, поскольку качество выполнения работ на этом этапе во многом определяет дальнейшую эффективность управления МКД. Идеализированное понимание процесса не безосновательно подразумевает логическую последовательность «соблюдение проектных решений — отсутствие МКД». Однако на практике ситуация оказывается сложнее.

Основная функция крепи скважины, состоящей из цементного кольца и обсадных колонн — обеспечение герметичности колонного пространства. Поэтому появление МКД чаще всего связано с нарушением целостности крепи скважины. Можно выделить три потенциальных места отказа [20, 21]:

1. Негерметичность цементного камня из-за некачественного цементного раствора, неправильного подбора состава под условия скважины, нарушений технологии цементирования, образования каналов и пустот в цементном кольце, а также разрушения цемента под действием внешних факторов

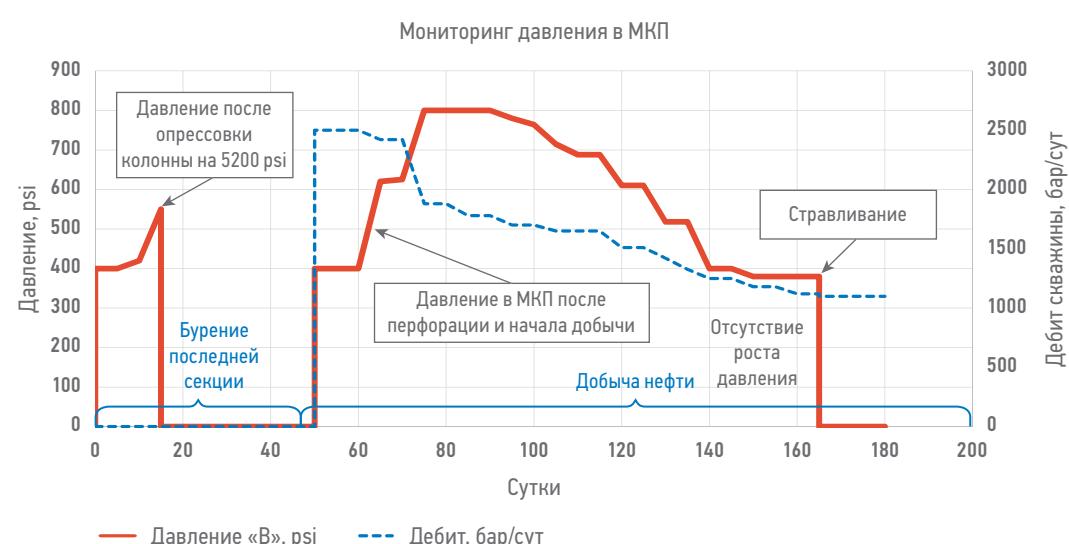


Рис. 3. Давление в колышевом пространстве «B» (красный график) и дебит (синий график) скважины A [18]
Fig. 3. Pressure in Annular Space 'B' (red graph) and Production Rate (blue graph) of Well A [18]

- (перепадов давления и температуры, подвижек горных пород и др.).
2. Негерметичность обсадных труб по телу вследствие внутренней и наружной коррозии, механических повреждений при транспортировке и спуско-подъемных операциях, наличия заводских дефектов в металле (трещины, поры, включения), смятия и разрыва колонн из-за внешних воздействий.
 3. Негерметичность резьбовых соединений обсадных труб по причине нарушений технологии свинчивания (недостаточный или избыточный момент, перекос, повреждения резьбы), коррозии, усталостного износа, несоответствия соединениям условиям эксплуатации.

Основными принципами надежного крепления скважин являются [22]:

- подбор обсадных колонн и резьбовых соединений для ожидаемых условий, а также соблюдение требований завода-изготовителя к смазке, моменту свинчивания и другим особенностям технологии спуска;
- тщательный подбор рецептур тампонажных растворов под конкретные скважинные условия, особенно для зон АВПД и с агрессивными флюидами. Применение специальных цементов повышенной прочности, стабильности и коррозионной стойкости;
- обеспечение хорошей центрации обсадных колонн для равномерного распределения цементного раствора в затрубном пространстве;
- эффективное удаление бурового раствора перед закачкой цемента для предотвращения загрязнения и ухудшения его свойств;
- соблюдение оптимальных параметров закачки — скорости, темпа, режимов течения — для достижения максимального вытеснения и минимизации потерь. Контроль высоты подъема цемента;
- применение дополнительных «барьеров», например, заколонных пакеров в проблемных зонах для дополнительной изоляции и разобщения потенциальных источников МКД.

Уже на этапе строительства необходимо устанавливать безопасные пределы давлений для каждого кольцевого пространства. Эти давления задают рабочий диапазон, выход за который повышает риски нарушения целостности. В дальнейшем контроль давлений становится главным инструментом управления МКД [23].

Авария в Мексиканском заливе на платформе Deepwater Horizon в 2010 году показала, насколько разрушительны могут быть

последствия нарушения целостности крепи. Неудачный дизайн и низкое качество цементирования стали причинами масштабного выброса и разлива нефти. Это подтвердило критическую важность качественного крепления скважин. Таким образом, обеспечение целостности скважин при строительстве — это комплексная задача, которая требует грамотного проектирования, выбора оптимальных материалов и технологий, строгого соблюдения регламентов. Заложенный на этом этапе фундамент определяет эффективность дальнейшей борьбы с МКД на всем жизненном цикле скважины.

МОНИТОРИНГ: СТРАЖИ ЦЕЛОСТНОСТИ НА ЭТАПЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

Мониторинг на этапе строительства играет ключевую роль в обеспечении целостности скважины и предотвращении осложнений, в том числе МКД.

Одной из важнейших задач является контроль давления в межколонных пространствах для раннего выявления признаков негерметичности и предупреждения газонефтеводопроявлений (ГНВП). Для этого на устье устанавливаются датчики давления, показания которых регистрируются и анализируются в режиме реального времени.

Другой критический аспект — это оценка качества свинчивания обсадных колонн. Контролируются параметры свинчивания: момент, скорость вращения, положение муфт. Отклонения от расчетных значений могут указывать на проблемы с резьбовыми соединениями, которые в дальнейшем становятся потенциальными источниками негерметичности.

Не менее важен контроль качества цементирования, так как целостность цементного камня — это залог долговременной изоляции зон и разобщения пластов. Применяются разнообразные методы оценки: измерение объемов, акустическая цементометрия (АКЦ), плотностная дефектометрия (СГДТ), применение мечевых жидкостей и др. Они позволяют оценить полноту вытеснения, высоту подъема и качество сцепления цемента с колонной и породой. СГДТ помимо свойств цементного камня указывает на толщину стенки обсадных труб в интервале исследований.

При успешных результатах мониторинга, подтверждающих целостность и надежность всех барьеров, скважина после завершения бурения и крепления переходит сразу на этап эксплуатации.

Если мониторинг выявил какие-либо несоответствия требованиям к надежности барьеров, то необходимо проведение

дополнительных работ. Это могут быть повторные цементировочные работы (squeeze jobs), установка пакер-пробок, докрепление интервалов и т.д. И только после подтверждения качества работ скважина допускается к вводу в эксплуатацию.

Таким образом, мониторинг на этапе строительства — это ключевой инструмент обеспечения целостности скважины, верификации надежности барьеров и снижения рисков возникновения заколонных перетоков и МКД в процессе дальнейшей эксплуатации. Современные средства контроля и методы диагностики позволяют оперативно выявлять потенциальные проблемы и принимать превентивные меры.

ДИАГНОСТИКА: ВСЕСТОРОННЯЯ ПРОВЕРКА ДО ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

На этапе строительства скважины доступен практически весь спектр современных методов диагностики ее технического состояния, как и на этапе «Переоснащение». Это открывает широкие возможности для своевременного выявления и устранения любых потенциальных проблем, способных привести к нарушению целостности крепи и возникновению межколонных перетоков.

Качественная диагностика в процессе бурения и крепления позволяет обеспечить долговременную герметичность скважины. С помощью методов геофизического исследования скважин (ГИС): акустическая цементометрия (АКЦ), ультразвуковой каротаж (УЗК) и др., можно детально оценить состояние цементного камня, обсадных колонн и их сцепление между собой и с породой. Это дает возможность выявить зоны негерметичности, каналы и заколонные перетоки на самой ранней стадии.

Возможности диагностики на практике редко используются в полной мере. Буровой подрядчик не всегда заинтересован в обнаружении и документировании проблем, которые не влияют на процесс бурения и сдачу скважины, но могут создать сложности в отдаленной перспективе. Особенно это касается небольших подрядных организаций, у которых нет долгосрочных контрактов и репутационных рисков.

В таких условиях инициатива по проведению расширенного комплекса диагностики часто должна исходить от самого недропользователя. Важно на этапе согласования программы работ включать необходимые методы исследований, контролировать полноту и качество их проведения, запрашивать интерпретацию у независимых экспертов. Стоит также учитывать, что даже самая полная диагностика не может гарантировать

выявление всех скрытых дефектов, которые проявляются только в процессе эксплуатации. Но она однозначно снижает риски и повышает надежность скважины, а главное — формирует объективную информационную основу для принятия решений.

Поэтому недропользователям имеет смысл настаивать на проведении качественной диагностики при строительстве скважин, чтобы исключить недоработки подрядчиков и предотвратить возможные негативные последствия и затраты уже на своем этапе.

ЛИКВИДАЦИЯ: ИСПРАВЛЯЕМ НЕДОЧЕТЫ, ПРЕДОТВРАЩАЕМ ПРОБЛЕМЫ

Аналогично диагностическим методам на этапе строительства скважины доступен самый широкий диапазон методов и инструментов для устранения любых выявленных проблем, способных привести к межколонным перетокам и МКД.

В случае обнаружения негерметичности цементного камня можно провести повторное цементирование под давлением (squeeze cementing) для изоляции зон и восстановления целостности крепи. Применяются специальные тампонажные составы: расширяющиеся, пено- и гелеобразующие, с повышенной адгезией и проникающей способностью.

При выявлении серьезных дефектов обсадных колонн (трещины, смятия, разрывы) возможна их замена путем извлечения поврежденной части и спуска новой колонны меньшего диаметра (колонна-летучка) с последующим цементированием.

Существуют также технологии ремонта локальных повреждений колонн с использованием пакер-пробок, металлических пластирей, композитных муфт. В некоторых случаях прибегают к вырезанию «окна» в колонне в месте дефекта с последующим тампонированием интервала.

Все эти работы по ликвидации проблем, выявленных на этапе строительства, должны осуществляться силами и за счет бурового подрядчика, допустившего брак и несоответствия техническим требованиям. Это его зона ответственности перед заказчиком-недропользователем.

Однако на практике возникают ситуации, когда подрядчик оказывается не заинтересован в полноценном устранении собственных просчетов и брака. Если проблемы не носят критического характера и позволяют закончить скважину, подрядчик может скрыть их наличие, согласиться с некоторым снижением качества или предложить временное решение. Каждый лишний день простоя

буровой обходится очень дорого, поэтому соблазн поскорее сдать скважину и переложить проблемы на эксплуатацию велик. В такой ситуации многое зависит от принципиальности и добросовестности подрядчика, а также от системы контроля качества со стороны заказчика. Внимательное отношение к результатам диагностики, понимание возможных последствий и строгий контроль исполнения проектных решений — залог обеспечения надежности скважины. Ключевым фактором является согласованность действий и единство целей всех сторон: недропользователя, подрядчиков, супервайзеров. Все должны осознавать, что качественное строительство скважины, в том числе безупречная ликвидация любых выявленных проблем, в долгосрочных интересах всех участников процесса, так как определяет безаварийность и экономическую эффективность дальнейшей эксплуатации.

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: КУРС НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Завершающим этапом строительства скважины является передача ее в эксплуатацию. При этом инженеры по бурению и супервайзеры должны не только подтвердить соответствие фактической конструкции скважины проектной, но и дать четкие рекомендации по ее дальнейшей безопасной эксплуатации. В частности, особое внимание уделяется вопросам обеспечения целостности и управления межколонными давлениями. На основе фактических данных о состоянии крепи, качестве цементирования, результатов испытаний на герметичность формируются указания по режимам эксплуатации, предельно допустимым давлениям, необходимости и периодичности мониторинга.

Если в процессе бурения выявлены проблемы, влияющие на целостность, то даже после их ликвидации скважина должна быть переведена в категорию требующих особого контроля. Должны быть даны предписания по установлению специального графика и методов диагностики, определены критерии оценки динамики изменений, условия перевода в нормальный режим эксплуатации или необходимости ремонта.

Вся эта информация должна быть отражена в исполнительной документации, актах передачи скважины и положена в основу программы эксплуатации и технического обслуживания. По сути, рекомендации бурников и супервайзеров определяют базовые параметры подконтрольной эксплуатации на начальном этапе.

Отдельного специального этапа «Подконтрольная эксплуатация» в процессе бурения не предусмотрено. Сама подконтрольная эксплуатации начинается уже после передачи скважины и ввода ее в работу. Однако те данные и указания, которые сформированы на этапе строительства, являются отправной точкой и основой для системы подконтрольной эксплуатации в дальнейшем.

От качества этих исходных данных, от полноты и достоверности информации, от обоснованности рекомендаций во многом зависит эффективность мониторинга и управления целостностью скважины уже на этапе эксплуатации. Поэтому задача бурового подрядчика и супервайзера — это не только качественно построить скважину, но и заложить фундамент для ее надежной и безопасной работы на годы вперед.

ЭТАП «ЭКСПЛУАТАЦИЯ» — ПРОВЕРКА ВРЕМЕНЕМ

Этап «Эксплуатация» является наиболее продолжительным в жизненном цикле скважины — несколько десятилетий, поэтому технологические операции по управлению МКД будут иметь наибольшее значение. Особенность работы с МКД на этапе «Эксплуатация» обусловлена техническими решениями по конструкции и оснащению скважины, которые определяют доступный инструментарий и технологии для мониторинга, диагностики и ремонта. Как показано на [рис. 4](#), в зависимости от локализации и характера негерметичности, возможности оперативного вмешательства могут быть ограничены [1].

Важно понимать, что эксплуатационный персонал, как правило, имеет физический доступ к устьевому оборудованию: фонтанной арматуре и обвязке обсадных колонн. Поэтому может производить регулярные замеры параметров (давление и температура) и техническое обслуживание запорно-регулирующей арматуры, не находящейся под давлением.

Если необходимо провести работы с коренными задвижками — первые на пути флюида, то необходимо привлекать специализированный персонал для проведения газоопасных работ.

Для доступа внутрь скважины, оснащенной лифтовыми трубами, используется канатная техника, а исследования проводят с помощью геофизических приборов, спускаемых на кабеле. Эти операции, как правило, выполняются силами сервисных подрядчиков.

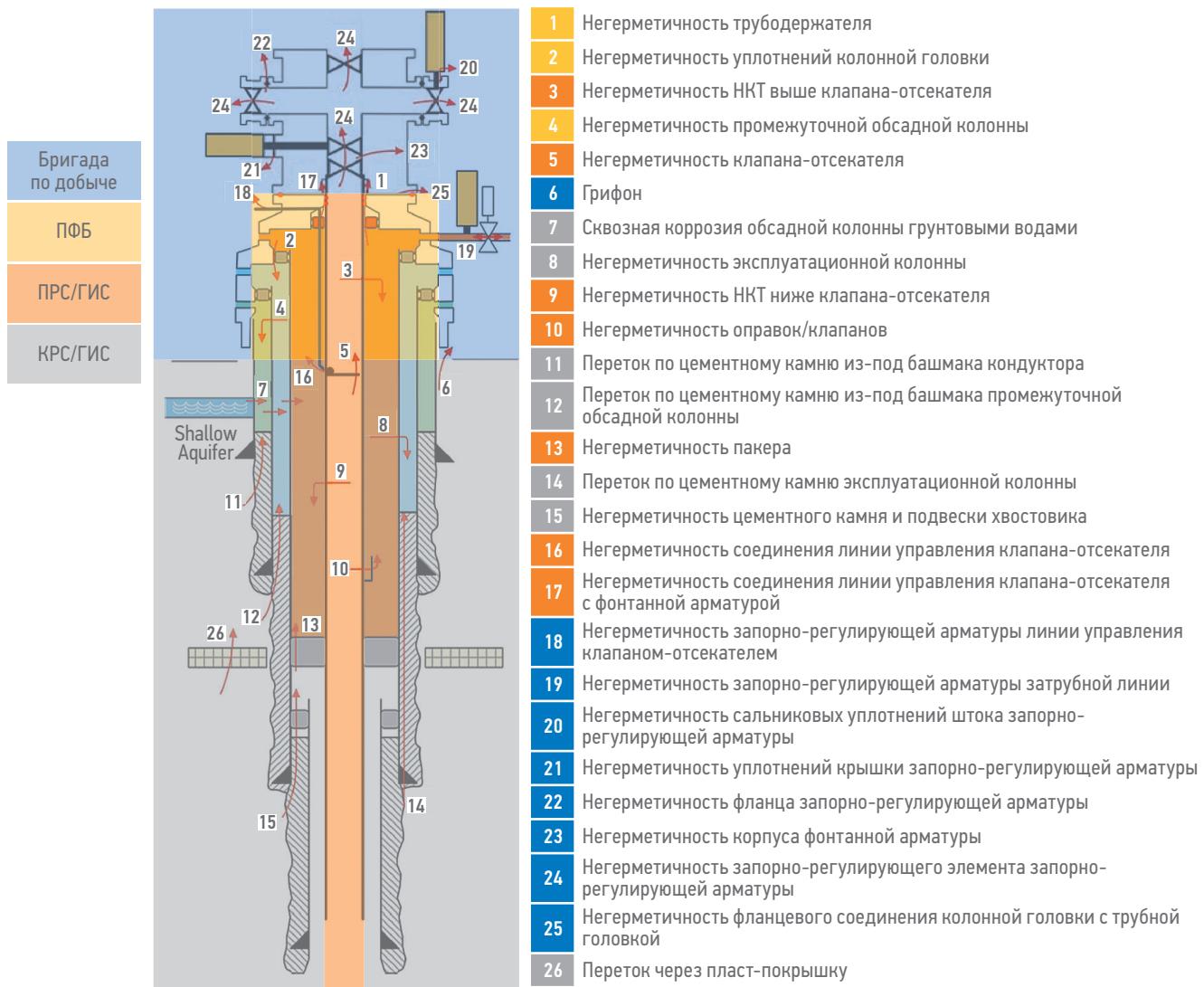


Рис. 4. Основные виды нарушений герметичности скважины [1] с учетом технологической доступности: бригада по добыче (эксплуатационный персонал недропользователя); ПФБ — аварийно-спасательные формирования по противовентанной безопасности, выполняющие газоопасные работы; ПРС — подземный ремонт скважин канатной техникой; КРС — капитальный ремонт скважин с извлечением лифтовых труб и подземного оборудования; ГИС — геофизические исследования скважин

Fig. 4. Main sources and leak paths resulting to well integrity issues [1] considering technological accessibility: production crew (operator's operational personnel); ПФБ — well control units (blowout response service), conducting hazardous gas operations; ПРС — wireline well intervention for underground well repair; КРС — workover well intervention with rig and removal of tubing and downhole equipment; ГИС — well logging for geophysical surveys

Но возможности таких внутрискважинных работ ограничены, они не позволяют напрямую оценить состояние обсадных колонн и цемента за ними.

Наиболее полный комплекс диагностических исследований или ремонт обсадных колонн и восстановление целостности крепи возможен только после извлечения подземного оборудования и перехода на этап «Переоснащение». Это уже совсем другой уровень сложности и затрат.

Инцидент на скважине Elgin G4 в Северном море в 2012 году наглядно демонстрирует критичность контроля межколонных давлений в процессе эксплуатации. Из-за ряда отказов обсадных колонн, вызванных коррозионным растрескиванием под напряжением

и увеличением активности меловых отложений, газ из кольцевых пространств начал поступать на поверхность, что привело к неконтролируемому выбросу и эвакуации персонала платформы.

Этот случай подчеркивает важность выстраивания эшелонированной системы контроля целостности скважины, охватывающей все уровни — от устья до забоя и все этапы — от проектирования до ликвидации. Управление МКД является неотъемлемой частью этой системы. Необходимы регулярный мониторинг, четкие критерии оценки рисков, процедуры реагирования на отклонения, планы действий в чрезвычайных ситуациях. При этом нужно отдавать себе отчет, что возможности контроля и ремонта ограничены

в процессе эксплуатации, когда скважина оснащена подземным оборудованием. Поэтому так важно закладывать превентивные меры еще на этапе проектирования и строительства и не допускать развития проблем до критического уровня.

МОНИТОРИНГ: КРУГЛОСУТОЧНЫЙ ДОЗОР ЗА ДАВЛЕНИЕМ В МКП

Напомним, что МКД является следствием нарушения герметичности уплотнений скважины и характеризуется наличием источника и путей миграции в МКП. На **рис. 4** видно, что фиксация МКД осуществляется на устье скважины, путем замера давления в МКП обслуживающим персоналом недропользователя в рамках мониторинга, но не позволяет сделать вывод о пути миграции флюида и его источнике.

На данном этапе важно определить периодичность мониторинга наличия давления в МКП. Как правило, эксплуатирующие организации в зависимости от особенностей месторождения (доступность, наличие агрессивных компонентов и др. сопутствующих рисков) осуществляют замеры с периодичностью 1–4 раза в год. Согласно API RP 90 [24, 25] рекомендовано регистрировать давление в МКП не реже чем каждые 6 месяцев при отсутствии установившегося МКД и не реже, чем каждые 3 месяца при наличии установившегося МКД (подконтрольная эксплуатация). В США стандартом MMS / BOEMRE [26] предъявляется требование, согласно которому давление в кольцевых пространствах на стационарных платформах должно контролироваться на регулярной основе.

Нельзя недооценивать важность регулярного мониторинга, поскольку он имеет решающее значение для выявления и контроля развития МКД. Как подчеркивается в стандартах ISO 16530-2 [27] и OGUK [28, 29], оператор скважины должен установить оптимальную частоту замеров и обеспечить тщательную регистрацию всех показаний, чтобы накапливаемые данные были представительными и позволяли отслеживать динамику изменений.

Необходимо понимать, что регулярный мониторинг — это самый простой, дешевый и надежный метод контроля МКД. Для его реализации достаточно базового набора манометров (датчиков) и запорной арматуры (задвижек) на всех межколонных пространствах. Это должно быть предусмотрено в конструкции любой скважины уже на этапе проектирования. А в процессе эксплуатации нужно обеспечить неукоснительное соблюдение графика замеров и фиксацию всех

показаний в базе данных для возможности ретроспективного анализа.

Практика показывает, что если регулярный мониторинг не наладить должным образом, это может привести к опасным последствиям. Персонал со временем теряет бдительность, начинает пренебрегать замерами, особенно если МКД никогда не фиксировалось на скважине. Но проблема может развиваться исподволь и проявляться лавинообразным ростом давления, когда исправить ситуацию будет уже очень сложно. Именно поэтому так важно поддерживать неусыпный контроль, чтобы иметь шанс выявить проблему на ранней стадии.

При первичном выявлении МКД необходимо оценить риски («Диагностика») и принять взвешенное решение о дальнейшей «Подконтрольной эксплуатации» скважины с учетом установленных предельно допустимых давлений [1]. В этом может помочь проведение диагностических исследований, о которых мы поговорим в следующем подразделе.

Но уже на этапе мониторинга важно отслеживать косвенные признаки, указывающие на возможное развитие проблем с МКД. Все отраслевые стандарты указывают на такие тревожные сигналы:

- 1) необъяснимое снижение давления (и дебита) на устье скважины;
- 2) повышение давления в любом из МКП при нормальных условиях эксплуатации (работа, запуск и остановка скважины);
- 3) внезапное снижение кольцевого давления, которому предшествует постепенное или внезапное повышение и выше высшей границы эксплуатации;
- 4) синхронное изменение давления в соседних кольцевых пространствах;
- 5) невозможность сгладить давление в МКП, т. е. давление не снижается при продолжительном сглаживании или растет вскоре после закрытия перепускного клапана;
- 6) невозможность поддерживать давление выше нижней границы.

При повторном выявлении МКД решение о переходе к более детальной диагностике или возможности продолжения эксплуатации должно приниматься на основе комплексного риск-ориентированного, учитывающего всю совокупность факторов — от конструкции скважины до особенностей месторождения.

Таким образом, регулярный мониторинг — это фундамент системы контроля МКД и целостности скважины в целом. Он должен быть обеспечен технически и организационно, охватывать все кольцевые пространства, проводиться с достаточной частотой

и тщательностью на протяжении всего периода эксплуатации. Только так можно гарантировать своевременное выявление проблем и принятие корректирующих мер до того, как ситуация выйдет из-под контроля.

ДИАГНОСТИКА: РАСПУТЫВАЯ КЛУБОК ПРИЧИН МКД

Оценка потенциальных источников МКД и путей миграции (рис. 4) позволяет сделать вывод о многообразии возможных способов диагностики, а также об их «погрешности». Проведение работ на скважинах сопряжено с затратами, поэтому недропользователь, аналогично врачебной практике, движется от простых «анализов» к дорогостоящим «исследованиям».

Важно понимать, что давление в МКП и за трубном пространстве — это динамический параметр, тесно связанный с режимом работы скважины. При выводе скважины на рабочий режим давление в МКП обычно увеличивается за счет теплопередачи от добываемого флюида, а при остановке скважины оно снижается по мере остывания. Это естественное поведение, обусловленное термическим расширением и сжатием флюида в кольцевом пространстве.

Исключением являются случаи, когда давление в МКП намеренно задается и контролируется оператором в технологических целях (например, для газлифта или предупреждения коррозии).

Любые отклонения от ожидаемого характера изменения давления в МКП могут указывать на наличие постороннего притока флюида и развитие проблем с герметичностью крепи скважины. К таким тревожным признакам относятся:

- аномальное повышение или снижение давления в МКП при неизменном режиме работы скважины;
- появление в МКП флюида, отличного от первоначально закаченного при цементировании или заполнении;
- увеличение объема флюида в МКП, фиксируемое по росту его уровня.

Для выявления и диагностики таких отклонений могут применяться различные методы, включая:

- стравливание давления из МКП в контролируемых условиях и последующее наблюдение за его восстановлением;
- периодический замер эхолотом уровня жидкости в МКП, не занятом цементом;
- отбор проб флюида из МКП для определения его состава и происхождения, как правило, возможность отбора появляется только в процессе стравливания и истечения флюида;

- прямой замер расхода флюида, поступающего в МКП через специальную измерительную установку.

С точки зрения технологической доступности на этапе «Эксплуатация» разделим диагностические операции на три крупных блока:

- базовые работы с устьем, выполняемый эксплуатирующим персоналом;
- специальные работы с устьем, выполняемые под давлением, например газоспасателями;
- внутрискважинные операции без извлечения подземного оборудования.

Первый блок. Наиболее дешевым, простым, доступным при низких значениях МКД будет замер давления и оценка времени стравливания флюида из МКП с «органолептическим контролем» стравливаемого флюида:

- наличие запаха;
- визуальная оценка (газ, жидкость, цвет);
- осязание («маслянистость», вязкость, мех примеси, консистенция).

Уже эти простейшие данные позволяют выдвинуть предположения о природе флюида, а также предположения о путях миграции. Например, флюид в МКП может идентифицироваться как вода, буровой раствор, жидкость затворения цемента, нефть, углеводородный газ, воздух или азот, а время стравливания позволяет выдвинуть гипотезу об объемно свободно пространства в МКП и интенсивности поступления флюида: стравливание продолжительностью несколько секунд или минут будет свидетельствовать о возможном термоиндуцированном МКД, т.е. расширении газа (воздуха) в замкнутом объеме при повышении среднесуточной температуры.

Для правильной интерпретации данных, полученных в ходе диагностических исследований, необходимо располагать максимально полной информацией о конструкции и истории эксплуатации скважины, включая:

- схемы расположения обсадных колонн, труб и барьеров безопасности;
- данные о пластовых давлениях и составе флюидов;
- график изменения давлений в кольцевых пространствах по глубине скважины;
- архивные данные мониторинга параметров скважины и сведения о ранее проводившихся подземных ремонтах.

Анализ всей совокупности данных позволяет выдвинуть обоснованные предположения об источниках и путях притока флюида в МКП и определить оптимальную методику дальнейшего обследования скважины.

Существуют различные методики для проведения диагностики скважины на этапе «Эксплуатация». Обычно сначала

проводится стравливание или повышение давления в МКП для изначального диагностирования. Пример методологии диагностического стравливания приведен в API RP 90 [24, 25].

Согласно API RP 90, В-В-тест выполняется путем сброса устьевого давления через 0,5-дюймовый/13-миллиметровый игольчатый клапан с последующим 24-часовым периодом ожидания. В зависимости от результатов теста риск классифицируется как нулевой, низкий или высокий. Если давление в МКП не может быть стравлено до нуля в течение 24 часов, риск считается высоким. Если давление в кольцевом пространстве стравливается до нуля, но снова увеличивается при закрытии, уровень риска считается низким. Если роста давления не наблюдается, давление в МКП не является установившимся МКД, и оценка давления не требуется. Все эти три случая показаны на диаграмме (рис. 5).

Все стандарты в процессе стравливания рекомендуют вести регистрацию устьевого давления, а также объемов и плотности флюидов, отводимых из кольцевого пространства.

Норвежская нефтегазовая ассоциация (OLF 117) рекомендует записывать как минимум следующую информацию во время теста В-В [29]:

- давление в МКП до и после работы;
- продолжительность операций;
- тип флюида в МКП;
- объем, закаченный или стравленный из кольцевого пространства (если это возможно измерить);

- поведение давления в других кольцевых пространствах и в НКТ.

Второй блок: работы повышенной опасности на устье скважины, выполняемые если результаты базовой диагностики указывают на возможность пропуска флюида через устьевое оборудование. Характерные признаки такой ситуации:

- наличие в МКП флюида, идентичного добываемому или закачиваемому;
 - близкие значения давления в МКП и трубном/затрубном пространстве;
 - быстрая реакция давления в МКП на изменения в трубном/затрубном пространстве.
- Для выявления и устранения негерметичности устьевого оборудования проводится:
- ревизия и опрессовка фонтанной арматуры, колонной и трубной обвязки;
 - проверка и замена уплотнений, клапанов, задвижек;
 - контроль затяжки фланцевых соединений и т.д.

Такие работы всегда связаны с повышенной опасностью и требуют привлечения специализированных бригад, обученных и аттестованных для работы в условиях возможного ГНВП. Как правило, это профессиональные аварийно-спасательные формирования (ПАСФ), имеющие опыт и оснащение для выполнения комплекса работ по противофонтанной безопасности [30, 31].

Согласно действующей редакции правил безопасности нефтяной и газовой промышленности [32] эксплуатирующая организация должна иметь действующий договор с ПАСФ и согласованную с ней инструкцию по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов.

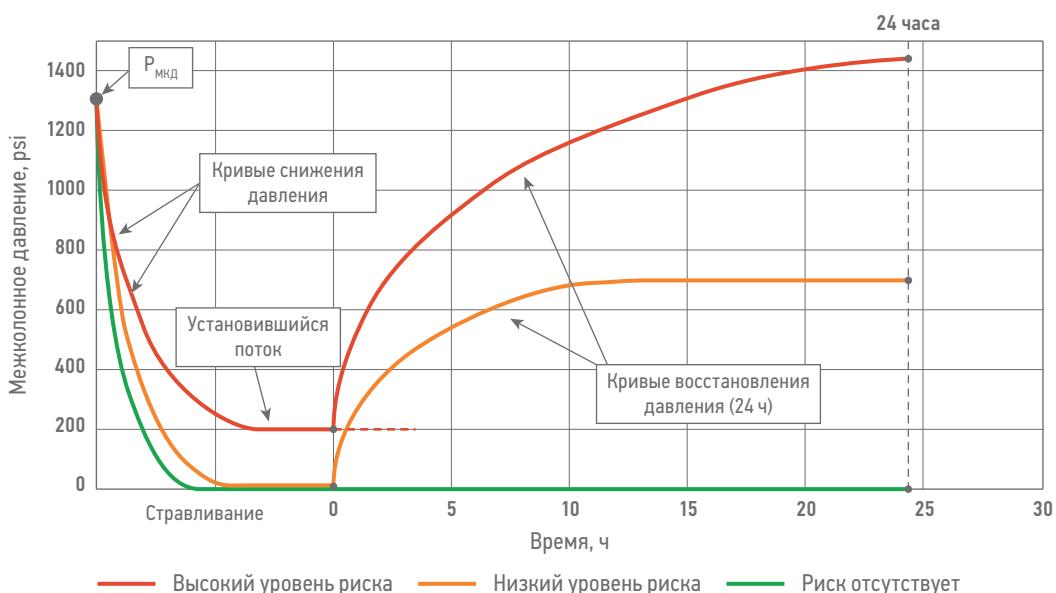


Рис. 5. Возможные сценарии при испытании МКД по методике API RP 90 [24, 25]
Fig. 5. Possible scenarios when testing SCP according to API RP 90 methodology [24, 25]

Такая инструкция разрабатывается с учетом специфики месторождения и особенностей проводимых на нем работ (бурение, освоение, ГИС, ремонт, консервация, ликвидация и др.). Четкое взаимодействие между недропользователем и ПАСФ, строгое следование регламентам и инструкциям — это обязательные условия безопасного проведения работ на устье. В случае успеха удается диагностировать и сразу ликвидировать сообщение с МКП без подземных работ и остановки скважины. Если же верхний блок обвязки окажется герметичным — придется искать причины МКД глубже в прямом и переносном смысле.

Третий блок: исследования подземного оборудования и лифтовых труб (факторы 3, 5, 16, 9, 10 и 13 на **рис. 4**).

Если базовая диагностика и проверка устьевого оборудования не выявили причин МКД, следующим шагом является обследование ВСО и колонны НКТ. Основная цель — это найти возможные места сообщения трубного и затрубного пространства, ведущие к перетокам флюида в МКП.

Методы диагностики на этом этапе:

- геофизические исследования через НКТ (термометрия, шумометрия, профиль притока и др.);
- гидродинамические исследования (опрессовка НКТ, отработка на приток/приемистость).

Типичные места негерметичности ВСО и НКТ:

- дефекты и отверстия в теле труб;
- негерметичные резьбовые соединения;
- неисправные пакеры, клапаны, переводники и другие элементы оснастки.

Подобные неисправности легко выявляются по термоаномалиям, но, как правило, являются промежуточным звеном на пути миграции флюида от источника до межколонного пространства. В случае обнаружения и точной локализации негерметичности устранение некоторых проблем возможно путем проведения ремонтных работ с использованием канатной техники.

Важно понимать, что проведение ГИС через НКТ хотя и позволяет выявить сообщение трубного и затрубного пространства, но имеет крайне низкую эффективность для оценки состояния самих обсадных колонн и заколонного пространства. Эти интервалы попросту недоступны для прямого исследования через лифтовые трубы.

Четвертый блок: комплексная диагностика при подъеме оборудования

Если предыдущие этапы диагностики не дали результата, наиболее полную информацию о состоянии скважины и причинах МКД можно получить только при подъеме

ВСО и НКТ. Фактически это означает перевод скважины в ремонт и на стадию «Переоснащение».

После выявления наиболее вероятного источника МКД и путей миграции флюида, разрабатывается программа работ по их ликвидации, учитывая техническое состояние скважины и применимые методы ремонта.

ЛИКВИДАЦИЯ: ИНОГДА ЛУЧШЕ НЕ ЛИКВИДИРОВАТЬ

Инструментарий технологий ликвидации МКД на этапе «Эксплуатация» аналогично диагностическим исследованиям будет во много обусловлен физической доступностью источника МКД и путей миграции.

1. Стравливание давления и подконтрольная эксплуатация

Самый простой метод борьбы с МКД — это периодическое стравливание давления из затрубного пространства. Если по результатам диагностики установлено, что давление не создает критических рисков, скважину можно перевести в режим подконтрольной эксплуатации.

Суть подконтрольной эксплуатации в регулярном мониторинге давления в МКП и его стравливании при необходимости. Если значения давления невелики и стабильны, угрозы нет. Главное — это внимательно следить за динамикой и соблюдать периодичность контроля.

В некоторых случаях для подавления коррозии и замедления притока, в МКП может закачиваться ингибитор. Но основной метод ликвидации — стравливание. Существуют примеры перепроектирования и обвязки скважин с постоянным стравливанием МКП на амбар.

2. Ремонт устьевого оборудования

Если источником МКД является негерметичность устьевого оборудования, ликвидация проблемы должна выполняться сразу после ее обнаружения, еще на этапе диагностики. Для фонтанирующих нефтяных и газовых скважин критически важно выполнять такие работы без глушения, чтобы избежать потерь добычи. Используются специальные методы и оборудование, позволяющие безопасно работать под давлением. Операции выполняют бригады противофонтанной безопасности.

3. Ремонт подземного оборудования и НКТ

Если источник МКД находится глубже, возможности ликвидации притока флюида в МКП без глушения и подъема оборудования будут ограничены возможностями канатной и качающей техники:

- извлечь и заменить неисправные клапаны в составе внутрискважинного

- оборудования, если они элементом на пути флюида в МКП;
- при наличии пакера закачать в затрубное пространство нейтральную жидкость для гидравлического перекрытия возможных негерметичностей из затрубного пространства в межтрубное.

Но устранить заколонные перетоки или восстановить целостность обсадных колонн таким способом невозможно. Цементирование и установка пакеров требуют подъема оборудования.

4. Закачка изолирующих составов: быстрое решение или бомба замедленного действия?

Особого внимания заслуживает практика закачки в МКП специальных составов (гели, смолы, полимеры) в МКП с устья. Существует множество технологий, которые обещают ликвидацию МКД. Закачка осуществляется под давлением, либо под действием гравитации.

На первый взгляд — это быстрое и эффективное решение. МКД ликвидируется, добыча продолжается. Соблазн велик. Но у медали есть обратная сторона. Если посмотреть на [рис. 4](#), то не так уж много корневых причин, которые можно устранить подобным способом.

Изолирующий состав создает видимый эффект, лишь временно «замазывает» проблему, не устраняя ее причины. Глубина проникновения составов будет ограничена, а создание избыточного давления при закачке может способствовать развитию трещин в цементном камне. Кроме того, при работе с МКП нужно учитывать, что, закачав что-то, обратно это уже не извлечь.

Действительно, при подобном закупоривании каналов МКД на устье не фиксируется, но в МКП ниже глубины проникновения состава приток флюида продолжается и давление растет. Управление МКД в подобной ситуации отсутствует. Происходит дальнейший неконтролируемый рост давления, нарушение барьера безопасности во внутреннем или внешнем кольце относительно «закупоренного». В любой момент возможен прорыв флюида ниже башмака колонны и образование грифона.

Предпочтительным остается подконтрольная эксплуатация с регулярным мониторингом, а не иллюзия решения проблемы.

Ограниченностю методов ликвидации МКД на этапе «Эксплуатация» сводит выбор к трем вариантам:

- подконтрольная эксплуатация и удержание МКД в безопасных пределах;

- ремонт устьевого и подземного оборудования;
- глущение и перевод в «Переоснащение» для дальнейшей работы по диагностике и ликвидации МКД.

Паллиативы вроде закачки составов лишь оттягивают неизбежное и несут дополнительные риски. Ключ к успеху в превентивном подходе: регулярном контроле, своевременной реакции, качественной диагностике и планировании ремонта до выхода ситуации из-под контроля. Предотвращение развития проблемы всегда эффективнее героической борьбы с последствиями — этот принцип справедлив на всех этапах управления МКД.

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: БЕЗОПАСНОСТЬ И КОНТРОЛЬ — НАШИ ПРИОРИТЕТЫ

В предыдущей статье [1] вопрос эксплуатации фонда скважин, осложненного МКД, рассмотрен достаточно подробно.

Можно добавить, что в прошлом году авторами разработан и введен в действие основополагающий стандарт «Газпром нефти» «Обеспечение целостности и надежности скважин», который впервые в Российской Федерации обобщил передовой международный опыт и многолетний опыт эксплуатации скважин в России по управлению МКД с учетом требований нормативно-методических документов РФ.

Стандарт предусматривает возможность подконтрольной эксплуатации скважины с выявленным МКД в случаях, когда нет возможности его ликвидировать, но давление находится в допустимых пределах. Для этого после тщательного рассмотрения, документального обоснования и выполнения инженерных расчетов ответственными лицами может быть принято решение о разрешении подконтрольной эксплуатации скважины.

Данное решение принимается, когда риск от восстановления первоначального барьера безопасности непропорционален дополнительным рискам от проведения восстановительных работ с учетом вероятности успеха. Решение выносится на основании оценки рисков, утверждается ответственными лицами и ограничивается по времени. При продлении срока подконтрольной эксплуатации уровень утверждения может повышаться. Таким образом, стандарт учитывает реалии эксплуатации и позволяет управлять МКД для обеспечения безопасности и эффективности добычи, реализуя риск-ориентированный подход.

ЭТАП «ПЕРЕОСНАЩЕНИЕ» — ВРЕМЯ ОБНОВИТЬ БАРЬЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

МОНИТОРИНГ: НА СТРАЖЕ ПОРЯДКА ПРИ СМЕНЕ ОБОРУДОВАНИЯ

На этапе ремонта мониторинг осуществляется для обеспечения контроля барьеров безопасности скважины. В случае отсутствия мониторинга в процессе ремонтно-восстановительных работ есть риск ГНВП по межколонному пространству.

ДИАГНОСТИКА: НЕТ МЕСТА ДЛЯ СКРЫТЫХ ДЕФЕКТОВ

Диагностика МКД на этапе

«Переоборудование» имеет исчерпывающий арсенал методов. Извлечение подземного оборудования открывает физический доступ к эксплуатационной колонне и позволяет «заглянуть» за нее с помощью разнообразных геофизических методов [33].

На данном этапе доступен наиболее полный диагностический спектр и используются практически весь спектр физических полей:

- шаблонирование и повторная инклинометрия скважины позволяют оценить целостность ствола скважины в макромасштабе;
- профилеметрия скважины позволяет определить размеры и форму поперечного сечения скважины, например, многорычажные профилемеры (**рис. 6**);
- акустические методы оценки: акустическая цементометрия позволяет оценить сцепление цемента с обсадной колонной,

а фазокорреляционная диаграмма (ФКД) с горными породами, дополнительную информацию дают широкополосный волновой акустический каротаж (ВАК) и скважинное акустическое телевидение (САТ);

- пассивная акустика или шумометрия позволяет «услышать» течение флюидов в межколонном пространстве;
- электромагнитные методы — например, локация муфт;
- дефектоскопия и толщинометрия на основе индукционных методов: электромагнитная дефектоскопия и магнитно-импульсная дефектоскопия;
- гамма-гамма-толщинометрия и цементометрия;
- гидравлические методы (опрессовка и сброс давления);
- внутрискважинная видеосъемка для визуального контроля [34].

Особое значение качественная диагностика приобретает при работе с газовыми и газо-конденсатными скважинами, а также подземных хранилищ газа (ПХГ). Высокая подвижность и проникающая способность газа повышают риски развития негерметичности и межколонных перетоков.

Ценный опыт в этой области накоплен компанией «Газпром» и обобщен в корпоративном стандарте СТО Газпром 2-23-312-2009 «Методика проведения технического диагностирования газовых и газоконденсатных скважин газодобывающих предприятий ОАО «Газпром»».

Документ предлагает градацию диагностических комплексов по уровню детализации



Профилемер Vulcan MFT-40 (графика scientificdrilling.com)

Рис. 6. Для контроля технического состояния обсадных колонн в ПФ «Севергазгеофизика» успешно используются 24- и 40-рычажные малогабаритные профилемеры

Fig. 6. For monitoring the technical condition of casing strings, the «Severgazgeofizika» successfully uses 24- and 40-arm compact profilometers

и разрешающей способности применяемых геофизических методов: К-1, К-2, К-3. Такой дифференцированный подход позволяет оптимально планировать программы исследований в зависимости от категории скважины, истории ее эксплуатации и фактических рисков развития негерметичности [35, 36].

Таким образом, этап «Переоборудование» предоставляет максимально широкие возможности для всесторонней диагностики состояния скважины, выявления и локализации источников МКД. Арсенал методов практически неограничен и постоянно пополняется новыми.

Ключевую роль играет применение современных высокоразрешающих методов ГИС, позволяющих детально исследовать не только внутреннее пространство, но и состояние колонн и заколонного пространства. Дополнительную информацию дают гидродинамические исследования и средства визуального контроля.

Однако важно понимать, что даже самый полный комплекс исследований не может гарантировать обнаружение всех проблем. Множественность потенциальных причин негерметичности и сложность путей миграции флюидов требуют тщательного планирования программ диагностики с учетом конкретных условий и истории скважины. В этом плане показателен дифференцированный подход компании «Газпром».

В любом случае, максимально полная и качественная диагностика на этапе «Переоборудование» является залогом успешной ликвидации МКД и восстановления нормальной работы скважины.

ЛИКВИДАЦИЯ: РЕШИТЕЛЬНО УСТРАНЯЕМ ИСТОЧНИКИ ОПАСНОСТИ

После завершения комплексной диагностики и точной локализации источников и путей межколонных перетоков, наступает время решительных действий по их ликвидации. Этап «Переоборудование» с подъемом лифтовых труб и внутрискважинного оборудования открывает широкие возможности для проведения полномасштабных работ.

Выбор методов по устранению межколонных перетоков должен учитывать конкретную локализацию негерметичности в конструкции скважины. Рациональный подход — это двигаться от внутренних элементов к внешним, последовательно изолируя источники сообщения с МКП.

1. Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК), подвески хвостовика и хвостовика

При наличии явных дефектов в самой колонне первоочередная

задача — изолировать их изнутри.

Возможные методы:

- установка металлических пластырей (продольно-гофрированной трубы с герметизирующим покрытием и последующем расширении пластира до плотного контакта с колонной);
- закачка тампонажных составов (цементы, смолы) под давлением с последующим разбуриванием;
- установка мостовых пробок;
- спуск пакера ниже интервала негерметичности и заполнение затруба нейтральной жидкостью;
- двухпакерные компоновки для надежной изоляции протяженных (до 1500 м) интервалов негерметичности ЭК;

Последний вариант хотя и не ликвидирует причину, но часто оптимален по соотношению надежность/скорость/стоимость.

2. Устранение заколонных перетоков при целостной ЭК

Если ЭК не имеет видимых дефектов, а источником сообщения с МКП является негерметичность цементного камня, ключевой задачей становится точная локализация интервала фильтрации флюида и его селективная изоляция:

- путем перфорации колонны с последующей закачкой тампонажных растворов;
- вырезанием фрагмента колонны в интервале негерметичности с закачкой специальных составов (микроцементы, гели).

Опыт Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) показал, что в условиях интенсивной фильтрации по МКП традиционное цементирование через перфорацию бывает недостаточно эффективным. Более надежный результат дало вырезание фрагмента обсадной колонны с закачкой микроцемента [37].

3. Комбинированные решения при негерметичности и ЭК, и цемента

Если и колонна, и крепь имеют дефекты, возможны комплексные решения:

- спуск дополнительной «летучей» колонны меньшего диаметра с цементированием;
- установка протяженных пакеров с перекрытием всего интервала негерметичности.

В крайних случаях может рассматриваться извлечение поврежденной части ЭК для верхних интервалов и ее замена. Но такие трудоемкие и дорогостоящие операции скорее исключение.

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: НОВЫЙ СТАРТ

По результату проведенных работ подконтрольной эксплуатации как таковой не осуществляется, но должны быть выданы

рекомендации по переводу скважины в базовый фонд для мониторинга или же в подконтрольную эксплуатацию с учетом выявленных нарушений и проведенных ремонтно-восстановительных работ. Например, изменение обвязки скважины для постоянного стравливания

ЭТАП «ЛИКВИДАЦИЯ»: ОН БУДЕТ ДЛИТЬСЯ ВЕЧНО

Даже после проведения всех необходимых работ по изоляции пластов и установке надежных барьеров, нельзя исключать риски появления МКД в будущем. Причинами могут стать деградация материалов под действием агрессивных флюидов и высоких нагрузок, сейсмическая активность, изменение пластовых условий и др.

На этапе «Ликвидация» осуществляется мониторинг состояния межколонных пространств и при выявлении МКД скважина переводится на этап «Переоснащение» для проведения ремонтно-восстановительных работ по ликвидации межколонных давлений. После чего скважина вновь переходит на этап «Ликвидация» для дальнейшего мониторинга.

Технически на этапе «Ликвидация» имеется возможность проведения работ по диагностике и ликвидации МКД, характерных для этапа «Эксплуатация», т.е. замеры динамики давления, отбор проб, закачка составов с устья. Однако эффективность этих мероприятий без возможности спуска внутрискважинного оборудования существенно ограничена. Поэтому предпочтительным вариантом является перевод скважины на этап «Переоснащение» для выполнения комплекса ремонтных работ [38].

Для надежной долговременной изоляции пластов при ликвидации скважин применяются специальные самонабухающие цементные составы, например типа Expanding Sealant. Эти материалы увеличиваются в объеме при контакте с флюидом, надежно заполняя и герметизируя заколонное пространство и предотвращая вертикальную миграцию [39].

Регулирующими документами большинства стран предъявляются повышенные требования к контролю технического состояния ликвидированных скважин. Это связано с тем, что такие скважины переходят в разряд потенциально экологически и технически опасных объектов. Мониторинг должен быть всеобъемлющим, регулярным и бессрочным.

МОНИТОРИНГ: ВЕЧНЫЙ КОНТРОЛЬ — ГАРАНТИЯ СПОКОЙСТВИЯ

Мониторинг ликвидированных скважин — это важнейшая задача, обеспечивающая долгосрочную безопасность и защиту окружающей среды. Результаты мониторинга анализируются на предмет негативной динамики. При появлении признаков развития МКД или других угроз целостности, должны приниматься решения о переводе скважины в фонд контроля и проведении углубленной диагностики для оценки необходимости ремонтных работ.

Согласно требованиям большинства регуляторов, мониторинг должен проводиться силами недропользователя как минимум в течение 5 лет после ликвидации. Однако фактически контроль должен осуществляться неограниченно долго, пока существует хотя бы теоретическая вероятность негативных событий [40].

При появлении признаков развития МКД или других угроз целостности, должны приниматься решения о переводе скважины в фонд контроля и проведении диагностики для оценки необходимости ремонтных работ. Программа мониторинга ликвидированных скважин обычно включает:

- периодический визуальный осмотр состояния устья, фонтанной арматуры, площадки скважины. Обычно проводится 1–2 раза в год;
- замеры давления во всех доступных точках: в заколонных пространствах (если сохранен доступ), в надпакерном пространстве, в специально спроектированных контрольных точках ликвидационной системы;
- оценка экологической обстановки на площадке скважины, контроль проб почвы и грунтовых вод на содержание углеводородов.

Все работы по мониторингу выполняются по детально разработанному долгосрочному плану с соблюдением мер промышленной и экологической безопасности, имеют строгую периодичность и отчетность.

Принципиально важно обеспечить непрерывность системы мониторинга ликвидированного фонда даже в случае ликвидации самой компании-недропользователя. Для этого ликвидируемые скважины должны передаваться на баланс государства, а контроль за ними поручаться специально созданным службам. К сожалению, на практике не всегда удается избежать появления бесхозных скважин. Эта проблема требует особого внимания и проработки нормативной и организационной базы.

Подводя итог, можно сказать, что мониторинг — это ключ к обеспечению вечной безопасности ликвидированных скважин. Это непрерывный процесс, требующий постоянных усилий, внимания и ресурсов. Но цена этих усилий несопоставимо меньше потенциального ущерба от возможных инцидентов. Поэтому мониторинг должен быть неотъемлемой частью ответственного отношения к управлению фондом скважин не только в процессе их эксплуатации, но и после ликвидации — сколь угодно долго.

ДИАГНОСТИКА: АНАЛИЗИРУЕМ, ЧТОБЫ ПРИНЯТЬ ВЕРНОЕ РЕШЕНИЕ

Диагностика технического состояния и выявление причин МКД на этапе «Ликвидация» имеет определенные ограничения в сравнении с этапом «Эксплуатация», но играет не менее важную роль. От качества и полноты диагностических данных зависит выбор дальнейшей стратегии работы с данной скважиной.

Основной метод диагностики на этом этапе — исследование колонны на герметичность путем стравливания давления с последующим наблюдением за его восстановлением. По характеру изменения давления можно судить о серьезности проблемы и пытаться определить ее источник.

При стравливании обязательно фиксируются такие параметры:

- начальное давление до стравливания и конечное давление после него;
- темп падения давления в процессе стравливания;
- объем и состав стравленного флюида (газ, вода, нефть, их смесь);
- наличие в стравленном флюиде механических примесей, признаков коррозии и др.;
- темп и характер восстановления давления после закрытия задвижки;
- конечное устьевое давление после восстановления и время его стабилизации.

Эти данные анализируются в комплексе. Например, быстрое падение давления при стравливании небольшого объема газа и затем столь же быстрый его рост до прежнего уровня однозначно указывает на наличие газовой шапки в межколонном пространстве. Это еще не критично, но уже повод задуматься об источнике газа и продолжить мониторинг.

Другой случай — это медленное длительное стравливание большого объема жидкости, возможно, с механическими примесями, песком, после чего давление восстанавливается лишь частично. Это уже серьезный сигнал о вероятном наличии заколонных перетоков, разрушении цементного камня,

негерметичности колонны. Требуется перевод скважины в фонд контроля и более детальная диагностика.

В некоторых случаях по химическому и изотопному составу стравленного флюида можно попытаться идентифицировать источник обводнения или газопроявления путем сопоставления с данными по составу флюидов из продуктивных горизонтов.

Важный момент — это стравливание не должно проводиться до нулевого давления, иначе можно спровоцировать дополнительный приток флюида в колонну.

Безопасный регламент таких операций предусматривает ступенчатое стравливание порций флюида с постоянным контролем изменения давления и его восстановления. К сожалению, возможности ГИС на ликвидированной скважине очень ограничены. В критических случаях может потребоваться вскрытие устья, установка превенторов и спуск приборов внутрь колонны на кабеле или НКТ. Но это уже фактически перевод скважины из ликвидированного фонда в фонд ожидающих ремонта (переоснащения).

Главная цель диагностики на этапе ликвидации — это вовремя распознать скважины с повышенными рисками и предпринять превентивные меры, не дожидаясь развития серьезных проблем. Регулярный мониторинг в сочетании с качественной интерпретацией данных стравливания — ключ к принятию верных решений по каждой ликвидированной скважине. Либо продолжать плановый мониторинг, либо активизировать контроль на «подконтрольной эксплуатации», либо готовить скважину к переоснащению и ремонту — в зависимости от выявленных диагностикой рисков.

ЛИКВИДАЦИЯ: ПЕРЕЛИКВИДАЦИЯ КАК КРАЙНЯЯ МЕРА

Если по результатам диагностики ликвидированной скважины выявлены серьезные проблемы с герметичностью, которые невозможно устранить без внутрискважинных работ, единственным решением становится перевод объекта на этап «Переоснащение». Фактически это означает выполнения полноценного комплекса исследований и ремонтно-изоляционных работ с последующей повторной ликвидацией. В нефтегазовой отрасли для такой процедуры используется термин «переликвидация».

Типичный перечень операций при переликвидации включает:

- демонтаж цементной тумбы, вскрытие устья;

- разбуривание цементных мостов и пробок в стволе скважины;
- геофизические исследования актуального технического состояния колонн и качества цементирования;
- выполнение ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности (установка цементных мостов, пакер-пробок, докрепление интервалов и пр.);
- повторная ликвидация.

Объем работ по переликвидации сопоставим с капремонтом и вызывает закономерный вопрос — за чей счет? Ведь скважина уже выведена из эксплуатации, не приносит дохода, а стоимость операции может составлять миллионы рублей. Если недропользователь еще существует, то все расходы ложатся на него. Для отработанных месторождений с массовым фондом ликвидированных скважин это может быть неподъемной ношой. Если же скважина уже передана в ведение государства, то затраты покрываются из соответствующих бюджетов.

В любом случае переликвидация — это всегда убытки. Но цена бездействия может быть несоизмеримо выше. Разгерметизация заброшенной скважины способна нанести огромный ущерб экологии, инфраструктуре и репутации. Печальных примеров достаточно. Поэтому главный принцип — не дождаться беды, а предотвращать ее.

Ключевую роль здесь играют службы госконтроля, которые должны своевременно выявлять проблемные скважины, обязывать недропользователя принимать меры либо изыскивать средства из резервных фондов. Необходимо жесткое регулирование процесса передачи ликвидируемых скважин, чтобы исключить появление бесхозных. Важно законодательно закрепить механизмы финансирования мониторинга и ремонта таких скважин в случае банкротства недропользователя.

Если по результатам диагностики есть сомнения в надежности ликвидации, но признаки негерметичности некритичны, имеет смысл не торопиться с затратной переликвидацией, а перевести скважину в разряд находящихся на особом контроле. То есть сократить межсервисные интервалы, расширить программу исследований, наблюдать динамику в режиме реального времени. В некоторых случаях можно прибегнуть к превентивным мерам — гравитационной задавке изолирующих составов в межколонное пространство, установке регулируемых клапанов на устье для сброса давления.

Такой подход «подконтрольного мониторинга» во многих случаях позволяет если не ликвидировать проблему, то хотя бы держать ее

в безопасных рамках без рисков для персонала и окружающей среды. А самое главное — вовремя распознать негативный тренд и заблаговременно спланировать полноценную переликвидацию.

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: БДИТЕЛЬНЫЙ МОНИТОРИНГ

Эксплуатации уже нет, поэтому можно назвать этап «подконтрольная ликвидация», а корректнее усиленный мониторинг. На практике распределяют фонд скважин по группам риска и для каждой группы определяют периодичность и объем мониторинга.

Периодичность и глубина контрольных мероприятий могут варьироваться в зависимости от конструкции и истории конкретной скважины, сложности геологических условий, близости к населенным пунктам или уязвимым экосистемам. Для старых скважин, ликвидированных десятилетия назад по более низким стандартам, режим контроля должен быть строже.

Организация эффективной подконтрольной ликвидации — это сфера ответственности как недропользователей, так и государства. Первым нужны понятные и реалистичные регламенты, вторым — это надзор за их соблюдением. Системный риск-ориентированный подход, учет международных практик, прогресса в технологиях контроля — это путь к достижению главной цели: минимизации вероятности негативных событий на поздних стадиях жизни скважин.

ВЫВОДЫ

Межколонные давления являются серьезным осложнением, которое может возникать на всех этапах жизненного цикла скважины и существенно влиять на безопасность, эффективность и экологичность нефтегазодобычи. Управление МКД — это комплексная задача, требующая системного подхода и непрерывных усилий на протяжении всего срока службы скважины, от проектирования до ликвидации.

Проведенный анализ показал, что на каждом этапе существуют свои особенности, риски и инструменты контроля МКД. Так, на этапах проектирования и строительства закладывается фундамент целостности скважины, качество которого во многом определяет вероятность возникновения МКД в будущем. Основные методы профилактики здесь — это выбор оптимальной конструкции, применение надежных материалов и технологий, строгий контроль качества работ.

На этапе эксплуатации ключевую роль играют системы мониторинга, позволяющие осуществлять непрерывный контроль давления в межколонных пространствах. При выявлении МКД проводится оперативная диагностика с применением комплекса промыслового-геофизических и гидродинамических методов. По ее результатам принимается решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации. В случае необходимости выполняются ремонтно-изоляционные работы с применением специальных технологий и материалов.

Отдельного внимания заслуживает этап ликвидации скважины. Как показывает практика, процессы деградации крепи и цементного камня могут приводить к появлению межколонных перетоков даже спустя много лет после окончания эксплуатации. Поэтому так важно на этом этапе обеспечить качественную изоляцию источников МКД, а также организовать долгосрочный мониторинг состояния ликвидированного фонда. В сложных случаях может потребоваться повторная ликвидация скважины с проведением комплекса восстановительных работ.

Таким образом, эффективное управление МКД на протяжении всего жизненного цикла скважины — необходимое условие рациональной разработки месторождений, обеспечения безаварийной работы, защиты недр и окружающей среды. Это непрерывный, трудоемкий, наукоемкий, но абсолютно необходимый процесс, требующий консолидации усилий недропользователей, сервисных компаний, проектных и исследовательских институтов, регулирующих и надзорных органов.

В заключение можно отметить, что накопленный к настоящему времени в нефтегазовой отрасли опыт, научно-методическая база и инструментарий создают хорошие предпосылки для эффективного предупреждения и устранения МКД. Задача состоит в том, чтобы обеспечить повсеместное внедрение лучших практик, их адаптацию к конкретным горно-геологическим условиям, постоянное совершенствование на основе новых знаний и технологий. Решение этой задачи — это стратегически важный вклад в будущее нефтегазового комплекса, в его устойчивое и безопасное развитие.

НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проведенный анализ подходов к управлению МКД на различных этапах жизненного цикла скважины позволяет наметить

перспективные направления дальнейших исследований и разработок в этой области. Среди них можно выделить следующие:

1. Совершенствование методов проектирования конструкции скважин и выбора материалов крепления с учетом рисков возникновения МКД. Разработка новых типов цементов, облегченных тампонажных растворов, самозалечивающихся композиций, обеспечивающих длительную герметичность заколонного пространства.
2. Создание интеллектуальных систем мониторинга, обеспечивающих непрерывный контроль давления и температуры в режиме реального времени, автоматизированную обработку и интерпретацию данных, выдачу сигналов о нештатных ситуациях. Внедрение оптоволоконных технологий, распределенных систем мониторинга, интегрированных с системами управления целостностью скважин.
3. Развитие методов комплексной диагностики технического состояния скважин, в том числе высокоразрешающих методов ГИС, позволяющих детально оценивать качество цементирования, выявлять и локализовать источники и пути межколонных перетоков.
4. Разработка новых технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ, в частности селективных методов воздействия на источники МКД (установка пакеров, закачка гелеобразующих и самоотверждающихся композиций), обеспечивающих надежную изоляцию без нарушения проницаемости продуктивных интервалов.
5. Совершенствование методов оценки рисков и принятия решений по управлению целостностью скважин с МКД. Разработка количественных критериев допустимости эксплуатации скважин с МКД, алгоритмов оптимизации режимов работы и планирования ремонтных операций на основе экономических и технических факторов.
6. Развитие технологий и материалов для надежной ликвидации скважин, обеспечивающих долговременную изоляцию источников МКД. Совершенствование методов прогнозирования и мониторинга процессов деградации крепи и цементного камня после ликвидации скважин.
7. Разработка организационно-экономических моделей и регуляторных механизмов, обеспечивающих эффективное управление ликвидированным фондом скважин, в том числе бесхозными скважинами, передачу ответственности и финансирование работ в случае ликвидации недропользователя.

8. Обобщение и тиражирование лучших отраслевых практик по предотвращению и устранению МКД, разработка на их основе национальных и корпоративных стандартов, руководств, регламентов, обеспечивающих системный подход и преемственность решений на всех этапах жизненного цикла скважины.

Очевидно, что прогресс в указанных направлениях требует консолидации усилий науки и практики, тесного взаимодействия нефтегазовых и сервисных компаний, исследовательских центров, регулирующих органов, а также международного сотрудничества и обмена опытом. Только такой комплексный

подход позволит существенно повысить эффективность управления МКД и вывести обеспечение целостности скважин на качественно новый уровень.

Таким образом, проблематика предупреждения и ликвидации межколонных давлений при всей ее сложности и многосторонности открывает широкое поле для дальнейших творческих изысканий. И каждый шаг на этом пути будет способствовать развитию научной мысли, совершенствованию практической деятельности, повышению уровня промышленной и экологической безопасности в нефтегазовой отрасли.

Список литературы

1. Демин Е.В., Хуснутдинов А.Р., Соловьев П.С. Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 7(2). — С. 60–75.
2. Контроль технического состояния скважин, выполняемый ООО «Газпром нефть» [Online]. Available: <https://nedra.gazprom.ru/services/well-logging/integrity-monitoring/>
3. Shadravan A, Alegria A, Castanedo R. Rheological Hierarchy Optimization Improves Fluid Displacement and Well Integrity / 3 World Wide Case Studies // SPE-174773-MS. — 2015. — Р. D021S023R001. <https://doi.org/10.2118/174773-MS>
4. Оксюковский Т., Флорес П., Екчук Ж. Технология за круглым столом: Цементирование скважин // Rogtechmagazine. — 2017. — № 18. — С. 48–65. [Online]. Available: <https://rogtechmagazine.com/технология-за-круглым-столом-цемент/?lang=ru>
5. Heinold T, Porter DS, Qasmi U, Taoutaou S. A Step Change in Cementing Mitigating Sustained Casing Pressure // SPE-201469-MS. 2020 Oct 19. — Р. D041S055R003. <https://doi.org/10.2118/201469-MS>
6. Børdsen J. Novel Approach to Combat the B-annulus Pressure Build-up Challenge // SPE-177633-MS. — 2015.
7. Kumar A, Sinha M, Ahmed W, Cadena-Lopez G. Proactive Integrity Management of Aging Wells with Sustainable Annulus Pressure // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; Abu Dhabi. UAE; 2018.
8. Seymour D.A., Oyovwevotu J., Vavasseur D., Albores S.O., Casares V., Garcia E.G., Innamorati L.A., Izquierdo G.A., Langrill C.M., Mazzina R.O., Mitchell A.C. Bespoke Casing Design to Reduce ECD and Enable MPD for HPHT Culzean Project in the North Sea / InSPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition // SPE. — 2020 Oct 29. — Р. D013S005R001.
9. Howard J.A., Trevisan R., McSpadden A., Glover S. History, Evolution, and Future of Casing Design Theory and Practice // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — 2021 Sep 15.
10. API Specification 17D, Design and Operation of Subsea Production Systems — Subsea Wellhead and Tree Equipment. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2011.
11. ИСО 13628-4:2010* «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 4. Подводное оборудование устья скважины и устьевой елки» (ISO 13628-4:2010 "Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 4: Subsea wellhead and tree equipment").
12. Sultan N. Real-Time Casing Annulus Pressure Monitoring in a Subsea // HPHT Exploration Well, 2008.
13. Blaauw K. Management of well barriers and challenges with regards to obtaining well integrity. Stavanger: University of Stavanger, 2012.
14. Arash Dahi Taleghani, Livio Santos. Wellbore Integrity — From Theory to Practice. Springer, 2023.
15. Zulkifli S.N., Razak M.Z., Johare D. Reinventing Well Integrity And Zonal Isolation In Well Abandonment Through Prudent Subsurface Data Integration And Novel Dual Casings Cement Bond Assessment Technology // InInternational Petroleum Technology Conference. — 2024 Feb 12. — Р. D031S107R005.
16. Самовостанавливающийся цементный камень. https://www.slb.ru/services/cementing/self_healing_cement/
17. Денисов И.В., Губжанов В.Б. Отечественная эластичная самовостанавливающаяся цементная система как метод предупреждения и борьбы с межколонным давлением и межпластовыми перетоками // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — № 8(2). — С. 40–49.
18. Абдырахманов А.Ч. Роль топливно-энергетического сектора Туркменистана в экономике страны // Инновации и инвестиции. — 2019. — № 9. — С. 337–340.
19. Кустышев Д.А. Эксплуатация газопроявляющих скважин в условиях Крайнего Севера // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. № 6. — С. 25–29.
20. Dusseault M.B., Gray M.N., Nawrocki P.A. Why oilwells leak: cement behavior and long-term consequences. In: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China // SPE. — 2000, November. — Р. 64733. <https://doi.org/10.2118/64733-MS>
21. Tong K, Zhao J.L., Liu Q, Zhu B, Jin Q, Qu T.T., Liu Q. and Cong S. Analysis and investigation of the leakage failure of a casing used in a shale gas well // Engineering Failure Analysis. — 2022. — № 131. — Р. 105891. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105891>
22. Митчелл Р., Лейк Л. Справочник инженера-нефтяника. Т. II / Инженеринг бурения. — 2014.
23. Ванифатов В.И., Дудаладов А.К., Терентьев С.В., Стырхарь А.Ф. Новые технические средства для повышения качества крепления скважин // Бурение и нефть. — 2010. — № 6. — С. 40–43.
24. API RP 90: Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells. Washington, D.C.: American Petroleum Institute. 2012. <https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/90-1>
25. API RP 90-2: Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells. Washington, D.C.: American Petroleum Institute. 2012. <https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/90-2>
26. Стандарты США MMS/BOEMRE (Minerals Management Service / Bureau of Ocean Energy Management, Regulation

- and Enforcement). <https://www.federalregister.gov/documents/2010/05/04/2010-10291/annular-casing-pressure-management-for-offshore-wells>
- 27.** ISO 16530-2 "Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 2: Well integrity for the operational phase". <https://www.iso.org/standard/57056.html>
- 28.** OGUK — Ассоциация операторов на шельфе Великобритании. <https://oguk.org.uk/>
- 29.** OLF 117 "Recommended guidelines for well integrity", разработанный ассоциацией Norsk Olje og Gass. <https://www.offshorenorge.no/contentassets/e8f7a98e933b43fe7f6f823097e2e7b8/117---offshore-norge---recommended-guidelines-well-integrity---rev-6.pdf> [Accessed April 2024].
- 30.** Патринин К.В. Инновационные технологии при ремонте скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2009. — № 3. — С. 4-8.
- 31.** Чабаев Л.У. Технологические и методологические основы предупреждения и ликвидации газовых фонтанов при эксплуатации ремонте скважин: дис. ... д.т.н. по специальности 05.26.03 (пожарная и промышленная безопасность (нефтегазовый комплекс). — Уфа. — 2009.
- 32.** Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (с изменениями на 31 января 2023 года). <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202304170031>
- 33.** Ильинов А.И., Кременецкий М.И. Геофизические методы контроля разработки месторождений нефти и газа. Учебник: М: изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. — 374 с.
- 34.** Примеры внутрискважинной съемки. <https://www.youtube.com/@EVDownholeVideo>
- 35.** Плотников В.Л., Масленников В.И., Шулаев В.Ф., Зинченко И.А., Калинин А.В., Комаров А.Ю., Кунавин В.В., Поляков И.Г., Истомин А.Е., Павловский Б.Р. Технология высокого разрешения диагностики технического состояния добывающих скважин / Премия ПАО «Газпром» в области науки и техники. <https://www.gazprom.ru/about/strategy/innovation/award/2017/>
- 36.** СТО Газпром 2-2.3-312-2009 «Методика проведения технического диагностирования газовых и газоконденсатных скважин газодобывающих предприятий ОАО «Газпром».
- 37.** Ильбаев, Г.Т., Бикиняев Р.А. Технология РИР-отсечение межпластовых перетоков по стволу скважин // Бурение и нефть. — 2010. — № 12. — С. 22-25.
- 38.** Amanov B, Aidoo A, Khouzin A, Lommers C, Viti M, Valiakhmetov R. Effective application of combination technologies and processes for successful SCP well abandonment / InSPE Annual Caspian Technical Conference // SPE-188979-MS. — 2017 Nov 1. — P. D013S001R001. <https://doi.org/10.2118/188979-MS>
- 39.** Wellcem, Case Study: P&A a well with collapsed/parted tubing and low reservoir pressure using ThermaSet sealant. [B Инетрнет]. Available: <https://www.wellcem.com/> [Accessed April 2024].
- 40.** Пономаренко Д.В., Белоусов Г.А., Жураалев С.В. О надежности ликвидации скважин, выполнивших свое назначение // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2012. — № 4. — С. 16-19.
- References**
1. Demin E.V., Khusnudinov A.R. and Solov'yev P.S., Working with a well stock complicated by annular pressures: evolution of regulatory framework and approaches of oil and gas companies // *PRONEFT. Professionally about oil*, 2022, no. 7(2), pp. 60-75.
 2. Gazprom nedra LLC, n.d. Well technical condition monitoring performed by Gazprom nedra LLC. [online] Available at: <https://nedra.gazprom.ru/services/well-logging/integrity-monitoring/> [Accessed April 2024].
 3. Shadravan A., Alegria A. and Castanedo R., 2015. Rheological Hierarchy Optimization Improves Fluid Displacement and Well Integrity: 3 World Wide Case Studies // SPE-174773-MS.
 4. Oksyukovsky T., Flores P. and Ekkic Z., Technology at the Round Table: Well Cementing // *Rogtechmagazine*, 2017, no. 18, pp. 48-65. [online] Available at: <https://rogtecmagazine.com//технология-за-круглым-столом-цементи/?lang=ru> [Accessed April 2024].
 5. Heinold T., Porter D.S., Qasmi U. and Taoutaou S., A Step Change in Cementing Mitigating Sustained Casing Pressure // *SPE-201469-MS*, 2020.
 6. Børdsen J., Novel Approach to Combat the B-annulus Pressure Build-up Challenge // *SPE-177633-MS*, 2015.
 7. Kumar A., Sinha M., Ahmed W. and Cadena-Lopez G. Proactive Integrity Management of Aging Wells with Sustainable Annulus Pressure / Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference // UAE, 2018.
 8. Seymour D.A., Oyovwewotu J., Vavasseur D., Albores S.O., Casares V., Garcia E.G., Innamorati L.A., Izquierdo G.A., Langrill C.M., Mazzina R.O. and Mitchell A.C. Bespoke Casing Design to Reduce ECD and Enable MPD for HPHT Culzean Project in the North Sea // *SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition*, 2020.
 9. Howard J.A., Trevisan R., McSpadden A. and Glover S. History, Evolution, and Future of Casing Design Theory and Practice // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2021.
 10. API Specification 17D, Design and Operation of Subsea Production Systems — Subsea Wellhead and Tree Equipment. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2011.
 11. ISO 13628-4:2010 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 4: Subsea wellhead and tree equipment. Geneva: International Organization for Standardization, 2010.
 12. Sultan N. Real-Time Casing Annulus Pressure Monitoring in a Subsea HPHT // *Exploration Well*. 2008.
 13. Blaauw K. Management of well barriers and challenges with regards to obtaining well integrity. Master's thesis. Stavanger: University of Stavanger, 2012.
 14. Dahi Taleghani A. and Santos L. *Wellbore Integrity: From Theory to Practice*. Springer, 2023.
 15. Zulkilpi S.N., Razak M.Z. and Johare D. Reinventing Well Integrity And Zonal Isolation In Well Abandonment Through Prudent Subsurface Data Integration And Novel Dual Casings Cement Bond Assessment Technology // *International Petroleum Technology Conference*, 2024, Feb 12, p. D031S107R005.
 16. Schlumberger, n.d. Self-Healing Cement. [online] Available at: https://www.slb.ru/services/cementing/self_healing_cement/ [Accessed April 2024].
 17. Denisov IV. and Gubzhokov V.B. Domestic elastic self-healing cement system as a method of prevention and control of annular pressure and cross-flows // *PRONEFT. Professionally about oil*, 2023, no. 8(2), pp. 40-49.
 18. Abdyrakhmanov A.Ch. The role of the fuel and energy sector of Turkmenistan in the country's economy // *Innovations and investments*, 2019, no. 9, pp. 337-340.
 19. Kustyshev D.A. Operation of gas-showing wells in the Far North conditions. News of higher educational institutions // *Oil and gas*, 2015, no. 6, pp. 25-29.
 20. Dusseault M.B., Gray M.N. and Nawrocki P.A. Why oilwells leak: cement behavior and long-term consequences / SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China // *SPE-64733-MS*, 2000.
 21. Tong K., Zhao J.L., Liu Q., Zhu B., Jin Q., Qu T.T., Liu Q. and Cong S. Analysis and investigation of the leakage failure of a casing used in a shale gas well // *Engineering Failure Analysis*, 2022, no. 131, p. 105891.
 22. Mitchell R. and Lake L. *Petroleum Engineering Handbook*. Vol. II: Drilling Engineering. 2014.

- 23.** Vanifatyev V.I., Dudaladov A.K., Terentyev S.V. and Strykhar A.F. New technical means to improve the quality of well casing // *Drilling and oil*, 2010, no. 6, pp. 40–43.
- 24.** API RP 90-1: Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells. Washington, D.C.: American Petroleum Institute. 2012.
- 25.** API RP 90-2: Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells. Washington, D.C.: American Petroleum Institute. 2012.
- 26.** MMS/BOEMRE, 2010. Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells. Federal Register. [online] Available at: <https://www.federalregister.gov/documents/2010/05/04/2010-10291/annular-casing-pressure-management-for-offshore-wells> [Accessed April 2024].
- 27.** ISO 16530-2 "Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 2: Well integrity for the operational phase. Geneva: International Organization for Standardization.
- 28.** Oil & Gas UK, n.d. [online]. Available at: <https://oguk.org.uk/> [Accessed April 2024].
- 29.** Norsk Olje og Gass, n.d. OLF 117 "Recommended guidelines for well integrity" [online] Available at: <https://www.offshorenorge.no/contentassets/e8f7a98e933b43feb76f823097e2e7b8/117---offshore-norge---recommended-guidelines-well-integrity---rev-6.pdf> [Accessed April 2024].
- 30.** Patranin K.V. Innovative technologies in well repair // *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2009, no. 3, pp. 4–8.
- 31.** Chabae L.U. *Technological and methodological foundations for the prevention and elimination of gas fountains during well operation and repair*. Doctoral dissertation. Ufa State Petroleum Technological University, 2009.
- 32.** Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision, 2023. Safety rules in the oil and gas industry (as amended on January 31, 2023). [online] Available at: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202304170031> [Accessed April 2024].
- 33.** Ipatov A.I. and Kremenetsky M.I. *Geophysical methods for monitoring the development of oil and gas fields*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012.
- 34.** EV, n.d. Examples of downhole video [online] Available at: <https://www.evcam.com/> [Accessed April 2024].
- 35.** Plotnikov V.L., Maslennikov V.I., Shulaev V.F., Zinchenko I.A., Kalinkin A.V., Komarov A.Yu. Kunavin V.V., Polyakov I.G., Istomin A.E. and Pavlovsky B.R. High-resolution technology for diagnosing the technical condition of producing wells // *Gazprom PJSC Prize in the field of science and technology*, 2017. [online] Available at: <https://www.gazprom.ru/about/strategy/innovation/award/2017/> [Accessed April 2024].
- 36.** STO Gazprom 2-2.3-312-2009 "Methodology for conducting technical diagnostics of gas and gas condensate wells of gas production enterprises of Gazprom OJSC".
- 37.** Ishbaev G.G. and Bikinyaev R.A. RIR technology — cut-off of cross-flows along the wellbore // *Drilling and oil*, 2010, no. 12, pp. 22–25.
- 38.** Amanov B., Aidoo A., Khouzin A., Lommers C., Viti M. and Valiakhmetov R. Effective application of combination technologies and processes for successful SCP well abandonment // *SPE Annual Caspian Technical Conference*, 2017, SPE-188979-MS.
- 39.** Wellcem, n.d. Case Study: P&A a well with collapsed/parted tubing and low reservoir pressure using ThermaSet sealant. [online] Available at: <https://www.wellcem.com/> [Accessed April 2024].
- 40.** Ponomarenko D.V., Belousov G.A. and Zhuravlev S.V. On the reliability of liquidation of wells that have fulfilled their purpose // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2012, no. 4, pp. 16–19.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.В. Демин — сбор данных, анализ материалов, написание статьи

А.Р. Хуснудинов — сбор данных, анализ материалов, написание статьи

П.С. Соловьев — сбор данных, анализ материалов, написание статьи

Eugene V. Demin — data collection, analysis of materials, writing an article

Artur R. Khusnutdinov — data collection, analysis of materials, writing an article

Pavel S. Soloviov — data collection, analysis of materials, writing an article

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Евгений Викторович Демин* — главный специалист Группы компаний «Газпром нефть». 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Eugene V. Demin* — Chief specialist, Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtskaya str, 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Артур Ренисович Хуснудинов — главный специалист Группы компаний «Газпром нефть»

Artur R. Khusnutdinov — Chief specialist, Gazprom neft company group

Павел Сергеевич Соловьев — международный эксперт

Pavel S. Soloviov — International expert

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВЛИЯНИЕ СКОРОСТИ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА СРОКИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

О.В. Муратов*, Д.В. Кононов, Р.В. Козлович, А.И. Мадьяров

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. Казалось бы, время на снятие одного статического инклинометрического замера составляет всего несколько минут, но если подсчитать суммарное время, затрачиваемое на снятие замеров при бурении одной скважины, то получатся внушительные временные затраты. Целью данной статьи является анализ влияния скорости передачи данных телеметрических систем на сроки строительства скважины.

Материалы и методы. В данной статье приведен расчет влияния скорости передачи данных телеметрических систем на время, затрачиваемое на такие операции как взятие замеров и запись привязочного каротажа, на сроки строительства скважины и рассмотрен ряд существующих методов повышения скорости передачи данных.

Результаты. Согласно приведенному анализу, с минимальными затратами скорость передачи данных может быть увеличена в 2 раза с сохранением качества передаваемых данных, при этом время на снятие инклинометрических замеров и запись привязочного каротажа будет снижено в 2 раза, соответственно время строительства скважины сократится на 0,57%, что, в свою очередь, повлечет снижение стоимости строительства скважины.

Заключение. Повышение скорости передачи данных в сочетании с другими оптимизационными мероприятиями позволяет существенно снизить время строительства скважин. В рамках стимулирования развития технологий для ННБ необходимо повышать требования технических заданий к скорости передачи данных.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, инклинометрические замеры, телеметрические системы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Для цитирования: Муратов О.В., Кононов Д.В., Козлович Р.В., Мадьяров А.И. Влияние скорости передачи данных телеметрических систем на сроки строительства нефтяных и газовых скважин. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):93–96. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-93-96>

Статья поступила в редакцию 10.01.2024

Принята к публикации 29.02.2024

Опубликована 30.09.2024

CONTRIBUTION OF MWD BIT RATE TO WELL CONSTRUCTION TIME

Oleg V. Muratov*, Dmitry V. Kononov, Roman V. Kozlovich, Alik I. Madyarov

Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Objective. It looks like a MWD static survey takes so short time just few minutes, however, when you calculate total time for taking all surveys during drilling one well you will get considerable number. The objective of the article is to analyze how MWD telemetry speed affects the total well construction cost.

Materials and methods. The article contains calculation of time spent on such operation like taking MWD static surveys and relogging, how it affects total well construction time and cost. It also describes some methods for increasing the telemetry rate.

Results. According to the given analyses results, the telemetry rate can be increased twice with minimum cost. The increase doesn't affect the MWD signal quality. Due to double telemetry rate the time spent for taking MWD surveys and relogging will be twice shorter. That leads to the lowering the total well construction time by 0,57%, the total well construction cost will be decreased accordingly.

Conclusion. Повышение скорости передачи данных в сочетании с другими оптимизационными мероприятиями позволяет существенно снизить время строительства скважин. В рамках стимулирования развития технологий для ННБ необходимо повышать требования технических заданий к скорости передачи данных.

Keywords: directional drilling, surveys, measurements while drilling (MWD)

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

For citation: Muratov O.V., Konomov D.V., Kozlovich R.V., Madyarov A.I. Contribution of MWD bit rate to well construction time. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):93–96. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-93-96>

Manuscript received 10.01.2024
Accepted 29.02.2024
Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Казалось бы, время на снятие одного статического инклинометрического замера составляет всего несколько минут, но если подсчитать суммарное время, затрачиваемое на снятие замеров при бурении одной скважины, то получаются внушительные временные затраты. Соответственно, увеличение скорости передачи данных позволит значительно снизить сроки и стоимость строительства скважин.

ПОВЫШЕНИЕ СКОРОСТИ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ В СОЧЕТАНИИ С ДРУГИМИ ОПТИМИЗАЦИОННЫМИ МЕРОПРИЯТИЯМИ ПОЗВОЛЯЮТ СУЩЕСТВЕННО СНИЗИТЬ ВРЕМЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Одной из наиболее распространённых телесистем на отечественном рынке является телеметрическая система с гидравлическим каналом связи производства компании APS technology.

На ширине импульса 1,25 сек. время «вымы-ва» одного статического инклинометрического замера составляет 2,75 мин¹ для средней скважины глубиной 3000 м по стволу (среднее количество замеров составляет 125 шт.) общее время, затрачиваемое на передачу замеров на поверхность, составляет 5,73 ч.

Время на привязочный каротаж перед началом бурения секции под хвостовик (как правило, это 50 м, для обеспечения требуемой плотности данных 3 точки на один метр, без учета времени наращивания и выхода буровых насосов на режим, для стандартного пакета данных — с тремя кривыми УЭС

¹ В данной статье для расчетов использованы все величины в десятичном виде.

и одной кривой ГК) в роторном режиме составляет 2,53 часа.

Суммарное время на передачу инклинометрических замеров и запись ГК составляет 8,26 часа на одну скважину (расчет приведен в табл. 1).

Данное время составляет 1,14% от суммарного времени строительства средней скважины (30 суток).

Сократить время на передачу замеров и запись ГК можно, заменив имеющийся парк телесистем на более скоростные, но данное решение является достаточно затратным для подрядчиков по ННБ (наклонно-направленному бурению) и переоснащение парка оборудования занимает достаточно долгое время.

Использование телеметрических систем с электромагнитным каналом связи, как минимум на верхних секциях, позволяет значительно снизить данное время, так как скорость передачи данных посредством электромагнитного канала в верхних секциях составляет до 10 бит в секунду и снижается с ростом глубины, как правило, секцию под эксплуатационную колонну скважин на пласты, залегающие на вертикали 2 000 м и более удается пробурить со скоростью 2,5–5 бит в секунду. На Чаяндинском месторождении скважина на целевой пласт, залегающий на глубине 2 000 м, и глубиной по стволу 4500 м пробурена с электромагнитным каналом со скоростью 6 бит в секунду [1]. На скважинах, буримых на продуктивные пласты, залегающие на малой глубине (пласты ПК и ТП, глубина 850–1150 м) данное решение может быть применено при бурении всех секций, так как на малых глубинах, как правило, затухание электромагнитного поля незначительно.

Использование методов компрессии забойных данных позволяет увеличить скорость передачи данных в десятки раз, например, алгоритм ORION компании Schlumberger позволяет увеличить скорость передачи данных с 6 бит в секунду до 100 бит в секунду [2]. Необходимо отметить, что данный алгоритм не позволяет сжимать данные инклинометрических замеров и сокращение времени происходит только за счет ускорения процесса записи каротажа.

На текущий момент некоторые отечественные производители телесистем

Таблица 1. Расчет времени на передачу инклинометрических замеров и запись ГК
Table 1. Calculation of time spent for taking MWD surveys and relogging GR

Время на передачу статических инклинометрических замеров (125 шт), ч	5,73
Время на запись ГК (50м), ч	2,53
Суммарное время, ч	8,26

и интеграционных модулей, например, Axel, работают над алгоритмами компрессии данных, что должно позволить в течении ближайших лет получить данный продукт на отечественном рынке.

Также повысить скорость передачи данных (посредством гидравлического канала) возможно с помощью специализированных алгоритмов (повышающих частоту работы пульсатора и использующих высокочувствительную фильтрацию сигнала), при бурении одной из скважин в Западной Сибири модернизация протокола декодирования позволила достичь скорости передачи данных 4.1 бит в секунду [3].

Необходимо учитывать, что повышение частоты работы пульсатора приводит к более быстрому расходу ресурса, что, в свою очередь, повышает издержки на обслуживание оборудования подрядчиков по ННБ.

Таким образом с минимальными затратами скорость передачи данных может быть увеличена в 2 раза с сохранением качества передаваемых данных, при этом время на снятие инклинометрических замеров и запись ГК (гамма-каротаж) будет снижено в 2 раза, соответственно время строительства скважины сократится на 0,57%, что, в свою очередь, повлечет снижение стоимости строительства скважины.

Также увеличение скорости передачи данных позволяет сократить время на выставление УУО (установки угла отклонителя).

В случае свободного хождения бурильной колонны данное время незначительно, но при сложностях с хождением может достигать десяти часов на скважину и более, соответственно в этом случае сокращение вымени установки УУО становится более значимым.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Повышение скорости передачи данных в сочетании с другими оптимизационными мероприятиями позволяют существенно снизить время строительства скважин.

В рамках стимулирования развития технологий для ННБ необходимо повышать требования технических заданий к скорости передачи данных. Согласно текущим требованиям стандартного технического задания по услугам ННБ компании «Газпром нефть», минимальная скорость передачи данных должна составлять не менее 1 бит в секунду при условии корректного декодирования не менее чем 90% данных.

СОКРАЩЕНИЯ:

ГК — гамма-каротаж

ННБ — наклонно-направленное бурение

УЭС — удельные электрические сопротивления

Список литературы

1. Официальный сайт сервисной компании Шлюмберже Бурение. Широкий спектр бурового оборудования «Шлюмберже» и услуг по бурению. ([slb.ru](https://www.slb.ru/services/drilling/drilling_measurements/measurements_while_drilling)) https://www.slb.ru/services/drilling/drilling_measurements/measurements_while_drilling
2. Официальный сайт компании Аксель. Компания Axel показала скорость 4.1 бит/с на ширине импульса 0.15 с. https://axelmwd.com/ru/about-us/news/rec?rec_id=39
3. Мингазов А.Н., Туев А.В., Суббота Е.А., Безрукова В.А., Мухачев И.Ю., Кудашев Р.Р., Каримов И.И. Новый уровень развития российских технологий геофизических исследований скважин во время бурения // Бурение и Нефть. — 2023. — № 3. — С. 3–9.

References

1. Schlumberger company web site. https://www.slb.ru/services/drilling/drilling_measurements/measurements_while_drilling
2. Axel company web site. Axel Company demonstrated MWD telemetry rate of 4.1 bit/sec with pulse width of 0.15 sec. https://axelmwd.com/ru/about-us/news/rec?rec_id=39
3. Mingazov A.N., Tuev A.V., Subbotina E.A., Bezrukova V.A. Mukhachev I.U., Kudashev R.R., Karimov I.I., New level of LWD technology // Burenje i Neft, 2023, no. 3, pp. 3–9. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.В. Муратов — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных. Подготовка статьи. Окончательное одобрение варианта статьи для опубликования.

Д.В. Кононов — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

Oleg V. Muratov — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation. Article preparation. Final approval of the version of the article for publication.

Dmitry V. Kononov — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

Р.В. Козлович — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

А.И. Мадьяров — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

Roman V. Kozlovich — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

Alik I. Madyarov — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Олег Владимирович Муратов* — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Дмитрий Викторович Кононов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Роман Владимирович Козлович — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Алик Ирекович Мадьяров — руководитель программ по бурению, Группа компаний «Газпром нефть»

Oleg V. Muratov* — Expert, Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Dmitry V. Kononov — Lead engineer, Gazprom neft company group

Roman V. Kozlovich — Lead engineer, Gazprom neft company group

Alik I. Madyarov — Drilling programs manager, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕНОГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

© Коллектив авторов,
2024



С.А. Назарычев¹, В.В. Андрияшин¹, Ш. Жанбосынова¹, А.О. Малахов¹,
М.А. Варфоломеев¹, В.В. Жуков², А.А. Карпов², Р.Р. Хусаинов², Е.В. Демин²,
М.С. Сандыга^{2,*}

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. Оценка возможности применения пеногазогенерирующих составов для освоения нефтяных и газовых скважин после проведения ремонта.

Материалы и методы. Классификация химических реагентов, которые потенциально можно использовать для создания пеногазогенерирующей системы, выполнена на основании патентных исследований и анализа отечественных и зарубежных открытых источников. Проверка гипотезы о возможности освоения нефтяных скважин после проведения ремонта путем удаления части жидкости глушения с использованием пеногазогенерирующих шашек выполнялась путем моделирования основных параметров запуска скважины в программном комплексе OLGA.

Результаты. Результаты патентно-аналитических исследований показывают, что пеногазогенерирующие системы чаще всего применяются в газовых, газоконденсатных скважинах и нефтяных скважинах, работающих в режиме фонтанирования. Применение в нефтяных скважинах, эксплуатируемых насосным способом, ограничено прежде всего энергетикой пласта и количеством жидкости, которое необходимо удалить с забоя скважины. Моделирование процесса освоения нефтяных скважин показало, что выделяемого шашками объема газа недостаточно для оперативного вызова притока из пласта.

Заключение. Текущие характеристики пеногазогенерирующих шашек, такие как объем и интенсивность выделение газа, не позволяют их использовать в нефтяных скважинах, заглушенных минерализованными водными растворами солей. Технология может получить перспективы развития при условии подбора новых химических реагентов, позволяющих увеличить объем выделяемого газа. Также одним из возможных улучшений может являться разработка технологии растворения газа в объеме технологической жидкости, заполняющей скважину, и инициации процесса интенсивного выделения газа в короткий промежуток времени.

Ключевые слова: заканчивание скважины, газогенерирующий состав, пенообразующий состав, пеногазогенерирующий состав, пенная капсула, газовая капсула, газогенерирующая капсула, капсула с ПАВ.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Назарычев С.А., Андрияшин В.В., Жанбосынова Ш., Малахов А.О., Варфоломеев М.А., Жуков В.В., Карпов А.А., Хусаинов Р.Р., Демин Е.В., Сандыга М.С. Аналитические исследования применения технологий освоения нефтяных и газовых скважин с использованием пеногазогенерирующих веществ. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):97–111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-97-111>

Статья поступила в редакцию 23.04.2024

Принята к публикации 01.06.2024

Опубликована 30.09.2024

ANALYTICAL STUDIES OF THE APPLICATION OF TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS WELLS USING FOAM-GENERATING SUBSTANCES

Sergey A. Nazarychev¹, Vitaly V. Andriyashin¹, Shinar Zhanbosynova¹, Alexey O. Malakhov¹,
Mikhail A. Varfolomeev¹, Vladislav V. Zhukov², Alexey A. Karпов², Radimir R. Khusainov²,
Evgeny V. Demin², Mikhail S. Sandya^{2,*}

¹Kazan Federal University, RF, Kazan

²Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. Assessment of the possibility of using foam and gas generating compounds for the development of oil and gas wells after repairs.

Materials and methods. The classification of chemical reagents that can potentially be used to create a foam gas generating system is based on patent research and analysis of domestic and foreign open sources. The hypothesis of the possibility of developing oil wells after repairs by removing part of the jamming fluid using foam gas generating checkers was tested by modeling the main parameters of the well start in the OLGA software package.

Results. The results of patent and analytical studies show that foam gas generating systems are most often used in gas, gas condensate wells and oil wells operating in the gushing mode. Application in oil wells operated by pumping is limited primarily by the energy of the reservoir and the amount of liquid that must be removed from the bottom of the well. Modeling of the oil well development process has shown that the volume of gas released by the checkers is not enough to promptly trigger an inflow from the reservoir.

Conclusion. The current characteristics of foam gas generating checkers, such as the volume and intensity of gas release, do not allow them to be used in oil wells muffled by mineralized aqueous solutions of salts. The technology can gain development prospects provided that new chemical reagents are selected to increase the volume of gas released. Also, one of the possible improvements may be the development of a technology for dissolving gas in the volume of process fluid filling the well and initiating the process of intensive gas release in a short period of time.

Keywords: well completion, gas-generating composition, foam-generating composition, foam-gas-generating composition, foam capsule, gas capsule, gas-generating capsule, soap capsule.

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

For citation: Nazarychev S.A., Andriyashin V.V., Zhanbosynova Sh., Malakhov A.O., Varfolomeev M.A., Zhukov V.V., Karpov A.A., Khusainov R.R., Demin E.V., Sandyga M.S. Analytical studies of the application of technologies for the development of oil and gas wells using foam-generating substances. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):97-111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-97-111>

Manuscript received 23.04.2024

Accepted 01.06.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Основными геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) для поддержки работы самозадавливающихся газовых скважин на месторождениях являются проведение водоизоляционных работ, продувка ствола скважин с выпуском газа в атмосферу, использование технологий плунжерного и концентрического лифтов, циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство, ввод на забой скважин жидких и твердых поверхностно-активных веществ (ПАВ) [1]. Применение циклической закачки сухого газа в затрубное пространство скважины, технологий плунжерного и концентрического лифтов требует больших капитальных вложений и имеет значительный ряд технических ограничений. Наиболее простой и быстрый способ удаления жидкости с забоя скважин — продувка с выпуском газа в атмосферу — имеет существенные недостатки, так как оказывает отрицательное влияние на окружающую среду, приводит к разрушению призабойной зоны пласта (ПЗП) в результате резкого повышения депрессии на пласт, потерям газа и не имеет продолжительного эффекта. Применяемые в настоящее время методы удаления пластовой жидкости разделяются на химические, механические или их комбинацию. Наиболее доступной и эффективной технологией для удаления жидкости с забоя газовых скважин является ввод на забой скважины ПАВ, приводящих к вспениванию жидкости или газожидкостной смеси в стволе скважины и ее выносу на поверхность [2].

Актуальность работ связана с ростом количества автономных месторождений, что требует поиска альтернативных технологий/методов освоения скважин.

ПАТЕНТНО-АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЕНОГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕНО- ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИХ СОСТАВОВ

В данной статье рассмотрены химические методы удаления пластовых флюидов из газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин с помощью пеногазогенерирующих составов (ПГГС), которые делятся на твёрдые и жидкие составы. Твёрдые ПГГС, производящиеся, в основном, в виде «шашек», делят на газовые, пенные и пено-газовые «шашки», а жидкие составы представлены одно- и несколько компонентными пеногазовыми составами, а также ПАВ-пенообразователями. Жидкие ПАВ-пенообразователи более популярны, поскольку их можно подавать с помощью подходящего дозирующего устройства постоянно или периодически через капиллярную трубку на забой или в затрубное пространство скважины. Кроме этого, по сравнению с твёрдыми пенообразователями — шашками, композицию жидких пенообразователей легче подобрать и скомпоновать для конкретных целей, будь то периодическая или постоянная обработка. Наиболее предпочтительными газообразователями для создания ПГГС являются

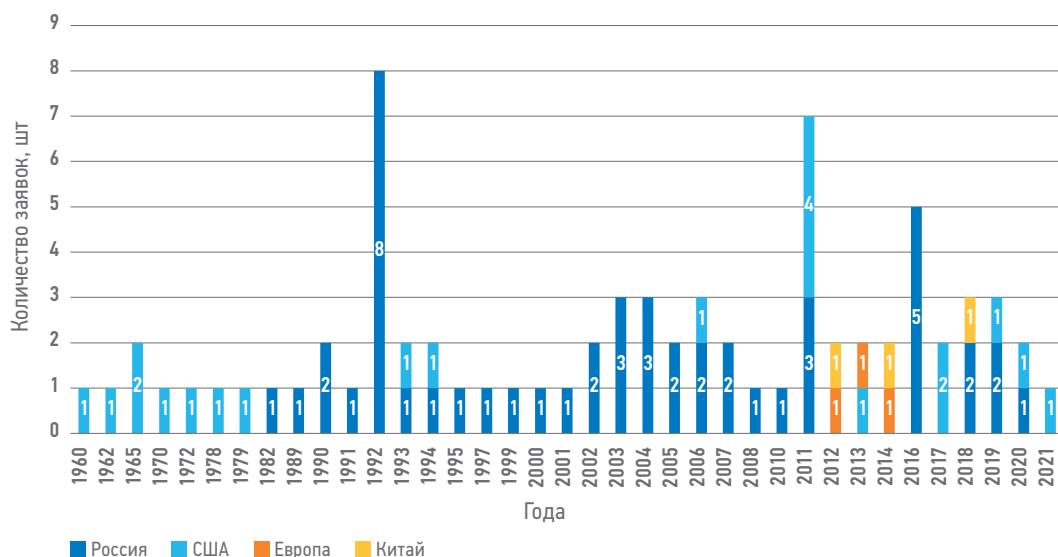


Рис. 1. Динамика приоритетных заявок на наиболее привлекательных рынках. Составлено авторами
Fig. 1. Dynamics of priority applications in the most attractive markets. Prepared by the authors

соединения, дающие в процессе разложения наибольшее количество малорастворимых в скважинном флюиде газов. В состав газогенерирующих композиций входят различные химические соединения, способные при взаимодействии друг с другом в определённых условиях образовывать большое количество газов (азот, углекислый газ, водород, кислород, оксиды азота и др.).

ДИНАМИКА ПАТЕНТОВАНИЯ

Проведен анализ имеющихся на рынке технических решений по пеногазогенерирующими составам, а также установления их компонентного состава и критериев применимости. Также проведены патентный и литературный поиск. На первом этапе исследования проводилась аналитическая работа по установлению количественного распределения патентов по годам подачи заявок и странам патентования (рис. 1).

Рассмотренный материал позволил сделать вывод, что наибольший интерес к теме ПГГС проявляется в России, что может быть связано с большим количеством объектов, где обосновано применение патентуемых составов. Первая заявка на композицию ПГГС зарегистрирована в 1960-х прошлого столетия, при этом интерес к данной теме не утихает до сих пор.

Кроме того, стоит отметить, что с общим истощением запасов углеводородов, изобретательский интерес к составам, позволяющим минимизировать расходы по эксплуатации проблемных объектов, будет только нарастать.

АНАЛИЗ ПГГС ПО ТИПУ И ХИМИЧЕСКОМУ СОСТАВУ

На следующем этапе работы изучено распределение ПГГС по типу — твёрдые ПАВ, жидкые ПАВ, составы для реактора, а также проведён анализ по предлагаемым для генерации газа и пены веществам (рис. 2).

На рис. 3 показано, что основными газогенерирующими веществами в ПГГС по данным отечественных патентов являются бинарные смеси на основе производных азотистой кислоты и солей аммония, или мочевины (17 публикаций), смеси на основе карбонатов (гидрокарбонатов) и кислот представлены в 14 публикациях. Доля реакций с использованием других газогенерирующих соединений несоизмеримо мала.

В качестве газообразующих композиций, описаны реакции нитрита натрия с различными соединениями аммония и мочевины,



Рис. 2. Распределение патентов по типу (шашки и пр.). Составлено авторами
Fig. 2. Distribution of patents by type (gas-generating capsule, etc.). Prepared by the authors

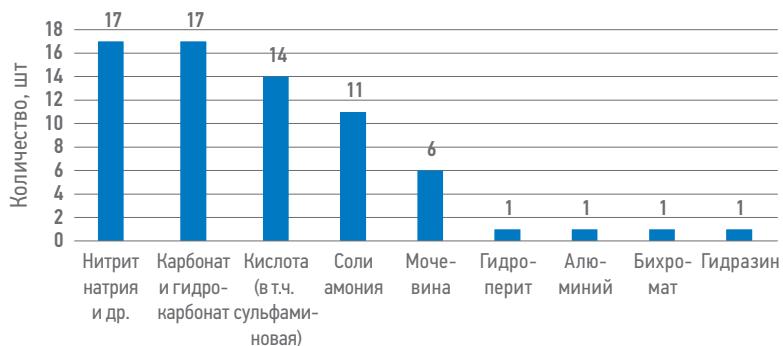


Рис. 3. Газогенерирующие соединения, отраженные в российских патентах.

Составлено авторами

Fig. 3. Gas-generating compounds reflected in Russian patents.

Prepared by the authors



Рис. 4. Газогенерирующие соединения, отражённые в зарубежных патентах.

Составлено авторами

Fig. 4. Gas-generating compounds reflected in foreign patents. Prepared by the authors

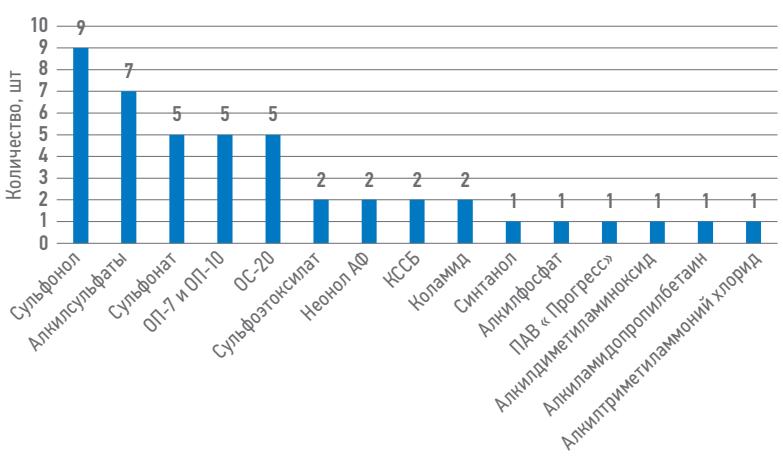


Рис. 5. ПАВ-пенообразователи, отражённые в российских патентах.

Составлено авторами

Fig. 5. Surfactants-foaming agents reflected in Russian patents.

Prepared by the authors

однако, несмотря на это, встречаются и достаточно нетривиальные решения, а именно — разложение кремнийорганических соединений, имеющих в своей структуре связи Si—H и Si—Si и гидролизующихся в щелочной среде до силоксанов с количественным выделением водорода.

Согласно статистике, основными ПГГС, предложенными в зарубежных патентах, являются бинарные смеси на основе нитритов и солей аммония — 4 публикации, далее следуют кремнийорганические соединения — 2 публикации, а завершает тройку карбид кальция (рис. 4).

Проанализировав отечественную и зарубежную патентную литературу, можно сделать вывод, что основными газогенерирующими соединениями являются — нитрит натрия, соли аммония, мочевина, сульфаминовая кислота, карбонаты и гидрокарбонаты щелочных металлов в различных соотношениях и комбинациях. Выбор в пользу данных соединений в первую очередь обусловлен их коммерческой доступностью, а также дешевизной. Кроме того, в композициях ПГГС могут быть применены кремнийорганические соединения и карбид кальция, однако стоит отметить, что хранение подобных соединений представляет определённую трудность, поскольку данные вещества являются весьма гигроскопичными, а значит при хранении выделяются горючие газы, образующие взрывоопасные смеси с воздухом.

Вторым основным компонентом пено-газогенерирующих составов являются поверхностно-активные вещества.

Распространение получили и анионные ПАВ (АПАВ), и катионные (КПАВ), и неионогенные (НПАВ), и амфолитные (АмфПАВ), а также их разнообразные смеси друг с другом.

Согласно проведённому исследованию, в 24 российских патентах в качестве пенообразователей предлагается использовать анионные ПАВ — алкилсульфаты, алкилсульфонаты, алкилфосфаты и пр., в 15 публикациях упоминаются неионогенные ПАВ — ОП, ОС, АФ и пр. (рис. 5).

В зарубежных патентах предпочтение отдается неионогенным ПАВ — 11 упоминаний, АПАВ упоминаются 8 раз, катионные и амфолитные ПАВ встречаются 4 раза (рис. 6).

Наиболее характерные представители АПАВ — водорастворимые мыла высших карбоновых кислот, которые представляют собой продукты взаимодействия этих кислот с гидроокисями щелочных металлов.

Пенообразующая способность данных ПАВ зависит от длины углеродного радикала: она максимальная при длине от 13 до 14 атомов углерода, а затем снижается. [2]

Среди АПАВ чаще всего применяются две группы соединений: алкилсульфаты и алкил (арил) сульфонаты (а-олефинсульфонаты). Основными недостатками АПАВ являются значительное влияние солевого состава попутно-добыываемых вод на растворимость,

диссоциацию и поверхностное натяжение образующихся систем, изменение характеристик ПАВ в присутствии органических растворителей [2, 3].

Наряду с АПАВ, широкое распространение получили неионогенные ПАВ (НПАВ). НПАВ не диссоциируют в водных растворах на ионы, их типичными представителями являются оксиэтилированные химические соединения: алкилфенолы, спирты, жирные кислоты, амиды и др. В состав данных НПАВ входят также имидазолины, высокомолекулярные маслорасторимые амины, оксазолины, карбоновые кислоты и их сложные эфиры, металлические мыла этих кислот с многовалентными металлами [4]. Вследствие высокой молекулярной массы и малой растворимости данных ПАВ они не могут образовывать большое количество пены, поэтому возникает необходимость совместного использования с ними АПАВ [5].

Амфолитные ПАВ (АмфПАВ), проявляющие при различных значениях кислотности сроды свойства различных классов ПАВ, хоть и не так часто встречаются в отечественной патентной литературе, но также заслуживают внимания. Различные алкилдиметиламиноксиды и алкиламидопропилбетаины, относящиеся к АмфПАВ, обладают не только высокими солестойкостью, пенообразующими и моющими свойствами, но и способны при высоких концентрациях менять реологию растворов, придавая ему структурные свойства и повышая несущую способность, что позволяет эффективно удалять загрязнения из зоны обработки. Кроме этого, известны антикоррозионные свойства алкиламидо-пропилбетаинов, что положительно влияет на снижение рисков проявления коррозионной агрессивности на элементах эксплуатационной колонны и погружного оборудования. АмфПАВ сочетают в себе положительные свойства АПАВ и НПАВ, а именно — хорошие пенообразующие свойства и солестойкость, однако полный цикл производства данных соединений в России не наложен, соответственно, стоимость данных продуктов высокая, а доступность низкая.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что АПАВ обладают более высокой пенообразующей способностью, чем НПАВ, отличаются эффективностью в широком температурном интервале, но область их применения ограничена из-за высокой чувствительности к минерализации удаляемых вод, особенно при наличии газового конденсата. НПАВ используют обычно для удаления высокоминерализованных жидкостей из газовых и газоконденсатных скважин, но из-за

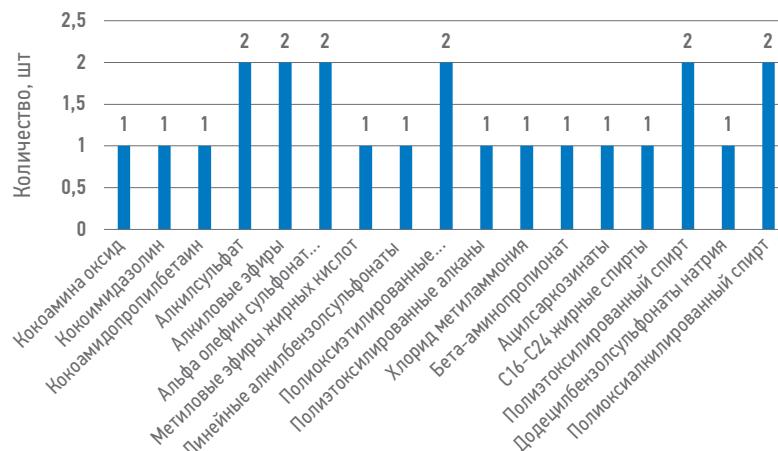


Рис. 6. ПАВ-пенообразователи, приведённые в зарубежных патентах. Составлено авторами

Fig. 6. Surfactants-foaming agents listed in foreign patents. Prepared by the authors

невысокой растворимости, предпочтительно применение НПАВ совместно с АПАВ.

В иностранных патентах, в качестве ПАВ в составе пенообразователей, помимо описанных ранее соединений предлагается использовать такие классы соединений, как алкил имидазолины (кокоимидазолин), N-Ацилсаркозинаты; N — ацилтаураты, метиловые эфиры жирных кислот, полиэтиоксилированные алканы, алкиламидопропилсульфобетаины, алкиламфо(ди)ацетаты и их смеси, анионные фторсодержащие поверхности-активные вещества, петронаты и пиронаты смеси сипоната и другие.

Как показывает практика, выбор подходящих ПАВ всегда зависит от типа и объема добываемых жидкостей [6,7]. Большую роль влияет минеральный состав пластовой воды, а также общее содержание солей. Кроме этого, немаловажным фактором является и количество конденсата в составе, блокирующее фильтрационную зону флюида.

Группа американских коллег [8] предложили специально разработанный пенообразователь для обработки скважин в Южном Техасе с высоким содержанием конденсата. В работе других научных коллективов [9,10] сообщается о тройной системе пенообразователя, содержащей помимо классических анионных и цвиттерионных ПАВ фторсодержащие поверхности-активные соединения, способные проявлять пенообразующие свойства в средах с содержанием конденсата до 50%.

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что на сегодняшний день, наиболее подходящими ПАВ для процессов ПГГС являются АПАВ и НПАВ, обладающие синергизмом в случае их совместного применения. Кроме того, стоит отметить, что в качестве ПАВ также могут быть использованы любые водорастворимые алканоламиды, сложные

эфиры жирных кислот и сорбитола, алкилглюкоамиды, алкилполиглюкозиды, карбоксилированные этоксилаты, сульфосукцинаты и другие водорастворимые ПАВ с подходящим гидрофильно-липофильным балансом. Помимо основных составляющих компонентов ПГГС — газогенерирующих соединений и ПАВ, в составах встречаются добавки, улучшающие технологические свойства ПГГС. Стабильность пен всегда представляет собой большую проблему при практическом использовании в скважине, поэтому наряду с индивидуальными ПАВ для снижения уровня скважинной жидкости, применяются многокомпонентные составы, включающие как смеси ПАВ, так и вещества, улучшающие выносящую способность газового потока, а также технологичность процесса удаления скважинной жидкости — это пеностабилизаторы, структурообразователи, умягчители воды и прочие [1, 11]. Например, авторы работы [12] путём комбинации поверхностно-активного вещества, наночастиц и жирных спиртов разработали стабильные и устойчивые к нефти пены для применения в газовых скважинах.

Кроме этого, анализ отечественных и зарубежных патентов показывает, что помимо ПАВ и наночастиц в составе ПГГС могут содержаться всевозможные полимерные добавки, способные выполнять функцию стабилизаторов пен — производные целлюлозы (карбоксиметилцеллюлоза, полианионная целлюлоза, гидроксигидроксипропилцеллюлоза), поликариламиды различных марок, различные сополимеры акриловой кислоты, полиэтиленгликоли, поливиниловые спирты, а также биополимеры, такие как ксантановая и гуаровая камеди.

На **рис. 7** показано, что стабилизаторами пены в составах чаще всего выступают производные целлюлозы — 8 патентов. На долю синтетических полимеров приходится в сумме 8 патентов, биополимер ксантан упоминается 1 раз.



Рис. 7. Стабилизаторы пены. Составлено авторами
Fig. 7. Foam Stabilizers. Prepared by the authors

В качестве диспергаторов твердых составов (шашек) применяются полимерные ПАВ, сверхразветвленные полимеры, сложные эфиры полижирных кислот, блок-сополимеры этиленоксида полижирной кислоты, полимеры на основе полизобутиленянтарного ангидрида и их смеси.

Чтобы свести к минимуму коррозию трубопроводов, авторы работы [16] в системе вспенивания для газовых скважин предлагают использовать ингибитор коррозии.

Таким образом, варьируя содержание тех или иных компонентов в составах пеногенерирующих композиций, можно добиться различных свойств образующейся пены. Так в работе [11], на основании проведенных исследований приводятся данные по различным химическим реагентам и технологии приготовления гидрофилизирующих и гидрофобизирующих пен на пресной и сеноманской воде, композиции и технология приготовления пен на солевых растворах для скважин, склонных к гидратообразованию.

КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ ПГГС

На следующем этапе работы в ходе изучения литературных данных определялись критерии применимости ПГГС. Так, в статье 2020 года [14] показано, что при использовании жидких пенообразователей важным параметром в выборе класса и концентрации ПАВ является «unloading potential» (безразмерный коэффициент разгрузки U_{lrss}/U_{sgss}), который отражает способность пены, полученной при смешивании флюида определенного состава с содержанием конкретного пенообразователя заданной концентрации, выносить из трубопровода жидкость. Показано, что у пены повышается способность выносить жидкость при росте концентрации ПАВ. Также отмечается, что рост концентрации ПАВ приводит к образованию более вязкой пены и росту потерь давления на трение. Эффект роста потерь давления, связанных с трением между газом и вязкой пеной (с высокой концентрацией ПАВ), усиливается при высоких скоростях газа [14].

В работах [15, 16] приводятся данные, что обязательным условием при выборе ПАВ для удаления воды с забоя скважин является необходимость проведения геофизических исследований (ГИС) и уточнения информации о состоянии скважины. При проведении ГИС определяются следующие параметры: глубина скважины; зона успокоения механических примесей пластовых флюидов (ЗУМПФ); мощность интервала перфорации; диаметры

обсадной колонны и насосно-компрессорных труб (НКТ); наличие пакера и глубина его установки; забойная температура скважины; содержание соли в воде (ррт); забойное давление; устьевое давление; тип добываемого флюида (нефть, газ, газовый конденсат); текущая добыча скважины (нефть, газ, газовый конденсат); определение пофазного распределения газожидкостной смеси, находящейся на забое скважины.

В работе Р.А. Гасумова [3] показано, что наибольший эффект от газообразования достигается при вспенивании газоконденсатных смесей, так как выделяющиеся пузырьки газа обеспечивают интенсивное эмульгирование конденсата, что приводит к стабилизации пены. В работе [17] им же отмечено, что при наличии газоконденсата в пластовой жидкости выносящая способность пенообразователя снижается, так как часть его расходуется на эмульгирование газоконденсата. При удалении жидкости из газовых скважин проблема состоит в выборе наиболее эффективного для данных условий пенообразователя и в оптимизации процесса дозированного ввода ПАВ, позволяющего продлить межоперационный период работы скважин до двух-трех недель. Кроме того, учитывая, что на забое может скапливаться пластовая вода различной минерализации, а в газоконденсатных скважинах и жидкие углеводороды, являющиеся пеногасителями водных пен, а также высокую температуру в скважинах, выбор эффективного пенообразователя является первостепенной задачей. С этой целью в 2016 году в ОАО «СевКавНИПИгаз» разработан твердый пенообразователь пролонгированного действия для удаления пластовой жидкости с содержанием газового конденсата до 50 % об., с содержанием солей до 300 г/л при температурах до 85 °C [17]. Компания «Halliburton» предлагает применять для удаления жидкости с различной минерализацией ТПАВ марки «Howco-Suds», которое является пенообразователем анионного типа и совместимо с различными типами воды, включая рассолы и кислоты [5].

Согласно данным, в работе [3] наиболее значительный эффект от газообразования может быть достигнут в скважинах с большим ЗУМПФом. При отсутствии газообразователя процесс растворения стержней ПАВ, попадающих в ЗУМПФ, и подъем ПАВ в зону барботажа газа через столб жидкости идет очень медленно, что значительно увеличивает сроки удаления жидкости из скважины. Выделяющийся в результате реакции неполярный газ (азот), как известно, имеет низкую растворимость в воде и в водогазоконденсатной смеси, а следовательно, высокое

давление насыщения, поэтому большая часть его будет находиться в газообразном состоянии даже при использовании в глубоких скважинах [3].

Однако в работе [5] отмечается, что эффективность работы твердых поверхностно-активных веществ (ТПАВ) зависит от конструкции скважины. Их рекомендуется применять в скважинах, имеющих небольшие ЗУМПФы глубиной до 10 м. При глубоких ЗУМПФах более 10 м режим «барботажа» невозможен, так как стержни ТПАВ опускаются на забой скважины, а плотность состава стержней значительно выше плотности воды, что не способствует образованию пены [18].

При промывке протяженных интервалов ниже башмака НКТ, а также участков горизонтального ствола, не обеспечиваются достаточные скорости для выноса шлама [20]. Даже при условии создания депрессии, приток газа из пласта происходит через верхние участки фильтровой зоны, а ниже этого интервала, поэтому обеспечить достаточную скорость для выноса жидкостно-шламовой смеси не удается. Для решения этой задачи ОАО «СевКавНИПИгаз» разработана технология очистки скважины с использованием газогенерирующих агентов. [3]

Кроме этого, в работе [17] отмечается, что высокая скорость растворения пенообразователя приводит к образованию избыточной концентрации ПАВ в начальный период времени и, как следствие, его выноса с первыми порциями образующейся пены. Таким образом, твердые пено-газогенерирующие составы должны включать замедляющие добавки. В работе А.А. Сырчина и соавт. [21] приведена методика определения необходимого количества твердых ПАВ определенного состава для предотвращения самозадавливания газовых скважин на примере Медвежьего месторождения, где показано, что для обработки твердыми ПАВ рекомендуются пакерные и беспакерные скважины, глубина спуска НКТ в которых не ниже середины интервала перфорации, где отсутствует высокий вынос пластовой воды и в ближайшие годы не планируется капитальных ремонтов. Кроме того, показано, что количество твердых ПАВ выбирается из расчета, определенного экспериментальным путем, и составляет 2,6 кг на 1 м³ удаляемой жидкости с забоя скважины. В этой же работе приведены критерии, применяемые к оценке скважины, рекомендуемой для ввода твердых пенообразователей с целью удаления скопившейся жидкости:

- НКТ не перекрывает интервал перфорации (башмак лифтовой колонны располагается

- над нижними перфорационными отверстиями);
- эксплуатационная колонна диаметром от 89 до 168 мм;
 - мощность зумпфа — до 25 м;
 - расстояние от башмака НКТ до верхних перфорационных отверстий не более 50 м;
 - отклонение ствола скважины от вертикали — не более 10°;

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ МКД НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СКВАЖИНЫ ЯВЛЯЕТСЯ НЕОБХОДИМЫМ УСЛОВИЕМ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.

- лифтовые трубы не должны иметь клапаны-отсекатели, переводники и сужения, а также посторонние предметы, препятствующие прохождению стержней твердых ПАВ;
- лифтовая колонна скважины должна быть герметичной;
- исправность буферной и шлейфовой задвижек;
- отсутствие интенсивного притока воды, требующего проведения продувки через 72 часа и менее;
- разница между статическим и рабочим давлениями на устье скважины после продувки — более 0,2 МПа;
- отсутствие песчаной и гидратной пробок в интервале перфорации, являющейся основной причиной ухудшения работы скважины.

Туган М.Ф. [22] в своей работе сравнивает различные методы удаления жидкости с забоя для традиционных и нетрадиционных газовых скважин и приводит диаграмму выбора метода в зависимости от условий пласта. Согласно его данным, необходимыми условиями для использования пены являются: газовые скважины с газожидкостным фактором — от 30 до 225 м³/баррель нефти. Этот же диапазон предложил в своей работе и Zhi-jian L. [23]. Помимо этого, для удаления жидкости с забоя скважин пенами количество углеводородов не должно превышать значения в 30%, так как пены разрушаются под их воздействием и образование эмульсий требует большего количества, закачиваемого ПАВ. Температура не должна превышать 150°C, в ином случае стабильность пены значительно уменьшается. S. Sevic, M. Solesa предложили оптимальный диапазон газожидкостного фактора для вспенивания в зависимости от глубины скважины, составляющий 40-72 м³/баррель нефти на каждые

1000 м [7]. Высокие значения расхода жидкости или газа уменьшают эффективность применения пен, поскольку требуемая высокая концентрация ПАВ создает риск потери давления пены при трении [24].

Таким образом, как при использовании жидких, так и при применении твёрдых ПАВ, для правильного выбора композиции, необходимо в первую очередь учитывать состав флюида, который необходимо удалить. То есть основным критерием применимости является возможность той или иной композиции ПГГС образовывать достаточно стойкую пену при смешении с этим флюидом в заданных условиях. Кроме этого, если при подаче жидкого пенообразователя на забой скважины, особых требований к самой скважине не встречается, то при использовании твёрдых ПАВ (шашек) необходимо учитывать и глубину зумпфа, и отклонение ствола скважины от вертикали, а также другие параметры, приведённые выше.

ОПЫТ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ ПГГС В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

На Медвежьем месторождении проведено испытание пенной присадки марки «FA-4275» компании «Haliburton» для удаления жидкости с забоев газовых скважин. На всех скважинах отмечены значительный вынос механических примесей совместно с жидкостью и увеличение объема добычи газа. При длительном постоянном применении этой присадки можно ожидать снижения объемов жидкости на забоях скважин, снижения пескокопроявлений, улучшения продуктивных характеристик скважин, дебит которых ограничен из-за выноса песка. На одной скважине Медвежьего месторождения проведены испытания ТПАВ марки «БТ-Фомер» для увеличения выноса жидкости и механических примесей при эксплуатации газовых скважин. В результате проведенных испытаний установлено, что при дебитах газа выше 72 тыс. м³/сут вынос жидкости сопровождается выносом механических примесей с удельным содержанием от 1,6 до 1,9 м³/м³ [5].

Кроме этого, на Медвежьем месторождении помимо пенообразователя «БТ-Формер», используется ТПАВ «КОСТ-2», представляющий собой стержни коричневого цвета диаметром 40–50 мм и длиной до 600 мм, плотностью при температуре +20°C от 1,05 до 1,10 кг/м³ [21]. В работе [21] отмечено, что кратность продувок на самозадавливающихся скважинах Медвежьего месторождения, где применялись обработки твердыми пенообразователями, сократилась в среднем в 1,5 раза.

На Ямбургском месторождении для удаления жидкости с забоев газовых скважин использовали ТПАВ марки «Цель-III». После ввода, данного ПАВ на забой газовых скважин уровень жидкости в скважинах, значительно снижался, устьевое давление увеличивалось на 0,19 МПа, давление в районе нижних отверстий перфорации снижалось на 0,023 МПа. [5]

На Восточно-Таркосалинском месторождении проведены испытания ТПАВ, разработанные в ОАО «СевКавНИПИгаз», в состав которых входят НПАВ, пластификатор и отвердитель. В ходе проведения промысловых работ на газоконденсатных скважинах проводилось удаление жидкости с помощью газоконденсата из ствола скважины. Отмечается, что отрицательным моментом проведенных работ является невозможность доставки ТПАВ к забою скважин, имеющих горизонтальное окончание [5, 25].

Для удаления жидкости из газовых скважин месторождения Шахпахты изготовлена опытная партия ТПАВ «Пиролют». Доставка твердых стержней в скважину осуществлялась через устьевой лубрикатор и насосно-компрессорные трубы (НКТ). Всего было сброшено шесть стержней ТПАВ «Пиролют». Действие стержней ТПАВ первоначально проявилось через 1 ч с момента их сброса в НКТ, о чем свидетельствовало резкое падение затрубного ($DP = 0,42$ МПа) и почти синхронное небольшое увеличение буферного давления ($DP = 0,02$ МПа). После обработки скважины ТПАВ произошло увеличение дебита по газу в 2,5 раза за счет очистки призабойной зоны пласта (ПЗГ) от накопившейся жидкости и, как следствие, увеличение продолжительности эксплуатации скважины без остановок на продувки. Положительные результаты получены при обработке ТПАВ «Пиролют» ПЗП нескольких скважин указанного месторождения [26].

На нетрадиционном газовом месторождении Барнетт Шэйл на 154 газовых скважинах проведены опытно-промышленные испытания пенообразующего реагента. Реагент смешивался с метанолом и закачивался в затрубное пространство скважины. Использование пены в результате привело к увеличению добычи в 22000 куб. футов газа на 1 скважинно-операцию. Однако проблемы, связанные с образованием эмульсии, привели к увеличению расходов, что уменьшило выгоду от увеличения производительности скважины. Также испытания проводились на скважине с пакером с горизонтальным заканчиванием. Реагент подавался непрерывно через капиллярную трубку [27]. Согласно опубликованным данным, все проведенные испытания

успешны и привели к увеличению производительности.

На Западно-Сычуаньском газовом месторождении успешно испытаны пено-газогенерирующие составы для удаления с забоя скважины жидкости. В состав реагента в качестве пенообразующих веществ входили нокамидопропилгидроксилсульфобетаин и лаурилсульфат натрия, а газогенерирующим компонентом служила смесь хлорида аммония, нитрита натрия и уксусной кислоты. Все компоненты закачивались через затрубное пространство. В результате обработки добыча газа увеличилась с $3,7 \times 10^3$ до $4,5 \times 10^3$ м³ [28].

В работе D. Orta и его коллег [8] описано применение пенообразующего реагента для газоконденсатных месторождений. Фактические выгоды включали увеличение добычи газа на 350 млн. м³/сут, в среднем с 589 млн. м³/сут до 939 млн. м³/сут за 11-дневный период.

На газовом месторождении Себей в Китае были проведены работы на 2 скважинах по удалению жидкости. Первая скважина изначально была остановлена на 5 дней. Пенообразующий агент закачивался в скважину непрерывно, что в следствие привело к добыче в 730 млн куб. футов в сутки. В работе, к сожалению, не уточняется изначальный объем добычи. Вторую скважину удалось запустить через 16 ч после проведения обработки [23].

В работе 2005 года сообщается о проведении работ на газовой скважине в Германии. Первоначально скважина обрабатывалась шашками, после чего применялся пенообразователь [29].

Как видно из приведенных данных, описание опыта промышленного применения ТПАВ встречается не так часто, как в российской, так и в зарубежной литературе. С одной стороны, это может быть связано с отсутствием какой-либо новизны в работах, а с другой с недостаточно развитым рынком ТПАВ в РФ. Кроме того, применение жидких пенообразователей в обводненных газовых скважинах известно достаточно давно, а следовательно, можно предположить, что и большинство подобных скважин оснащены стандартными установками дозирования реагента, позволяющими достаточно продуктивно эксплуатировать самозадавливающиеся газовые скважины, путем постоянной подачи реагента-пенообразователя на забой. С другой стороны, гигроскопичность используемых при производстве ТПАВ составов может приводить к порче шашек в процессе хранения (слипание, потеря активности), что, в свою очередь, может приводить

к проблемам при подаче шашек в скважину, как с помощью автоматических установок, так и вручную.

Однако несомненным плюсом твёрдых ПАВ является высокая концентрация пено- и газогенерирующих компонентов, позволяющая применять эти составы в гораздо меньшем количестве, а также на автономных удалённых месторождениях

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПГГС

Для проверки гипотезы о возможности освоения нефтяных скважин после проведения ремонта путем удаления части жидкости глушения с использованием пеногазогенерирующих шашек выполнен расчет основных параметров в программном комплексе OLGA. При выполнении расчета задавались следующими значениями и ограничениями:

- 1) Пластовое давление ($P_{пл}$) — 160 бар.
- 2) Коэффициент продуктивности ($K_{пр}$) — $0,1 \text{ м}^3/\text{сут} / \text{бар}$
- 3) Внутренний диаметр НКТ ($d_{вн_нкт}$) — 0,062 м.
- 4) Длина НКТ ($L_{нкт}$) — 2000 м
- 5) Выделившийся при растворении ПГГС газ — CO_2

6) Для освоения используются 30 шашек массой по 0,5 кг каждая
 7) Количество газа, выделившееся при растворении ПГГС — 150 л/кг
 8) Время растворения шашек — 2 часа
 Рассчитывался следующий сценарий: 10 мин. скважина стоит, затем 2 ч. генерирует газ из ПГГС, далее генерация прекращается. Результаты расчета приведены на **рис. 8**. Максимальное значение объема выделившегося газа (CO_2) в НКТ, приведенное к стандартным условиям, составляет $1,08 \text{ м}^3$ (чёрная линия на графике). Объем газа в НКТ в рабочих условиях (зеленая линия) в максимуме составляет 53 л, что приблизительно в 20 раз меньше, чем при стандартных условиях. Видно, что по мере всплытия пузырьков газа и снижения плотности в верхней части столба жидкости забойное давление снижается (синяя линия) и объем начинает быстро увеличиваться, но при этом количества газа недостаточно, чтобы обеспечить эффективный вынос жидкости из скважины. Максимальное снижение давления (синяя линия) составляет 1,4 бара. Накопленный объем жидкости, извлеченной из скважины, (красная линия) составляет около 120 л. Для определения эффективности отработки скважин в зависимости от интенсивности генерации CO_2 проведены многовариантные

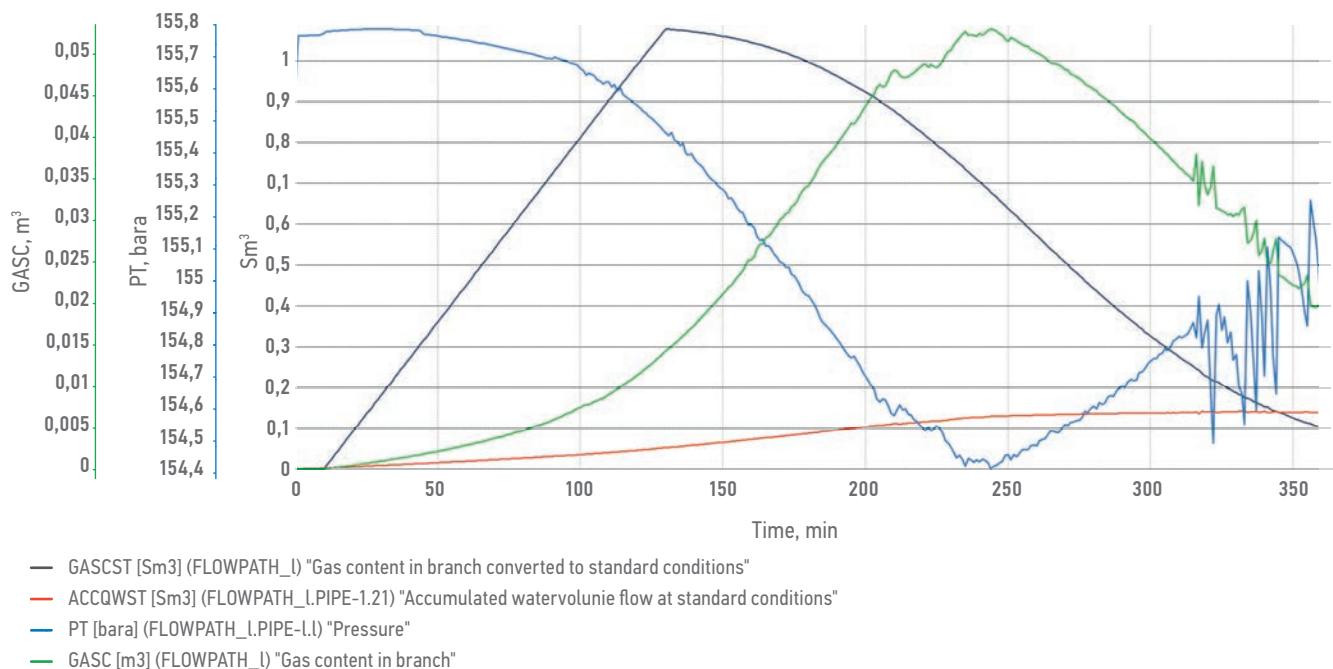


Рис. 8. Результаты расчета параметров скважины при применении ПГГС

1 — объем газа в НКТ (приведенное к стандартным условиям); 2 — объем газа в НКТ в рабочих условиях; 3 — забойное давление; 4 — накопленный объем жидкости, извлеченной из скважины. Составлено авторами

Fig. 8. The results of calculating the parameters of the well when using foam generating systems

1 — the volume of gas in the tubing (reduced to standard conditions); 2 — the volume of gas in the tubing under operating conditions; 3 — downhole pressure; 4 — the accumulated volume of liquid extracted from the well. Prepared by the authors

расчеты, выборка которых приведена в табл. 1.

Если сопоставить результаты расчетов с реальными условиями, то можно сделать следующие выводы: если из пласта в скважину начнет поступать нефть и газ, а не вода, т.е. флюид с меньшей плотностью, чем в скважине, то плотность жидкости в стволе будет постепенно снижаться, забойное давление падать и жидкость в НКТ постепенно будет замещаться флюидом из пласта. При этом процесс может быть достаточно долгим, зависеть от продуктивности скважины и затянуться на несколько недель. В таких случаях, для интенсификации притока флюида в ствол скважины и ускорения процесса освоения можно загрузить еще один комплект шашек.

Опыт запуска скважин с помощью азотных установок при освоении после глушения подтверждает недостаточность объема и интенсивности выделения газа, генерируемого шашками. Азотные установки характеризуются большими объемами нагнетаемого в скважину газа и высоким создаваемым давлением компрессора. Для снижения противодавления на пласт и вызова притока нефти обычно используются азотнокомпрессорные станции или мембранные азотные установки с производительностью до 10 м³/мин и максимальным рабочим давлением до 250 бар. В случаях, когда их производительности недостаточно применяют азотные

криогенные установки с производительностью 85 м³/мин и максимальным рабочим давлением до 700 бар. Даже при таких параметрах азотных установок процесс освоения скважины может занимать несколько часов и характеризуется большим объемом использованного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ источников открытой печати и данных патентов показал, что на газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах, эксплуатируемых в режиме фонтанирования, чаще всего применяются пено-газогенерирующие составы. Данных о промышленном применении подобных составов для удаления жидкости глушения из нефтяных скважин не встречается. Предполагается, что одной из причин, с которой могут быть связаны ограничения в применении — это различное количество жидкости, которое необходимо удалить с забоя скважины для введения её в эксплуатацию.

При этом, хочется отметить, что наиболее удобным с точки зрения практического применения является раздельное применение газовых и пенных шашек, даже в условиях одной скважины. Установлено, что, несмотря на очевидные преимущества газовых шашек перед жидкими газогенерирующими составами — это концентрация активных

Таблица 1. Эффективность отработки скважин в зависимости от интенсивности пеногенератора. Составлено авторами
Table 1. The efficiency of well development depends on the intensity of the foam generator. Prepared by the authors

Кейс	генерация CO ₂	извлечено жидкости	затрачено CO ₂	удельный расход газа	время отработки	скорость отработки
	кг/ч	м ³	кг	кг/м ³	мин	м ³ /мин
1	1	0,05	0,5	10	200	0,00025
2	2	0,10	0,8	8	200	0,00050
3	3	0,20	1,8	9	200	0,00100
4	4	0,24	4,5	19	200	0,00120
5	5	0,35	6,4	18	200	0,00175
6	6	0,33	3,0	9	180	0,00183
7	7	0,41	3,7	9	180	0,00228
8	8	0,50	4,7	9	180	0,00278
9	9	0,52	6,8	13	180	0,00289
10	10	0,65	10,3	16	190	0,00342
15	15	0,70	9,4	13	160	0,00438
25	25	1,30	34,5	27	200	0,00650
50	50	2,40	59,0	25	170	0,01412
100	100	4,00	213,0	53	150	0,02667

компонентов, компактность и простота применения, существует и ряд существенных недостатков. А именно — гигроскопичность входящих в состав шашек компонентов способна нарушать технологические свойства продукта (потеря газогенерирующих свойств, слипание шашек), что, в свою очередь, может вести к отказу подающих шашки устройств и остановке скважины в результате самозадавливания.

Таким образом, для бесперебойной эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин, снабжённых установкой дозирования реагента (УДР), целесообразно применять жидкие пенообразователи.

В случае невозможности установки или заправки УДР с той же целью могут быть применены пенные шашки, позволяющие за счёт пролонгированного действия в результате постепенного растворения образовывать пену, способствующую выносу излишков жидкости из газовой скважины с целью обеспечения уровня депрессии, достаточного для соблюдения условий фонтанирования. Если произошло самозадавливание газовой скважины, логичным кажется совместное применение газовых и пенных шашек в подходящей пропорции.

Широкий ассортимент шашек зарубежного рынка свидетельствует о наличии оборудованных установками подачи шашек скважин. При этом отличия шашек друг от друга весьма существенны. Подобраны составы шашек с различным временем растворимости, содержащие, как твёрдые, так и жидкие ПАВ

в своём составе и т.д. Интересным является и способ «капсулирования», когда активные компоненты помещаются в герметичный водорастворимый контейнер из специального полимера, притом что шашки отечественного производства, по описанию производителей, упакованы более простым и традиционным способом — в водорастворимую бумагу.

Жидкие пено-газогенерирующие системы имеют как преимущества перед твёрдыми, так и недостатки. Среди преимуществ можно отметить более точный расчёт и подачу необходимого количества смеси, а также прогнозируемость реакции между компонентами и полное смешение с жидкостью на забое в результате гомогенной реакции. Среди недостатков — о менее концентрированные формы реагентов, по сравнению с твёрдыми составами, а также малое время хранения и необходимость приготовления газогенерирующих составов непосредственно перед закачкой.

Моделирование процесса освоения нефтяных скважин после проведения их глушения и ремонта с применением пено-газогенерирующих шашек показало, что выделяемый объем и интенсивность образования газа при их растворении несопоставима с характеристиками азотных установок. Выделяемого объема газа недостаточно для оперативного вызова притока из пласта, процесс выхода скважины на рабочие параметры может занять длительное время.

Список литературы

1. Гасумов Р.А. и др. Исследование и разработка пенообразователей для удаления воды из скважин (на примере Кышкского месторождения) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2015. — № 1. — С. 13–17.
2. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра-Бизнесцентр. — 2004. — 720 с.
3. Гасумов Р.А. Использование газообразователей для удаления пластовой жидкости // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2014. — № 3. — С. 20–23.
4. Бабалян Г.А. К вопросу теории действия поверхностно-активных веществ (ПАВ) на процесс освоения скважин // Сборник трудов УГНТУ (Уфа) «Вопросы технологии добычи нефти и бурения нефтяных скважин». — 1996. — вып. 6. — С. 12–21.
5. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Ваганов Ю.В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2019. — № 3. — С. 54–63.
6. Price B.P. Foam assisted lift-importance of selection and application // Production and Operations Symposium. — OnePetro, 2007.
7. Sevic S., Solesa M. Production optimization challenges of gas wells with liquid loading problem using foaming agents // In: Paper SPE 101276, Presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2006. 3–6 October, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/101276-MS>
8. Orta D., Ramachandran S., Yang J., Fosdick M., Salma T., Long J., Blanchard J., Allcorn A., Atkins C., Salinas O. A novel foamer for deliquification of condensate-loaded wells // Paper SPE 107980 presented at the 2007 SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, Denver, USA, 2007.
9. Qu C., Wang J., Yin H., Lu G., Li Z., Feng Y. Condensate oil-tolerant foams stabilized by an anionic-sulfobetaine surfactant mixture // ACS Omega. — 2019. — Vol. 4. — No. 1738. — P. 1738–1747.
10. Qu C., Liu Z., Yin H., Lu G., Li Z., Feng Y. A new anti-condensate foaming agent for drainage gas recovery // Acta PetroleiSinica. — 2020. — No. 41. — P. 865?874.
11. Петров Н.А., Даудова И.Н. Подбор пенообразующих композиций для освоения скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». — 2010. — № 2. — С. 18.
12. Wang Y., Yang J. A nanoparticle adsorption-based salt-resistant foam for gas well deliquification // J. Surfactants Deterg. — 2021. — No. 24. — P. 67–74.

- 13.** Campbell S, Ramachandran S, Bartrip K. Corrosion inhibition/foamer combination treatment to enhance gas production // Paper SPE 67325 presented at SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma City, USA, 2001. — SPE-67325-MS.
- 14.** Огай В.А. и др. Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2020. — № 4. — С. 36–50.
- 15.** Sarica C, Yuan G, Shang W, Pereyra E, Kouba G. Feasibility and evaluation of surfactants and gas lift in combination as a severe-sludging-suppression method // Paper 170595 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands — 2014. — P. 078–087.
- 16.** Mitchell T.J. et al. Field application of a chemical heat and nitrogen generating system // SPE California Regional Meeting. — OnePetro, 1984.
- 17.** Гасумов Р.А. и др. Исследование эффективности применения твердого пенообразователя пролонгированного действия при ремонтно-восстановительных работах на газовых и газоконденсатных скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2016. — № 5. — С. 40–43.
- 18.** Кондрат Р.М, Билецкий М.М. Совершенствование методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин // Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: изд-во «ВНИИЭгазпром». — 1980. — № 9.
- 19.** Гасумов Р.А, Гасумов Э.Р. Использование энергии пласта при очистке забоя газовых скважин // Технологии нефти и газа. — 2011. — № 4. — С. 56–59.
- 20.** Гасумов Р.А. Способ освоения скважины с уровнем пластовой жидкости ниже башмака НКТ в условиях АНПД / Романов В.В, Гасумов Р.Р, Минликаев В.З. // Ставрополь: СевКавГТУ. — 2001. — № 4. — С. 184.
- 21.** Сырчин А.А. и др. Методика определения необходимого количества твердых поверхностно-активных веществ для предотвращения самозадавливания газовых скважин на примере Медвежьего месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 3. — С. 77–80.
- 22.** Tugan M.F. Deliquification techniques for conventional and unconventional gas wells: Review, field cases and lessons learned for mitigation of liquid loading // Journal of Natural Gas Science and Engineering. — 2020. — No. 83. — P. 103568.
- 23.** Zhi-jian L. et al. Use of Chemical Foamers to Deliquify the Loaded Wells in Sebei Gasfield // International Petroleum Technology Conference. — OnePetro, 2013.
- 24.** Gcali C, Karami H, Pereyra E, Sarica C. Surfactant batch treatment efficiency as an artificial lift method for horizontal gas wells. In: Paper 190919, Presented at the SPE Artificial Lift Conference and Exhibition — Americas, 2018, 28–30 August. The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/190919-MS>
- 25.** Закирова Н.И. и др. Выбор конструкции забоя сеноманских горизонтальных скважин // Бурение и нефть. — 2007. — № 5. — С. 30–31.
- 26.** Шихалиев И.Ю, Мохов С.Н. Удаление жидкости из скважин с помощью пенообразователя «Пиролют» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2012. — № 7. — С. 38–40.
- 27.** Temizel C. et al. A comprehensive review and optimization of artificial lift methods in unconventional // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2020.
- 28.** Zhou H. et al. Deliquification of Low-Productivity Natural Gas Wells with In Situ Generated Foams and Heat // Energy & Fuels. — 2021. — Vol. 35. — No. 12. — P. 9873–9882.
- 29.** Jelinek W, Schramm L.L. Improved production from mature gas wells by introducing surfactants into wells // International Petroleum Technology Conference. — OnePetro, 2005.

References

1. Gasumov R.A. et al. Research and development of foaming agents for removing water from wells (on the example of the Kshukskoye field) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2015, no. 1, pp. 13–17.
2. Tokunov V.I., Saushin A.Z. Process fluids and formulations for increasing the productivity of oil and gas wells. — Moscow: publishing house «Nedra-Businesscenter». — 2004. — 720 p.
3. Gasumov R.A. The use of gas-forming agents for the removal of reservoir fluid // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. 2014, no. 3, pp. 20–23.
4. Babalyan G.A. On the question of the theory of the action of surfactants (surfactants) on the process of well development // Proceedings of the USNTU (Ufa) «Issues of oil production technology and oil well drilling». 1996, no. 6, pp. 12–21.
5. Panikarovsky E.V., Panikarovsky V.V., Vaganov Yu.V. Improving the efficiency of the use of foaming agents for removing liquid from the faces of gas wells // Izvestia of Higher educational institutions. Oil and gas. 2019, no. 3, pp. 54–63.
6. Price B.P. Foam assisted lift-importance of selection and application // Production and Operations Symposium. — OnePetro, 2007.
7. Sevic S, Solesa M. Production optimization challenges of gas wells with liquid loading problem using foaming agents // Paper SPE 101276, Presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2006. 3–6 October, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/101276-MS>
8. Orta D, Ramachandran S, Yang J, Fosdick M, Salma T, Long J, Blanchard J, Allcorn A, Atkins C, Salinas O. A novel foamer for deliquification of condensate-loaded wells // Paper SPE 107980 presented at the 2007 SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, Denver, USA, 2007.
9. Qu C, Wang J, Yin H, Lu G, Li Z, Feng Y. Condensate oil-tolerant foams stabilized by an anionic-sulfobetaine surfactant mixture // ACS Omega. 2019, vol. 4, no. 1738, pp. 1738–1747.
10. Qu C, Liu Z, Yin H, Lu G, Li Z, Feng Y. A new anti-condensate foaming agent for drainage gas recovery // Acta PetroleiSinica. 2020, no. 41, pp. 865–874.
11. Petrov N.A., Davydova I.N. Selection of foaming compositions for well development // Electronic scientific journal «Oil and Gas business». 2010, no. 2, p. 18.
12. Wang Y, Yang J. A nanoparticle adsorption-based salt-resistant foam for gas well deliquification // J. Surfactants Deterg. 2021, no. 24, pp. 67–74.
13. Campbell S, Ramachandran S, Bartrip K. Corrosion inhibition/foamer combination treatment to enhance gas production // Paper SPE 67325 presented at SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma City, USA, 2001. — SPE-67325-MS.
14. Ogai V.A. et al. Calculation of the pressure drop in a Cenomanian gas well operated with a foaming agent // News of higher educational institutions // Oil and gas. 2020, no 4, pp. 36–50.
15. Sarica C, Yuan G, Shang W, Pereyra E, Kouba G. Feasibility and evaluation of surfactants and gas lift in combination as a severe-sludging-suppression method // Paper 170595 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 2014, pp. 078–087.
16. Mitchell T.J. et al. Field application of a chemical heat and nitrogen generating system // SPE California Regional Meeting. — OnePetro, 1984.
17. Gasumov R.A. et al. Investigation of the effectiveness of the use of a solid foaming agent of prolonged action during repair and restoration work on gas and gas condensate wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2016, no 5, pp. 40–43.

- 18.** Kondrat R.M., Biletsky M.M. *Improvement of methods of operation of flooded gas wells* // Obz. inf.: Ser. Development and operation of gas and gas condensate fields. Moscow: VNII Egazprom Publishing House. 1980, no 9.
- 19.** Gasumov R.A., Gasumov E.R. The use of reservoir energy in cleaning the bottom of gas wells // *Oil and gas technologies*. 2011, no 4, pp. 56–59.
- 20.** Gasumov R.A. *Method of developing a well with a reservoir fluid level below the tubing shoe in ANPD conditions* / V. Romanov, R.R. Gasumov, V.Z. Minlikaev. Stavropol: SevKavGU. 2001, no 4, p. 184.
- 21.** Syrchin A.A. et al. A method for determining the required amount of solid surfactants to prevent self-drilling of gas wells using the example of the Medvezhye deposit // *News of higher educational institutions. Oil and gas*. 2015, no 3, pp. 77–80.
- 22.** Tugan M.F. Deliquification techniques for conventional and unconventional gas wells: Review, field cases and lessons learned for mitigation of liquid loading // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020, vol. 83, pp. 103568.
- 23.** Zhi-jian L. et al. Use of Chemical Foamers to Deliquify the Loaded Wells in Sebei Gasfield // *International Petroleum Technology Conference*. — OnePetro, 2013.
- 24.** Gcali C., Karami H., Pereyra E., Sarica C. Surfactant batch treatment efficiency as an artificial lift method for horizontal gas wells // *Paper 190919, Presented at the SPE Artificial Lift Conference and Exhibition*. — Americas, 2018. 28–30 August. The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/190919-MS>
- 25.** Zakirov N.N. et al. Choosing the design of the Cenomanian horizontal wells face // *Drilling and oil*. 2007, no 5, pp. 30–31.
- 26.** Shikhaliev I.Yu., Mokhov S.N. Removal of liquid from wells using a foaming agent «Pyrolute» // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. — 2012. — № 7, pp. 38–40.
- 27.** Temizel C. et al. A comprehensive review and optimization of artificial lift methods in unconventional // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. — OnePetro, 2020.
- 28.** Zhou H. et al. Deliquification of Low-Productivity Natural Gas Wells with In Situ Generated Foams and Heat // *Energy & Fuels*. — 2021. — T. 35. — № 12, pp. 9873–9882.
- 29.** Jelinek W., Schramm L.L. Improved production from mature gas wells by introducing surfactants into wells // *International Petroleum Technology Conference*. — OnePetro, 2005.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

Ш. Жанбосынова — приняла активное участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи

А.О. Малахов — принял активное участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи

М.А. Варфоломеев — проведение литературного обзора, написание текста статьи (введение, список цитируемой литературы).

В.В. Жуков — анализ полученных результатов, экспертная поддержка.

А.А. Карпов — постановка задач исследования, анализ полученных результатов, написание текста статьи (корректировка выводов).

Р.Р. Хусаинов — разработка общей концепции статьи, анализ полученных результатов, корректировка выводов.

Е.В. Демин — экспертная поддержка, редактирование разделов статьи.

М.С. Сандыга — экспертная поддержка, редактирование разделов статьи.

Sergey A. Nazarychev — took part in editing sections and conclusions, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Vitaly V. Andriyashin — took part in editing sections and conclusions, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Shinar Zhanbosynova — took an active part in the development of the concept of the article and the preparation of the text of the article

Alexey O. Malakhov — took an active part in the development of the concept of the article and the preparation of the text of the article

Mikhail A. Varfolomeev — conducting a literary review, writing the text of the article (introduction, list of cited literature).

Vladislav V. Zhukov — analysis of the results obtained, expert support.

Alexey A. Karпов — setting research objectives, analyzing the results obtained, writing the text of the article (correcting conclusions).

Radmir R. Khusainov — developing the general concept of the article, analyzing the results obtained, correcting conclusions.

Evgeny V. Demin — expert support, editing sections of the article.

Mikhail S. Sandya — expert support, editing sections of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Александрович Назарычев — научный сотрудник, Казанский федеральный университет

Sergey A. Nazarychev — Researcher, Kazan Federal University

Виталий Владимирович Андрияшин — кандидат химических наук, научный сотрудник, Казанский федеральный университет

Vitaly V. Andriyashin — Cand. Sci. (Chem.), Researcher, Kazan Federal University

Шинар Жанбосынова — младший научный сотрудник, Казанский федеральный университет

Shinar Zhanbosynova — Junior researcher, Kazan Federal University

Алексей Олегович Малахов — научный сотрудник, Казанский федеральный университет

Alexey O. Malakhov — Researcher, Kazan Federal University

Михаил Алексеевич Варфоломеев — кандидат химических наук, доцент, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, Казанский федеральный университет

Mikhail A. Varfolomeev — Cand. Sci. (Chem.), Associate professor, Head of the Department of Development and Exploitation of Deposits of Hard-to-Recover Hydrocarbons, Kazan Federal University

Владислав Вячеславович Жуков — технический руководитель — директор по развитию проектов бизнес-инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть»

Vladislav V. Zhukov — Technical Director — Director of Business Engineering Project Development, Gazprom neft company group

Алексей Александрович Карпов — руководитель проекта бизнес-анализа активов, Группа компаний «Газпром нефть»

Alexey A. Karpov — Head of the Asset Business Analysis Project, Gazprom neft company group

Радмир Расимович Хусаинов — руководитель проекта инновационных технологий, Группа компаний «Газпром нефть»

Radmir R. Khusainov — Head of the Innovative Technologies Project, Gazprom neft company group

Евгений Викторович Демин — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Evgeny V. Demin — Chief specialist, Gazprom neft company group

Михаил Сергеевич Сандыга* — руководитель направления по организации исследований, Группа компаний «Газпром нефть», 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9325-1866>
Scopus Author ID: 57205284936

Mikhail S. Sandya* — Head of Research Organization, Gazprom neft company group, 3–5 Pochtamtskaya str., Saint Petersburg, 190000, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru.
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9325-1866>
Scopus Author ID: 57205284936

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



КРИТЕРИИ ЗАКОЛОННОГО ПЕРЕТОКА В ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ШИРОКОПОЛОСНОЙ ШУМОМЕТРИИ

Р.К. Яруллин^{1,*}, А.Р. Яруллин¹, Р.А. Валиуллин¹, М.С. Гаязов¹, Д.Н. Михайлов²

¹ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», РФ, Уфа

²Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже, РФ, Москва

Электронный адрес: rkuf@yandex.ru

Цель: разработка и развитие интерпретационных критериев метода спектральной акустической шумометрии.

Методы. Проведены экспериментальные лабораторные исследования спектральных характеристик акустических шумов, генерируемых потоками жидкости и газо-жидкостной смеси в каналах перетока. По результатам лабораторных исследований определены изменения спектральных характеристик акустических шумов, наблюдаемых скважинной аппаратурой в стволе скважины, в зависимости от состава флюида и скоростных характеристик потока в канале перетока. Предложены интерпретационные критерии и направления развития скважинной аппаратуры для обеспечения оперативного контроля текущего состояния скважины.

Результаты. Установлен частотный диапазон акустических шумов, генерируемых потоками различного состав в заколонном пространстве, определены интерпретационные критерии.

Заключение. Показана возможность повышения достоверности заключения по признакам заколонных перетоков путем комплексирования метода спектральной шумометрии с традиционными потокометрическими исследованиями действующих скважин добывающего и нагнетательного фонда.

Ключевые слова: действующая скважина, заколонные перетоки, широкополосная шумометрия, лабораторный эксперимент, интерпретационные критерии

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Яруллин Р.К., Яруллин А.Р., Валиуллин Р.А., Гаязов М.С., Михайлов Д.Н. Критерии заколонного перетока в действующих скважинах по результатам спектрального анализа широкополосной шумометрии. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):112–119. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-112-119>

Статья поступила в редакцию 11.06.2024

Принята к публикации 03.07.2024

Опубликована 30.09.2024

CRITERIA FOR BEHIND THE CASING FLOW IN OPERATING WELLS BASED ON THE RESULTS OF SPECTRAL ANALYSIS OF BROADBAND NOISE METRY

Rashid K. Yarullin^{1,*}, Airat R. Yarullin¹, Rim A. Valiullin¹, Marat S. Gayazov¹, Dmitriy N. Mikhailov²

¹Ufa University of Science and Technology, RF, Ufa

²Schlumberger Moscow Research Center, RF, Moscow

E-mail: rkuf@yandex.ru

Goal. Development and development of interpretive criteria for the method of spectral acoustic noise metry.

Methods. Experimental laboratory studies were carried out on the spectral characteristics of acoustic noise generated by flows of liquid and gas-liquid mixture in overflow channels. Based on the results of laboratory studies, changes in the spectral characteristics of acoustic noise observed by downhole equipment in the wellbore were determined depending on the composition of the fluid and the speed characteristics of the flow in the crossflow channel. Interpretive criteria and directions for the development of downhole equipment are proposed to ensure operational monitoring of the current state of the well.

Results. The frequency range of acoustic noise generated by flows of various compositions in the annular space has been established, and interpretive criteria have been determined.

Conclusion. The possibility of increasing the reliability of the conclusion based on the characteristics of behind-the-casing flows by combining the spectral noise metry method with traditional flow metric studies of existing production and injection wells has been shown.

Keywords: operating well, behind-the-casing flows, broadband noise logging, laboratory experiment, interpretation criteria

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

For citation: Yarullin A.R., Yarullin R.K., Valiullin R.A., Gayazov M.S., Mikhailov D.N. Criteria for behind the casing flow in operating wells based on the results of spectral analysis of broadband noise metry. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):112–119. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-112-119>

Manuscript received 11.06.2024

Accepted 03.07.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Контроль технического состояния действующих скважин геофизическими методами включает широкий круг решаемых задач, в числе которых особое место занимает диагностика наличия или отсутствия заколонных перетоков (ЗКЦ) — источников обводнения продукции или прорыва газа из газовой шапки. Заколонные перетоки в скважинах нагнетательного фонда сопровождаются нецелевыми потерями на закачку воды в интервалы, не участвующие в разработке месторождения. Традиционные методы промысловой геофизики в действующих скважинах обеспечивают уверенное выявление интервалов ЗКЦ в благоприятных ситуациях, например в зумпфе скважин. Однозначное выделение заколонных перетоков выше эксплуатируемого пласта, как правило, возможно в благоприятных условиях с применением специальных технологических приемов, например в режиме нестационарных температурных полей или методами искусственного теплового поля [1, 2]. При этом увеличивается время задерживания скважин на проведение исследований, возникает необходимость применения специальной техники или сложной скважинной аппаратуры. Основная сложность решения этой задачи связана с интенсивным потоком внутри эксплуатационной колонны, нивелирующим признаки ЗКЦ в за трубном пространстве.

В связи с этим перед геофизическим сообществом стоит задача разработки технологических приемов и аппаратного комплекса, обеспечивающего оперативность и высокую достоверность выявления интервалов заколонных перетоков. Оптимальная схема проведения работ видится в технологии исследований в режиме стабильной работы скважины, без остановки отбора или закачки. В качестве альтернативы следует рассматривать метод широкополосной акустической шумометрии (АШ), широко используемой на качественном уровне в промысловой геофизике как вспомогательный метод, дополняющий стандартный комплекс методов промысловых исследований. Необходимо отметить, что метод

спектральной шумометрии подвержен влиянию множества факторов, определяющих его информативность и достоверность, что безусловно влияет на результат измерений с возможностью некорректного трактования полевых данных [3, 4].

В предлагаемой к обсуждению работе приведены результаты экспериментального изучения спектральных характеристик акустических шумов, регистрируемых эталонными датчиками на макетах заколонных перетоков с каналами различной конфигурации. Работы выполнены на кафедре геофизики Уфимского университета науки и технологий в ходе выполнения НИР по грантам и инициативным исследованиям.

ИЗУЧЕНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ ШУМОВ С ПОМОЩЬЮ ШИРОКОПОЛОСНОЙ ШУМОМЕТРИИ ПОЗВОЛЯЕТ ВЫЯВЛЯТЬ ИНТЕРВАЛЫ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН.

СХЕМА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Как сказано выше, метод спектральной шумометрии имеет хорошую перспективу внедрения в комплекс геофизических исследований скважин (ГИС). Однако это возможно при условии, что будут определены надежные критерии решения практических задач по результатам АШ на основе анализа значительного объема полевых данных, подтвержденных традиционными методами. Второй путь — проведение физического эксперимента на макетах скважин с применением эталонных и скважинных приборов в контролируемых условиях. В данной работе предлагаются к обсуждению результаты лабораторных исследований по оценке информативности метода широкополосной шумометрии при поиске интервалов заколонного перетока в добывающих и нагнетательных скважинах в каналах различной конфигурации и при различном составе флюида в потоке.

Известно, что канал перетока может формироваться в заколонном пространстве за счет нарушения цемента, отсутствия контакта между цементом и стальной колонной, цементом и горной породой. Не исключается возможность возникновения перетока по каналу, сформированному скоплением песка или продуктов разрушения горной породы на нижней образующей крутонаклонных и горизонтальных скважин в процессе крепления цементом. Следовательно, форма и проницаемость канала перетока будут сильно отличаться, меняется и состав перетекающего флюида, например газ, газ+вода, вода. Безусловно, меняется скорость потока и перепад давления на единицу длины канала.

На **рис. 1** приведены макеты каналов перетока, использованные при изучении спектральных характеристик акустических шумов. Макет канала №1 изготовлен из металлической трубы диаметром 15 мм, заполненной галькой — отсевом с размером гранул 2–6 мм. Отдельные зерна скреплены между собой эпоксидной смолой для исключения их подвижности и возникновения «дребезга» в потоке.

Канал №2 изготовлен из медной трубы с внутренним диаметром 8 мм путем формирования периодически повторяющихся сужений за счет пережима. Сужение сформировано в виде щели размером 2×7 мм. Расстояния между сужениями — 100 мм. Исследование спектральных характеристик акустических шумов выполнено по схеме, приведенной на **рис. 2**. Акустическая камера,

в которую помещен макет канала перетока, обеспечивает эффективную изоляцию от внешних шумов и исключает возникновение резонансных колебаний элементов конструкции за счёт применения резинового покрытия не внешней поверхности макета канала перетока и заполнения внутреннего объема камеры текстильной набивкой. Роль датчика акустических шумов выполняет эталонный гидрофон Zetlab BC311, находящийся в прямом акустическом контакте с внешней поверхностью металлической трубы, моделирующей канал перетока. Эталонный датчик работает в комплексе с предварительным усилителем ZET 440 и регистратором ZETLAB A19-U2 с последующим представлением наблюдаемых шумов в виде спектрального разложения. Коэффициент усиления исходного сигнала подбирается экспериментально, обеспечивая необходимый динамический диапазон для корректной работы цифрового преобразователя без искажения формы сигнала.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СПЕКТРАЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АКУСТИЧЕСКИХ ШУМОВ

Исследования спектральных характеристик акустических шумов, генерируемых в канале перетока, выполнялись при фильтрации газа, воды и смеси газ+вода, при различном перепаде давления и расхода.

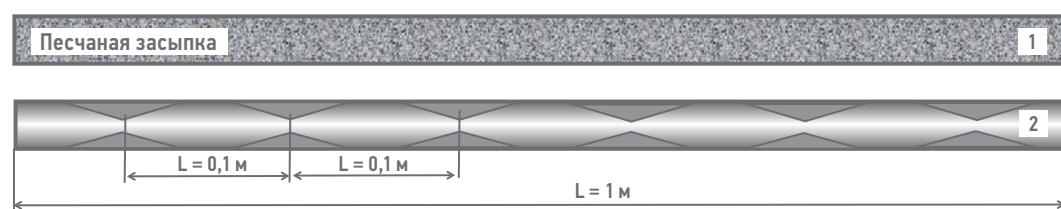


Рис. 1. Схематический разрез макета канала заколонного перетока. 1 — консолидированная однородная гравийная засыпка; 2 — канал с периодическим сужением проходного сечения. Составлено авторами
Fig. 1. Schematic section of the layout of the backwater overflow channel. 1 — consolidated homogeneous gravel filling; 2 — channel with periodic narrowing of the passage section. Prepared by the authors

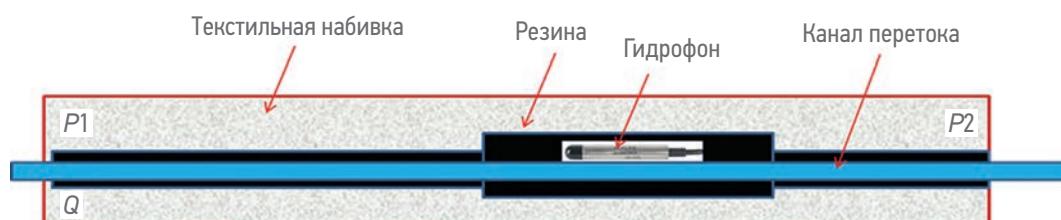


Рис. 2. Схема эксперимента по исследованию спектральных характеристик акустических шумов, генерируемых в каналах перетока. P_1 , P_2 — давление на входе и выходе, Q — расход флюида. Составлено авторами
Fig. 2. The scheme of an experiment to study the spectral characteristics of acoustic noise generated in the overflow channels. P_1 , P_2 — inlet and outlet pressure, Q — fluid flow rate. Prepared by the authors

На рис. 3 приведено спектральное разложение акустического шума, генерируемого газом в консолидированной пористой среде (рис. 1, канал 1), при различных расходах и перепадах давления. Рабочая длина канала перетока $L = 1$ м, давление на выходе равно атмосферному. На графиках приведены значения перепада давления, измеренные на линии подачи. Расход газа приведен к нормальным условиям (НУ).

Полученный результат демонстрирует увеличение интенсивности акустических шумов с увеличением перепада давления в области частот от 0,7 кГц и выше без изменения общей конфигурации спектрограммы. Наблюдается локальная аномалия интенсивности шума на частоте 10 кГц и серия малых аномалий по всему спектру на фиксированных частотах при сохранении общей конфигурации спектрограммы. Распределение интенсивности шума на частотах ниже 0,5 кГц остается неизменным. Аналогичный эксперимент выполнен при фильтрации чистой воды через пористую среду, рис. 4.

В отличии от потока чистого газа, фильтрация воды при увеличении перепада давления и скорости потока, сопровождается значительным изменением спектра за счет расширения верхней границы генерируемых шумов. Фильтрация воды с перепадом давления $\Delta P = 1$ атм. генерирует акустические шумы низкой интенсивности преимущественно в области частот до 1 кГц. Более высокие частоты отсутствуют. Повышение перепада давления ΔP до 3 и 5 атм. сопровождается увеличением общей интенсивности и распространением шума в область высоких частот. При увеличении перепада давления до $\Delta P = 5$ атм. на спектрограмме формируется локальные аномалии на частотах до 10,0 кГц. Акустические шумы на частотах выше 10,0 кГц отсутствуют.

Оценочная физическая скорость потока воды в межзерновом пространстве, с учетом коэффициента пористости засыпки, для перепада давления $\Delta P = 1$ атм., расходе $Q = 0,047 \text{ м}^3/\text{ч}$, составила $V \approx 0,2 \text{ м/с}$. При перепаде давления $\Delta P = 5$ атм, расходе $Q = 0,122 \text{ м}^3/\text{ч}$, соответственно $V \approx 0,5 \text{ м/с}$. Полученный результат согласуется с известной зависимостью об увеличении частоты и амплитуды генерируемых вихревых колебаний в жидкости при наличии препятствия на пути потока, $f = St(v/d)$, где f — частота образования вихрей Кармана, St — число Струхаля, v — скорость потока среды, d — характерный размер.

Учитывая, что форма порового пространства и размеры препятствий распределены по длине фильтрационного протока случайным образом, частота и интенсивность вихрей

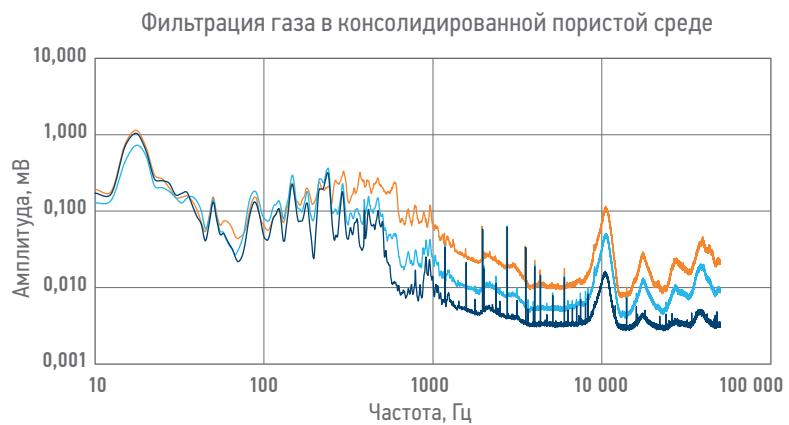


Рис. 3. Спектральное разложение акустического шума, генерируемого потоком газа в консолидированной пористой среде (гравийной засыпке). Единицы измерения на графиках: расход Q — $\text{м}^3/\text{час}$, перепад давления ΔP — атм на рабочей длине трубы $L = 1,0$ м. Составлено авторами

Fig. 3. Spectral decomposition of acoustic noise generated by a gas flow in a consolidated porous environment (gravel filling). The units of measurement on the graphs are: flow rate Q — m^3/hour , pressure drop ΔP — atm at the working length of the tube $L = 1.0$ m. Prepared by the authors

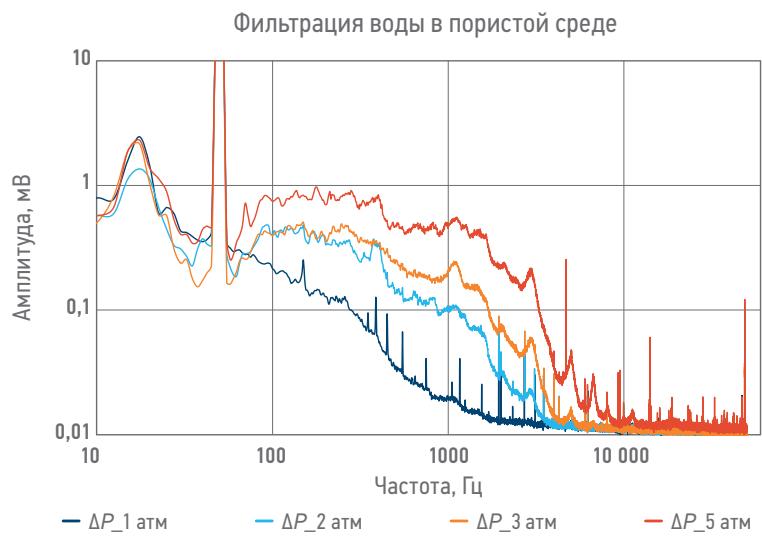


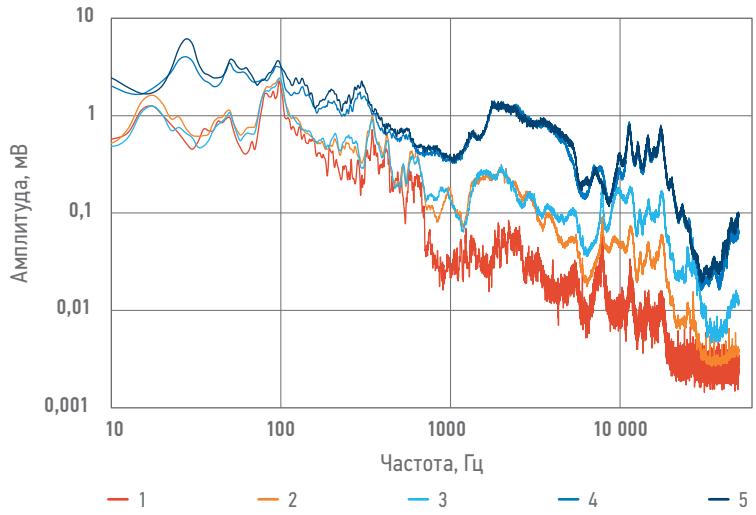
Рис. 4. Спектральное разложение акустического шума, генерируемого потоком воды в пористой среде, в зависимости от перепада давления. Составлено авторами

Fig. 4. Spectral decomposition of acoustic noise generated by the flow of water in a porous environment, depending on the pressure drop. Prepared by the authors

также случайны. Соответственно, генерируемый спектр шумов имеет широкий диапазон по частоте с постепенным увеличением верхней частоты по мере увеличения скорости потока. Локальные аномалии интенсивности шума для водного потока в диапазоне част 1,0–10,0 кГц и, и в области выше 10,0 кГц для газа следует рассматривать как специфику конструкции макета канала перетока. В реальных геологических условиях, учитывая наличие жидкостей (нефть, вода) в поровом пространстве коллектора, вероятность перетока чистого газа по заколонному пространству пренебрежимо мала. В связи

с этим интерес представляет шум, генерируемый двухфазным потоком. На **рис. 5** приведено спектральное разложение акустических шумов, генерируемых в канале перетока с пористой средой чистым газом и смесью газ+вода при различных соотношениях. Доли газа и воды для каждого из замеров приведены ниже в таблице.

Фильтрация газа и смеси газ+вода в консолидированной пористой среде



№ кривой	1	2	3	4	5
Q_g ($\text{м}^3/\text{ч}$)	0,50	0,90	1,29	0,24	0,24
Q_w ($\text{м}^3/\text{ч}$)	0,00	0,00	0,00	0,07	0,08

Рис. 5. Пористая среда, фильтрация газа и смеси газ+вода, шифр кривых со значениями расхода флюидов указан в таблице. Составлено авторами
Fig. 5. Porous environment, filtration of gas and gas+water mixtures, the cipher of curves with fluid flow values is indicated in the table. Prepared by the authors

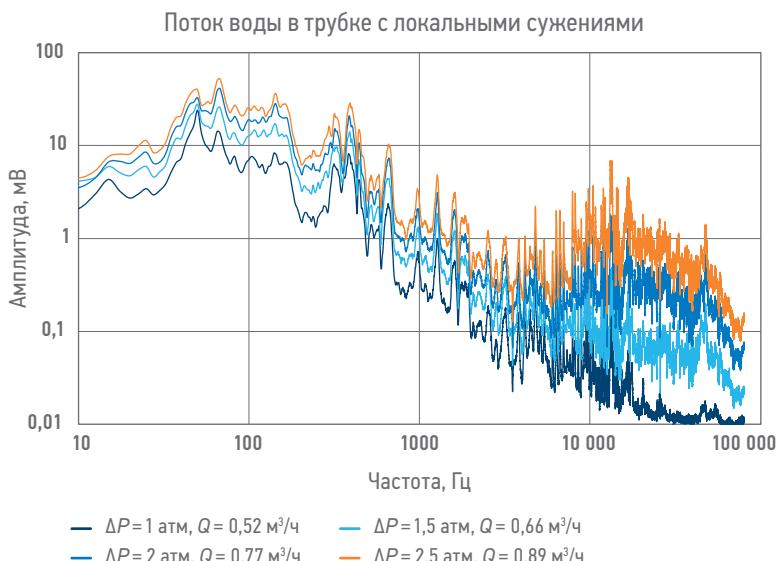


Рис. 6. Непрерывная спектрограмма шума в медной трубке с локальными сужениями при фильтрации воды. Составлено авторами
Fig. 6. Continuous noise spectrogram in a copper tube with local constrictions during water filtration. Prepared by the authors

В ходе эксперимента установлено, что наличие воды в поровом пространстве резко снижает расход газа при фиксированном давлении на подающем газовом патрубке до канала перетока, причем процесс фильтрации смеси «газ+вода» идет неравномерно. Это явление обусловлено «закупоркой» порового пространства водой из-за капиллярных явлений. Повышение перепада давления с преодолением капиллярных сил, приводит к прорыву газа с падением давления на входе и возникновением пульсаций как по расходу, так и по интенсивности шума. Датчик давления, установленный на смесителе перед пористой средой, фиксирует периодическое увеличение и спад давления, сопровождающееся прорывом и резким выбросом газо-водяной смеси на выходе. Наблюдаемое распределение интенсивности шумов по частоте в условиях двухфазного потока носит случайный характер без выраженных максимумов, в связи с этим приведенные спектрограммы построены путем усреднения серии таких пульсаций.

Проведенные замеры показали, что в условиях двухфазного потока в пористой среде наблюдается резкое увеличение интенсивности акустических шумов во всем диапазоне частот, без формирования характерных аномалий, по которым можно было бы судить о составе флюида в канале перетока. Соответственно, интенсивность наблюдаемого акустического шума, интегральная или в выбранном частотном окне, не несет информации о составе и расходных параметрах потока.

Вторая серия экспериментов выполнена на макете канала перетока с локальными сужениями, выполненным из медной трубы (**рис. 1**, канал 2). Данная конфигурация характерна для канала перетока в условиях отсутствия контакта цемента со стальной колонной. Как правило, такие каналы имеют относительно гладкую внутреннюю поверхность с локальными сужениями, смоделированными в макете. На **рис. 6** приведены спектрограммы, генерируемые потоком чистой воды и регистрируемые эталонным гидрофоном на внешней поверхности в месте сужения.

Как и следовало ожидать, увеличение перепада давления и скорости потока в месте сужения сопровождается безусловным увеличением интенсивности шума в области высоких частот, при этом, интенсивность шума в диапазоне частот ниже 5 кГц, меняется незначительно. Основной прирост акустических шумов наблюдается при увеличении перепада давления $\Delta P > 1,5$ атм/м в диапазоне частот 10–20 кГц, **рис. 7**. Наблюдаемая

зависимость может быть использована при разработке новых конструкций скважинной аппаратуры, обеспечивающих оперативный контроль процесса скважинных исследований при поиске интервалов заколонных перетоков, путем прямого наблюдения интенсивности шума в указанном частотном окне в процессе проведения замера.

Как правило, современные скважинные приборы, реализующие метод спектральной шумометрии, выполняются по автономной схеме с сохранением данных в энергонезависимой памяти. Считывание и анализ данных АШ проводится после завершения работ на скважине, что резко увеличивает время необходимое для принятия решения о состоянии скважины. «Слепая» схема проведения замеров методом АШ исключает возможность оперативного вмешательства в технологию проведения исследований, что, безусловно, снижает информативность и ценность результатов промыслового-геофизических исследований скважин (ПГИ).

Применение выделенного частотного окна 10–20 кГц (рис. 7), передаваемого на устье в ходе проведения замеров при сохранении полного набора данных в автономном накопителе во всем диапазоне частот, обеспечит возможность корректировки технологии исследований методом АШ. Например, путем увеличения плотности точек по глубине или путем проведения дополнительных замеров со сменой режима работы скважины.

На рис. 8 приведена графическая зависимость интенсивности акустических шумов в частотных окнах 10–20 и 20–30 кГц, в зависимости от перепада давления ΔP и скорости потока $N = f(V \times \Delta P)$. Технологический прием, использующий данный критерий, реализуется путем поэтапного снижения забойного давления в добывающих скважинах, либо путем увеличения давления для нагнетательных скважин с проведением замеров методом АШ. Повышение интенсивности шума с увеличением перепада давления на канале перетока в указанных частотных окнах служит признаком заколонного перетока.

Приведенные в работе примеры и функциональные зависимости спектральных характеристик АШ (рис. 8) не претендуют на количественную оценку расхода в канале перетока и требуют подтверждения и уточнения с учетом конструкции скважинной аппаратуры, геолого-промышленных условий на месторождении, путем планирования и проведения опытных работ на скважинах.

Известно, что одна из причин возникновения высокочастотных шумов в действующих скважинах связана с наличием механических

примесей в потоке [5], однако границы акустических аномалий, генерируемых при столкновении песчинок с датчиком скважинного прибора, не коррелируют с литологией и не зависят от перепада давления в канале перетока.

Указанные особенности акустических шумов в действующих скважинах, добывающей и нагнетательного фонда, с выраженной зависимостью интенсивности высокочастотной составляющей от перепада давления в каналах заколонных перетоков, можно

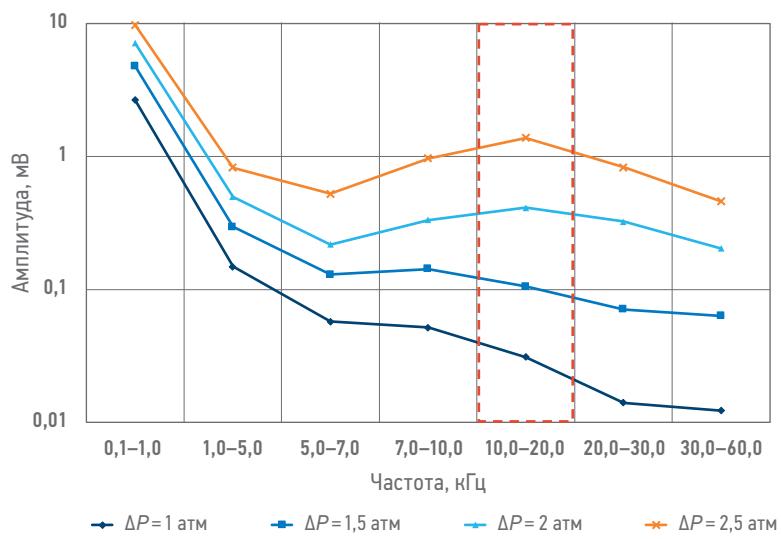


Рис. 7. Усредненная интенсивность акустических шумов в частотных окнах при фильтрации воды в медной трубке с локальными сужениями. Составлено авторами

Fig. 7. The average intensity of acoustic noise in frequency windows during water filtration in a copper tube with local constrictions. Prepared by the authors

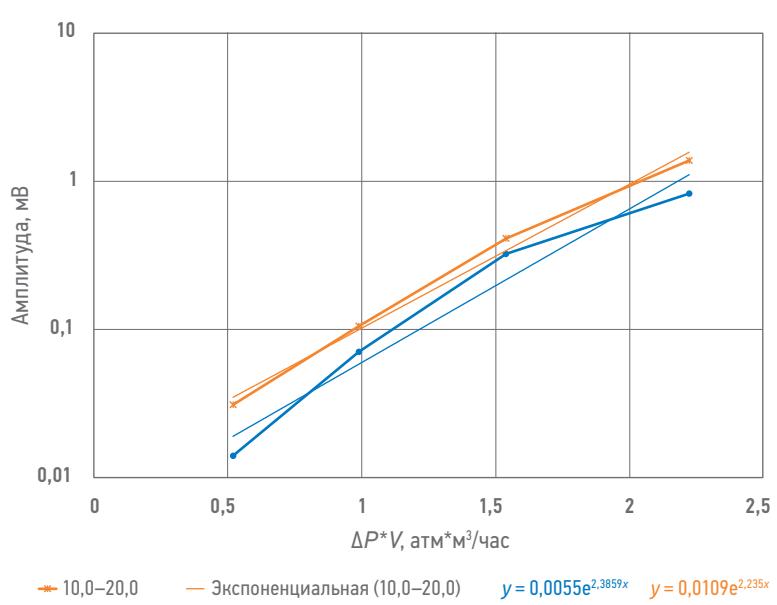


Рис. 8. Функциональная зависимость интенсивности звука в частотных окнах от перепада давления и скорости потока. Составлено авторами

Fig. 8. Functional dependence of sound intensity in frequency windows on pressure drop and flow velocity. Prepared by the authors

рассматривать как интерпретационные критерии при проведении исследований с целью оценки технического состояния прискважинной зоны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам лабораторных экспериментов, выполненных на макетах каналов перетока, установлено, что течение флюида в пористой среде генерирует высокочастотную составляющую акустических шумов. Распределение интенсивности шума по частотам зависит от конфигурации канала, перепада давления и состава флюида.

В условиях газо-жидкостного потока интенсивность акустических шумов имеет пульсирующий характер.

Показано, что интервальное увеличение интенсивности шума в область высоких частот при увеличении перепада давления в канале перетока путем изменения режима работы скважины может служить критерием наличия заколонного перетока при проведении промыслового-геофизических исследований. Определены частотные окна в спектре акустических шумов, рекомендуемые для передачи на поверхность в режиме реального времени и обеспечивающие оперативный контроль процесса проведения скважинных исследований.

Список литературы

1. Рамазанов А.Ш. Аналитические модели в скважинной термометрии. Учебное пособие. — Москва: ИНФРА-М, 2023. — 172 с. DOI 10.12737/1568658. — ISBN 978-5-16-017043-5.
2. Рамазанов А.Ш., Давлетшин Ф.Ф., Акчурин Р.З., Исламов Д.Ф. Исследование температурных полей при локальном индукционном нагреве обсадной колонны в скважине // Нефтегазовое дело. — 2024. — Т. 22. — № 16. — С. 6–14. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-1-6-14>
3. Яруллин А.Р., Яруллин Р.К., Валиуллин Р.А., Михайлов Д.Н., Шако В.В. Экспериментальное исследование природы искажения спектральных характеристик акустических шумов на макете скважины со стальной эксплуатационной колонной // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — Уфа (УГНТУ). — 2020. — Вып. № 4 (126). — с. 9–18.
4. Yarullin R.K., Valiullin R.A., Yarullin A.R., Shako V.V., Bikkulov M.M. Informative value and interpretation reliability of wide frequency range acoustic noise technique in operating horizontal wells // SPE 206619 Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021, RPTC 2021.
5. Яруллин А.Р., Яруллин Р.К., Гаязов М.С. и др. О возможности применения метода спектральной акустической шумометрии при выделении интервалов поступления песка в газовых скважинах // Нефтепромысловое дело. — 2024. — № 5 (665). — С. 44–51.

References

1. Ramazanov A.Sh. *Analytical models in borehole thermometry*. Textbook. Moscow: INFRA-M, 2023. — 172 p. DOI 10.12737/1568658. — ISBN 978-5-16-017043-5.
2. Ramazanov A.Sh., Davletshin F.F., Akchurin R.Z., Islamov D.F. Study of temperature fields during local induction heating of the casing in a well // *Oil and Gas Business*. 2024, vol. 22, no. 16, pp. 6–14. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-1-6-14>
3. Yarullin A.R., Yarullin R.K., Valiullin R.A., Mikhailov D.N., Shako V.V. Experimental study of the nature of distortion of the spectral characteristics of acoustic noise on a well model with a steel production casing // *NTZh Problems of collection, preparation and transportation of oil and petroleum products*. Ufa, USNTU, 2020, vol. 4, no. 126, pp. 9–18.
4. Yarullin R.K., Valiullin R.A., Yarullin A.R., Shako V.V., Bikkulov M.M. Informative value and interpretation reliability of wide frequency range acoustic noise technique in operating horizontal wells // *SPE 206619 Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021, RPTC 2021*.
5. Yarullin A.R., Yarullin R.K., Gayazov M.S. et al. On the possibility of using the method of spectral acoustic noise metry in identifying intervals of sand supply in gas wells // *Oilfield business*. 2024, no. 5(665). Pp. 44–51.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Р. Яруллин — разработка концепции и проведение экспериментальных исследований, первичная обработка данных, участие в написании текста статьи.

Р.К. Яруллин — обсуждение и анализ исходных данных, подготовка графического материала и написание текста статьи.

Р.А. Валиуллин — общее научное руководство исследованиями, обсуждение результатов.

М.С. Гаязов — постановка и проведение экспериментальных исследований.

Д.Н. Михайлов — разработка концепции лабораторных исследований, обсуждение и анализ результатов.

Ayrat R. Yarullin — concept development and experimental research, primary data processing, participation in writing the text of the article.

Rashid K. Yarullin — discussion and analysis of source data, preparation of graphic material and writing the text of the article.

Rim A. Valiullin — general scientific supervision of research, discussion of results.

Marat S. Gayazov — setting up and conducting experimental studies.

Dmitry N. Mikhailov — development of the concept of laboratory research, discussion and analysis of the results.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рашид Камилевич Яруллин* — кандидат физико-математических наук, доцент, директор ИЦ «Технопарк», ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий» 450076, г. Уфа, Республика Башкортостан, ул. Заки Валиди, д. 32. e-mail: rkuf@yandex.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7949-3503>

Айрат Рашидович Яруллин — кандидат технических наук, доцент кафедры геофизики, ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»

Рим Абдуллович Валиуллин — доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой геофизики, ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»

Марат Сальманович Гаязов — заведующий лабораторией ИЦ «Технопарк», ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»

Дмитрий Николаевич Михайлов — старший научный сотрудник, Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже

Rashid K. Yarullin* — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Associate Professor, Director of IC «Technopark», Ufa University of Science and Technology 32, Zaki Validi str., 450076, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia. e-mail: rkuf@yandex.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7949-3503>

Airat R. Yarullin — Cand. Sci. (Techn.), Associate Professor of geophysics, Ufa University of Science and Technology

Rim A. Valiullin — Dr. Sci. (Techn.), Professor, Head of the department of geophysics, Ufa University of Science and Technology

Marat S. Gayazov — Head of the laboratory of IC «Technopark», Ufa University of Science and Technology

Dmitry N. Mikhailov — Senior research fellow, Schlumberger Moscow Research Center

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА В УСЛОВИЯХ ТОНКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ Т НГКМ. ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЙ, ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

© Коллектив авторов,
2024



О.Л. Смоляров¹, Е.В. Шамсутдинова², А.И. Неволин², В.Ю. Хорюшин^{3,*}

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», РФ, Тюмень

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», РФ, Пермь

³ООО «Меретояханефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. Поиск оптимальных рецептур для проведения химической изоляции водопритока на основе поликарбамида и эмульгатора.

Материалы и методы. Изучение составов Изопласт-Д и поликарбамида АК-642 и их свойств выполнялось с помощью лабораторных исследований (экспериментов) в свободном объёме рецептур, различающихся реологическими свойствами, для определения оптимальных соотношений химических реагентов. Выполнялись замеры вязкости.

Результаты. Проведён обзор существующих методов изоляции водопритока. Показаны возможные шаблонные дизайны проведения изоляции водопритока на скважинах Т НГКМ. Проведены лабораторные исследования в свободном объёме различных рецептур эмульсионного (на основе реагента Изопласт Б) и полимерных составов (на основе поликарбамида АК-642).

Заключение. Наиболее применимой технологией для условий Т НГКМ является химический метод изоляции водопритока. Выделены оптимальные рецептуры 2 и 3 состава Изопласт-Д, которые обладают селективными свойствами. Рецептуры 1, 2, 3 сшитого поликарбамида марки АК-642 способны образовывать устойчивые гели. Результаты, полученные в ходе экспериментальных работ авторами статьи, позволяют рекомендовать полевые испытания рецептур предложенных реагентов в промысловых условиях Т НГКМ.

Ключевые слова: ограничение водопритока, нефтяная оторочка, поликарбамид, обратная эмульсия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Смоляров О.Л., Шамсутдинова Е.В., Неволин А.И., Хорюшин В.Ю. Ограничение водопритока в условиях тонкой нефтяной оторочки Т НГКМ. Оценка технологий, лабораторные исследования. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):120-128. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-120-128>

Статья поступила в редакцию 28.02.2024

Принята к публикации 15.03.2024

Опубликована 30.09.2024

WATER SHUT-OFF IN CONDITIONS OF A THIN OIL RIM OF THE T FIELD. TECHNOLOGY ASSESSMENT, LABORATORY RESEARCH

Oleg L. Smolyarov¹, Elena V. Shamsutdinova², Anton I. Nevolin², Vadim Yu. Khoryushin^{3,*}

¹Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "KogalymNIPIneft", RF, Tyumen

²Branch of LUKOIL-Engineering LLC "PermNIPIneft", RF, Perm

³LLC "Meretoyakhaneftegaz", RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Purpose. Search for optimal formulations for chemical water shut-off based on polycarylamide and emulsifier.

Materials and methods. Review of existing water shut-off methods. Conducting laboratory studies in bottle tests of formulations differing in rheological properties to determine the optimal ratios of chemical reagents.

Results. The review of existing water shut-off methods was carried out, and possible template designs for water shut-off at wells of the T oil and gas condensate field were shown. Laboratory studies were carried out in bottle tests of various emulsion formulations (based on the Isoplast B reagent) and polymer compositions (based on polyacrylamide AK-642).

Conclusion. The most applicable technology for the conditions of the T field is chemical water shut-off. Optimal formulations 2 and 3 of the Isoplast-D composition, which have selective properties, have been identified. Recipes 1, 2, 3 of cross-linked polyacrylamide brand AK-642 are capable of forming stable gels. The completed studies make it possible to conduct field tests of the formulations of the proposed reagents in the T field.

Keywords: water shut-off, oil rim, polyacrylamide, reverse emulsion

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

For citation: Smolyarov O.L., Shamsutdinova E.V., Nevolin A.I., Khoryushin V.Yu. Water shut-off in conditions of a thin oil rim of the T field. Technology assessment, laboratory research. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):120–128. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-120-128>

Manuscript received 28.02.2024

Accepted 15.03.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) Т является основным разрабатываемым активом ООО «Меретояханефтегаз». По величине извлекаемых запасов углеводородного сырья (УВС) относится к крупным. По геологическому строению — месторождение сложное, многопластовое. Его нефтегазоносность связана с пластами ПК₁, Ач₄, Ач₅, Ач₆⁰, Ю₂₋₃. Основным объектом разработки является пласт ПК₁ покурской свиты с начальным пластовым давлением 11,4 МПа, начальной пластовой температурой +26 °C при средней глубине залегания этих отложений 1116,3 м. Нефтегазовая залежь сводовая, водоплавающая, с нефтяной оторочкой менее 10 м. Геолого-технологические условия разработки пласта ПК₁ предполагают поддержание в нем пластового давления. В настоящее время используется технология закачки воды. Однако, как показывает практика, на данном месторождении этот метод является малоэффективным [1].

По фильтрационно-ёмкостным свойствам (ФЕС) коллектор пласта ПК₁ хорошо проницаемый, средние значения составляют 438,7 мДа, средняя температура пласта +26 °C. Основной добывающий фонд представлен скважинами длиной до 4100 м, с горизонтальным участком (хвостовиком) длиной, в среднем 2000 м.

Добыча нефти осложнена высокой вязкостью флюида (66,5 мПа^{*}с) и высоким показателем количества взвешенных частиц (КВЧ). Это приводит к большому выносу песка (слабо-консолидированный коллектор), канальным прорывом газа из газовой шапки и подстилающей воды и неравномерной выработке запасов нефти по стволу вследствие анизотропии коллектора. Исследования по определению профиля притока свидетельствуют о неравномерной выработке нефти и прорывах пластовой воды в зоны добывающих интервалов пласта ПК₁ НГКМ Т. На сегодня решение данной проблемы является актуальной задачей для разработки залежи пласта ПК₁ НГКМ Т (ООО «Меретояханефтегаз»).

Для решения данной проблемы авторами статьи предложен вариант по изоляции интервалов прорыва воды с помощью установки пакерных систем и закачки изолирующих (тампонирующих) агентов. Реализация этого предложения на практике, требует проведения лабораторных исследований возможных изолирующих реагентов. Предложенные шаблонные дизайны по закачке изолирующих составов и выбранные рецептуры этих составов впервые применяются на НГКМ Т. Опыт и результаты, представленные в данной работе, имеют не только научную, но и практическую ценность для многих нефтегазодобывающих предприятий, сервисных предприятий, а также проектных институтов, разрабатывающих и сопровождающих разработку залежей с аналогичными геологофизическими условиями.

ДЛЯ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯНАО РАЗРАБОТАНО РЕШЕНИЕ ПО ИЗОЛЯЦИИ ИНТЕРВАЛОВ ПРОРЫВА ВОДЫ С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВКИ ПАКЕРНЫХ СИСТЕМ И ЗАКАЧКИ ИЗОЛИРУЮЩИХ АГЕНТОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИКАРИЛАМИДА И ЭМУЛЬГАТОРА.

ПРОБЛЕМЫ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

Вскрытие пласта ПК₁ горизонтальными стволами на НГКМ Т происходит через толщу чередования высокопроницаемых и низкопроницаемых зон, подстилаемых водоносным горизонтом. Неоднородное строение пласта по площади влияет на извлечение запасов нефти, так как в первую очередьрабатываются высокопроницаемые интервалы, через которые происходит прорыв пластовых вод подстилающего водоносного горизонта. Подобные прорывы создают дисбаланс в системе сбора, и влекут за собой неравномерную выработку запасов нефти.

Для снижения попутно добываемой воды и выравнивания профиля притока целесообразно своевременно проводить изоляцию интервалов прорыва воды.

МЕТОДЫ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА

Применение технологий и технологических подходов к горизонтальным и многозабойным скважинам с целью равномерной выработки запасов по всей вскрытой мощности пласта с высоким контрастом проницаемости всегда требует актуальных решений. На рынке активно предлагаются механические и химические методы изоляции выработанных или обводненных горизонтальных участков пласта в добывающих скважинах. Механические методы — это глухие и проходные пакеры, двухпакерные компоновки, многофункциональные системы поинтервального контроля притока (ICV), автоматические устройства контроля притока (АУКП).

Двухпакерные компоновки — это простые компоновки, состоящие из двух пакеров, соединенных между собой проходной трубой, диаметр и длина которой может варьироваться в зависимости от диаметра обсадной колонны и длины зоны изоляции обводненного или выработанного пласта. Изоляция и герметизация достигается посадкой двух пакеров выше и ниже по стволу целевого интервала изоляции (рис. 1).

Технология ICV позволяет осуществлять поинтервальную выработку продуктивного пласта за счет разделения ствола скважины на сегменты с помощью пакеров (рис. 2). Регулирование отборов осуществляется

с помощью электроклапанов, управление которыми производится с помощью наземной станции. Также возможны варианты дистанционного контроля и управления за работоспособностью компоновки ICV.

Система АУКП по своей сути идентична компоновке ICV, за исключением того, что вместо электроклапанов устанавливаются фильтры с механизмом управления контролем притока. Принцип действия основан на изменении скоростей потока и вязкости пластовых флюидов (рис. 3).

Как показывает практика, применение описанных технологий в геологических условиях пласта ПК₁ НГКМ Т, представленного слабосцементированным коллектором, который в процессе эксплуатации подвержен разрушению и обильному выносу песка, является рискованным вариантом, провоцирующим аварийные ситуации, связанные с прихватом оборудования в добывающих скважинах.

Поэтому на НГКМ Т в рамках данной статьи для изоляции водопритока предлагаются использовать химический метод. Преимуществом такого метода являются низкие затраты на его реализацию по сравнению с внедрением систем заканчивания и перезаканчивания скважин. Ограничение диапазона изоляции притока заколонными пакерами нецементируемого хвостовика горизонтальных скважин позволяет изолировать интервалы, обособленные набухающими



Рис. 1. Схема установки двухпакерной системы. Составлено авторами
Fig. 1. Installation diagram of the straddle system. Prepared by the authors

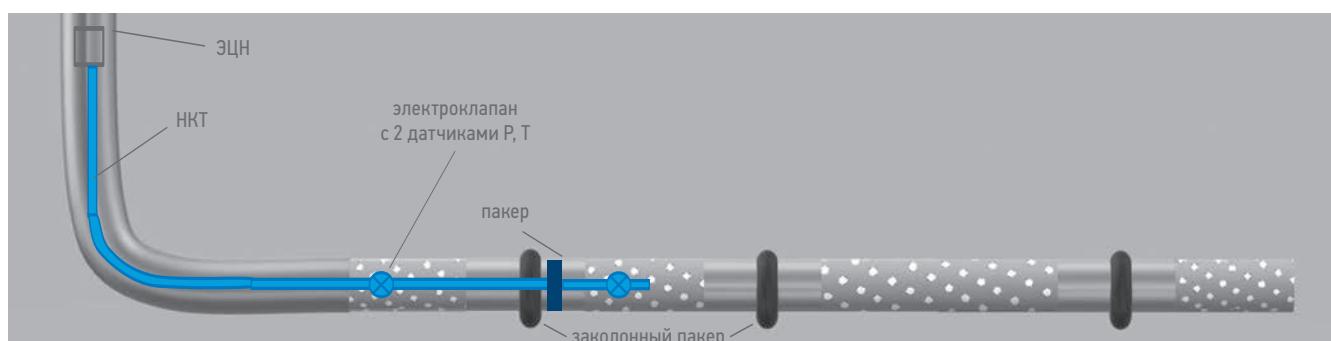


Рис. 2. Схема установки системы ICV. Составлено авторами
Fig. 2. ICV system installation diagram. Prepared by the authors

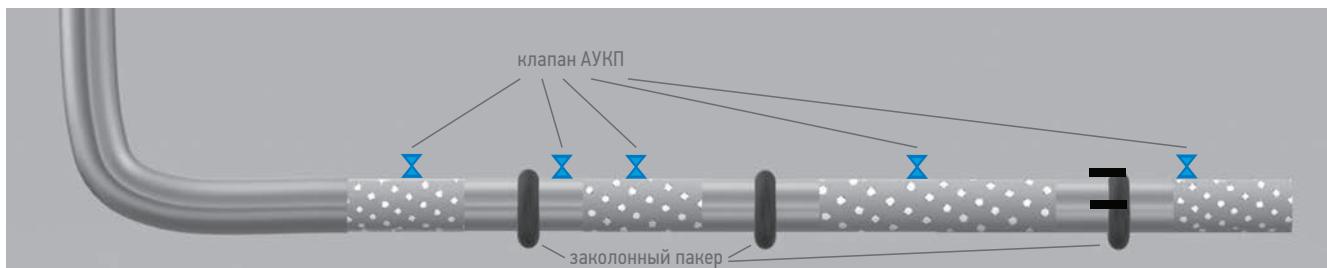


Рис. 3. Схема установки АУКП. Составлено авторами
Fig. 3. The installation diagram of the AlCD. Prepared by the authors

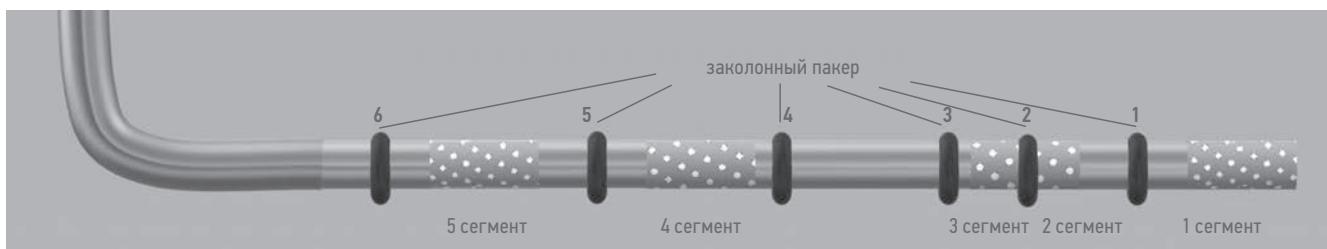


Рис. 4. Типовая схема заканчивания скважин эксплуатирующих объект ПК₁ Т НГКМ. Составлено авторами
Fig. 4. Typical scheme of completion of wells operating the PK₁ T field. Prepared by the authors

пакерами, что усложняет планирование работ и возможность воздействия на продуктивные интервалы. То есть скважина при планировании работ разделяется на сегменты, среди которых по результатам проведенных промыслово-геофизических работ (ПГИ) выбираются наиболее подходящие для изоляции водопритока. Затем в интервалы установки заколонных пакеров спускается герметизирующее устройство (пакер-пробка, пакер-ретейнер) для ограничения фильтрации изолирующей жидкости в нецелевые сегменты (при условии герметичности заколонного пакера). Изолирующая жидкость, как правило, представлена сшитой полимерной системой, действие которой заключается в снижении проводимости в высоко-проницаемых интервалах разреза за счёт локализации в этих зонах раствора полимера и сшивателя (на основе солей поливалентных металлов). Таким образом, в высокопроницаемой зоне образуется гель, который оказывает существенное сопротивление фильтрации и представляет своего рода «водоизоляционный экран» [3, 4].

В работе было рассмотрено несколько типовых дизайнов проведения изоляции водо-притока на примере **рис. 4**.

1. Прорыв воды из 1-го сегмента («носочная» зона горизонтального ствола) изолируется путем установки пакера-ретейнера в хвостовике в зоне заколонного пакера 1 и закачки изолирующего состава. При этом изолирующая жидкость не фильтруется во 2, 3, 4 и 5-й сегменты,

а пакер-ретейнер извлекается по завершении работ.

2. Прорыв воды из 5-го сегмента («пяточная» зона горизонтального ствола) изолируется путем установки пакера-пробки в хвостовике в зоне заколонного пакера 5 и закачки изолирующего состава. При этом изолирующая жидкость не фильтруется в 1, 2, 3 и 4-й сегменты, пакер-пробка фрезеруется.
3. Прорыв воды из 2/3/4 в отдельности или совместно изолируется путем установки пакера-пробки в хвостовике в зоне ближайшего к забою заколонного пакера, установки пакера-ретейнера в зоне ближайшего к устью заколонного пакера и закачки изолирующего состава. Пакер-пробка фрезеруется.

Однако иногда из-за сложной конструкции скважины (высокая извилистость, большие отходы забоев скважин от устья и т.д.) встречается ситуация, когда пакерное оборудование не удается довести до целевых интервалов. В таких случаях под закачку изоляционного состава попадают и нецелевые интервалы (сегменты), которые, как правило, имеют высокий коэффициент нефтенасыщенности, в результате их изоляция крайне негативно сказывается на коэффициент извлечения нефти.

Ключевым решением такой проблемы является применение селективного состава, который избирательно изолирует водонасыщенные интервалы (сегменты). Таким составом является обратная эмульсия,

представляющая собой термодинамически неустойчивую дисперсную систему, где дисперсная среда состоит из неполярной или малополярной жидкости.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТАВОВ АК-642, ИЗОПЛАСТ-Д

На сегодня известно четыре типа водоизолирующих составов [5]:

- неорганические водоизолирующие реагенты (цемент, силикаты, алюмосиликаты, соли металлов);
 - органические полимерные материалы (полиакриламиды, состав на основе карбоксиметилцеллюлозы, фенолформальдегидовые смолы и др.);
 - элементоорганические соединения (кремнийорганические, алюмоорганические и титанорганические соединения);
 - комбинированные составы на основе органических и неорганических материалов.
- Действующим подрядчиком, осуществляющим проведение операций по изоляции водопритока, используется два типа составов:
- Изопласт-Д, на основе обратной эмульсии (комбинированные составы), которая представляет собой термодинамически неустойчивые дисперсные системы, где дисперсная среда представлена неполярной или малополярной жидкостью [2];
 - АК-642 (органические полимерные составы) представлен низкомолекулярным полиакриламидом (ПАА), сшивка которого происходит посредством добавления соли поливалентных металлов (ацетата хрома).

С целью выбора изолирующего состава авторами статьи проведены лабораторные испытания представленных составов.

Установлено, что Изопласт-Д содержит два эмульгатора: жидкий — Оленол (смесь сложных эфиров жирных кислот и многоатомного спирта, а также исходных кислот и их аминов) и твердый — соэмульгатора Изопласт-Д (высокодисперсная двуокись кремния, на поверхность которого привиты многофункциональные группы, придающие материалу гидрофобные и дифильные свойства). Эмульсии, имея дисперсный характер, избирательно фильтруются в наиболее проницаемые интервалы пласта. При механическом смешении с водой в процессе фильтрации вглубь пласта структурируются и, наоборот, разжижаются при диспергировании с нефтью.

Рецептура водоблокирующего состава представляет собой смесь эмульгатора, соэмульгатора, товарной нефти и воды. Полученная эмульсия на основе реагентов Оленол и Изопласт-Д характеризуется высокими реологическими свойствами (рис. 5). Стабильность эмульсии изучалась по мере выдержки приготовленных композиций при пластовой температуре. Полученная эмульсия характеризуется высокой вязкостью и представляют собой густую малоподвижную массу. Отделение водной фазы при температуре +26 °C не происходит более 30 дней (количество отделившейся углеводородной фазы не превышает 5–10 % от всего объема эмульсии). Испытания были проведены на трёх рецептурах состава Изопласт-Д, отличающихся соотношением компонентов, при этом определялась их динамическая

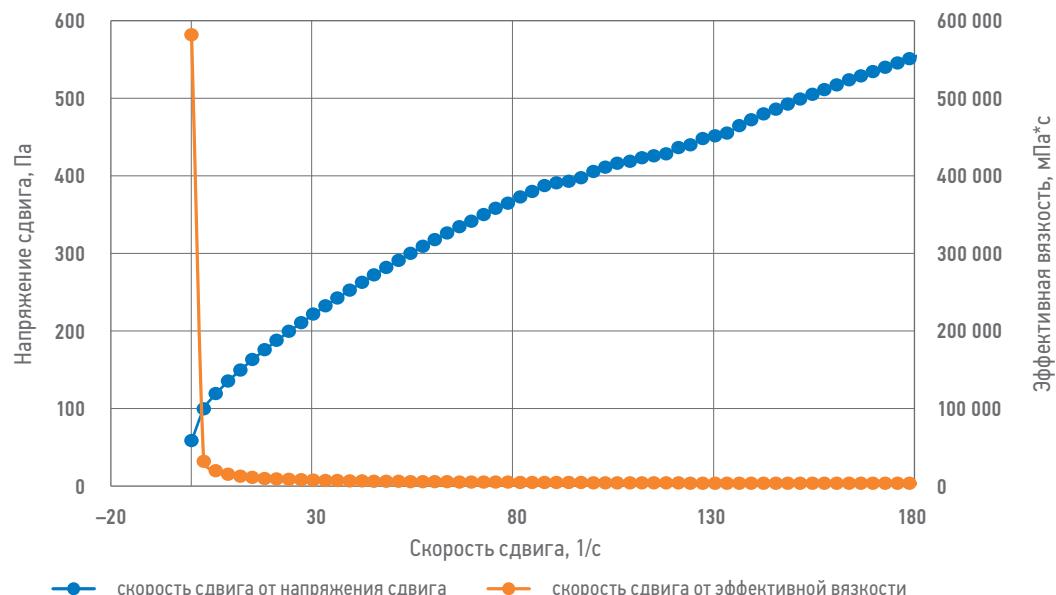


Рис. 5. Реологические свойства эмульсии на основе реагента Изопласт-Д при +25 °C. Составлено авторами
Fig. 5. Rheological properties of an emulsion based on the Isoplast-D reagent at +25 °C. Prepared by the authors

стабильность. На рис. 6 показано, что эмульсия, приготовленная по рецептуре 1 и 2, деструктурируется уже на первых минутах и на 10 минуте эксперимента, в то время как рецептура 3 остаётся стабильной в течение всего эксперимента ($t = 15$ мин). Для оценки коэффициента восстановления эмульсии был дополнительно поставлен эксперимент на рецептурах 2 и 3 (рис. 7), который имитировал закачку состава в скважину, фильтрацию в пористую среду коллектора и далее восстановление реологических свойств в пласте. После приготовления и замера динамической вязкости в течение 15 мин. эмульсию извлекали из измерительного стакана и термостатировали в течение 24 ч при температуре $+26$ °C. Затем ее снова помещали в измерительную систему и производили повторный замер вязкости в аналогичных условиях. Измерение вязкости проводили при скорости сдвига 100 s^{-1} в течение 15 мин. По результатам экспериментов коэффициент восстановления рецептур 2 и 3 составил $1,53$ и $1,03$. Предполагается, что высокий коэффициент восстановления рецептуры 2 связан с окончательной структуризацией эмульсионного состава.

Также важным экспериментом является определение селективности состава, а именно инертность эмульсионной системы при контакте с водой и снижение её вязкости («разжижение») при контакте с нефтью. При контакте эмульсий с водной фазой их смешения не происходит, а наблюдаются отдельные сгустки эмульсии в водной фазе. В таких условиях измерение вязкости неоднородной системы выполнять некорректно. При контакте с нефтью эмульсия смешивается до однородного состояния, при этом наблюдается значительное снижение вязкости системы (таблица 1).

Гелеобразующий состав, полученный смесью реагента АК-642 и сшивателя — ацетата хрома (АХ), приготовленный на подтоварной воде, был испытан в трёх рецептурах различающихся концентрацией компонентов. В ходе тестирования определялась визуальная оценка гелеобразующей способности полиакриламида (ПАА). Визуальной фиксацией момента является завершение перехода системы из раствора в структурированный гель по наличию долгоживущих нитей. В первой рецептуре гелеобразная жидкость представляет собой перетекающую толстую нить, без фиксируемого языка, во второй она представлена широким средним висячим языком и в третьей рецептуре — коротким висячим языком (рис. 8).

Оценка структурно-механических свойств гелей проводилась с помощью

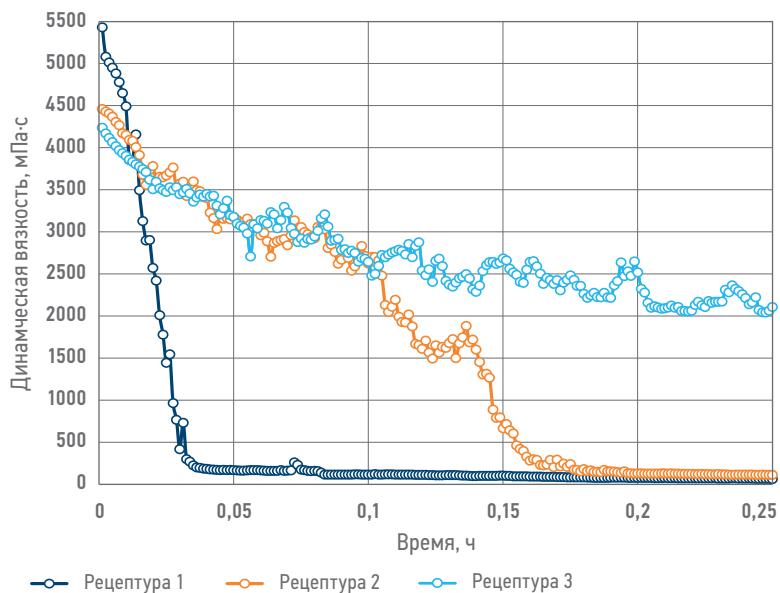


Рис. 6. Динамическая стабильность разных рецептур состава Изопласт-Д

при $+25$ °C при скорости сдвига 100 s^{-1} . Составлено авторами

Fig. 6. Dynamic stability of different formulations of the Isoplast-D composition at $+25$ °C at a shear rate of 100 s^{-1} . Prepared by the authors

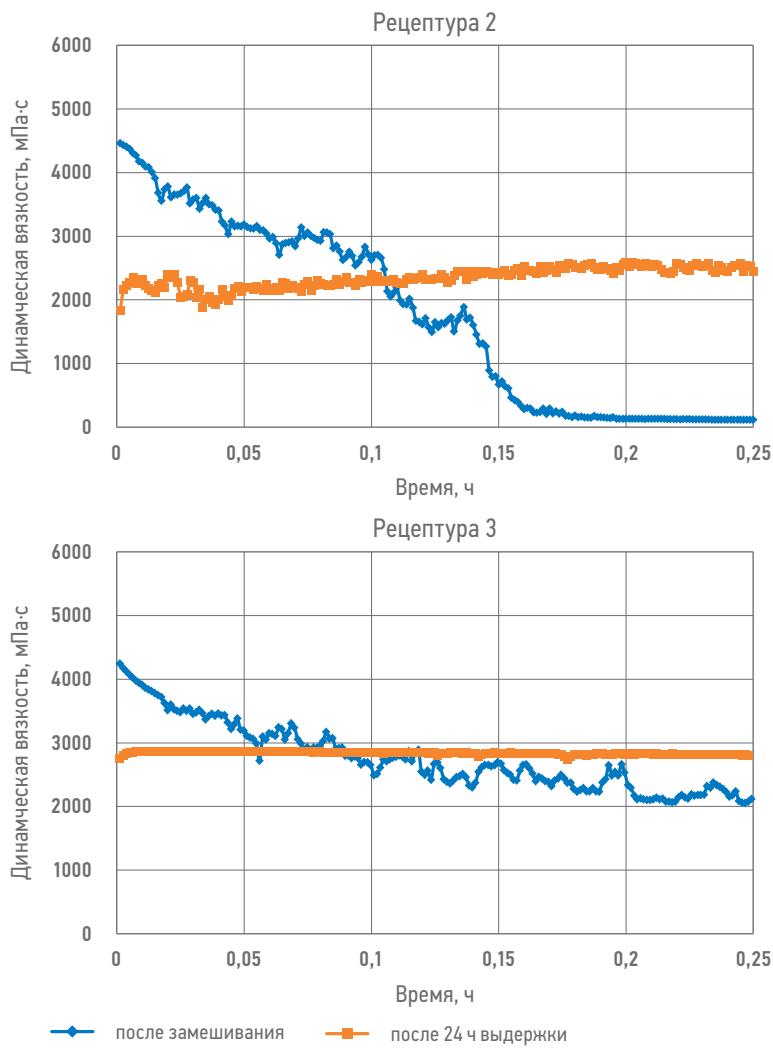


Рис. 7. Динамическая стабильность рецептур 2 и 3 состава Изопласт-Д при $+26$ °C.

Составлено авторами

Fig. 7. Dynamic stability of formulations 2 and 3 of the Isoplast-D composition at $+26$ °C. Prepared by the authors

Таблица 1. Влияние товарной нефти на вязкость эмульсий рецептуры 2 и 3 состава Изопласт-Д
Table 1. The effect of commercial oil on the viscosity of emulsions of formulations 2 and 3 of the Isoplast-D composition

Соотношение, %		Эффективная вязкость, мПа·с	
Эмульсия	Нефть	Рецептура №2	Рецептура №3
100	0	4459	4239
50	50	511,1	422,6
20	80	291,6	274,4
0	100	193,4	193,4

Таблица 2. Оценка свойств гелей рецептур № 1, 2, 3
Table 2. Evaluation of the properties of gels of formulations No. 1, 2, 3

Рецептура	Динамическая вязкость, мПа·с	
	в момент гелеобразования	через 24 ч
1	40,9	59,3
2	83,5	118
3	139	280

вибровискозиметра SV-10. Замер вязкости производится в момент гелеобразования и через 24 ч выдержки. Результаты эксперимента приведены в **табл. 2**.

В ходе работы были также проведены испытания по оценке вязкостных свойств полимерных систем на основе АК-642 после сшивки в динамических условиях (**рис. 9**). Растворы полимера с разными концентрациями после полного растворения сшивались с ацетатом хрома и затем помещались в измерительную систему ротационного вискозиметра. После чего производились измерения вязкости при скорости сдвига 300 об/мин

при температуре +26 °C в течение 3 ч. После замера вязкости полимерные системы стали представлять собой однородные перетекающие нити средней толщины системы.

Из трех протестированных рецептур эмульсионного состава на основе Изопласт-Д для проведения работ по ограничению водопритока наиболее подходят рецептуры 2 и 3 по характеристикам вязкости, стабильности во времени, коэффициенту восстановления и взаимодействия с пластовыми флюидами. Рецептуры сшитых полимерных систем не обладают селективными свойствами, а значит приводят к изоляции

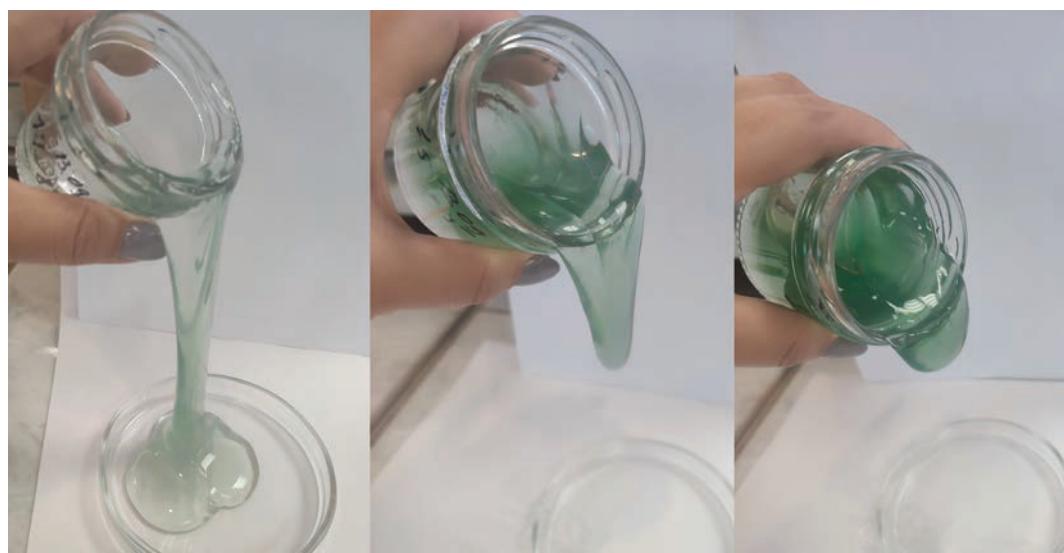


Рис. 8. Визуальная оценка гелеобразующей способности ПДА рецептур № 1, 2, 3 (слева направо).
Fig. 8. Visual assessment of the gel-forming ability of polyacrylamide formulations No. 1, 2, 3 (from left to right).
 Prepared by the authors

как нефтенасыщенных, так и водонасыщенных участков горизонтального ствола, однако данные составы имеют более высокую устойчивость к механической и химической деструкции. Возможны варианты применения комбинации рецептур сшитого полимерного состава от менее вязкой в первом цикле закачки к более вязкой пачке в завершающей стадии работ с целью формирования более протяженного и прочного барьера на пути движения воды.

На основании лабораторных исследований эмульсионный состав на основе Изопласт-Д и сшитый полимерный состав АК-642 обладают различиями по механизму воздействия, химическому составу, структурно-прочностным свойствам водоизоляционных экранов, соответственно у них разное влияние на обводненные участки в горизонтальных скважинах.

При частичном обводнении одного из сегментов горизонтального ствола целесообразно применение эмульсионного состава через разбуриваемые или извлекаемые пакеры с целью точечного воздействия на источник обводнения. При полном обводнении вскрытого участка горизонтальной скважины необходима экранизация данного сегмента с помощью пакерного оборудования с последующей закачкой в него сшитого полимерного состава с закреплением цемента для его изоляции.

ВЫВОДЫ

1. Из рассмотренных методов изоляции водопритока наиболее актуальным в условиях Т НГКМ является химический метод.
2. Тип заканчивания и конструкция скважин Т НГКМ позволяет осуществлять изоляцию водопритока по трём типовым дизайнам с применением эмульсионного состава на основе Изопласт-Д и сшитого полимерного состава АК-642.
3. Установлено, что блокирующий состав на основе реагента Изопласт-Д способен образовывать устойчивые нефтяные эмульсии, стабильные при пластовых условиях (+26 °C) более 30 дней. Испытания
4. Составы рецептур 2 и 3 состава Изопласт-Д наиболее подходят для проведения изоляции водопритока.
5. По результатам экспериментов установлена селективность эмульсионных составов Изопласт-Д по отношению к нефтяной фазе. При смешении эмульсий с пластовой нефтью происходит их разбавление и снижение вязкости, в то время как с пластовой водой смешения не происходит.
6. Рецептуры 1, 2, 3 сшитого полиакриламида марки АК-642 способны образовывать сшитые системы при температуре +26 °C. Индукционный период до начала гелеобразования составляет 6,5–8 ч, в зависимости от концентрации реагентов.
7. Испытуемые реагенты и рецептуры готовы для проведения полевых испытаний по изоляции водопритока на скважинах Т НГКМ.

Список литературы

1. Дополнение к проекту пробной эксплуатации Тазовского нефтегазоконденсатного месторождения ЯНАО Тюменской области / ООО «ТИНГ».
2. Гущенко ВН, Орлов ГА, Силин МА. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. М.: Интернонтакт: Наука, 2008. 360 с.
3. Lake L. Enhanced Oil Recovery // Society of Petroleum Engineers, 2010.
4. Земцов ЮВ, Баранов АВ, Гордеев АО. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. — 2015. — №7. — С. 11–21.
5. Земцов ЮВ. Развитие и совершенствование ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири. СПб.: ООО «Недра», 2014. 320 с.

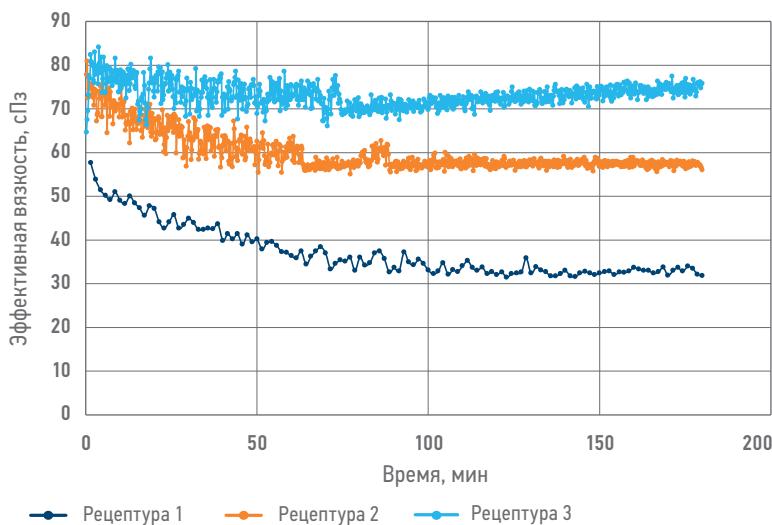


Рис. 9. Динамика вязкости растворов рецептур № 1, 2, 3. Составлено авторами

Fig. 9. Viscosity dynamics of solutions of formulations No. 1, 2, 3.

Prepared by the authors

на динамическую стабильность свидетельствуют о стабилизации вязкостных свойств эмульсионных составов после нагрузки. После выдержки эмульсий в покое наблюдается частичное восстановление свойств. Коэффициент восстановления вязкости рецептур 2 и 3 составляет 1,53 и 1,03.

4. Составы рецептур 2 и 3 состава Изопласт-Д наиболее подходят для проведения изоляции водопритока.
5. По результатам экспериментов установлена селективность эмульсионных составов Изопласт-Д по отношению к нефтяной фазе. При смешении эмульсий с пластовой нефтью происходит их разбавление и снижение вязкости, в то время как с пластовой водой смешения не происходит.
6. Рецептуры 1, 2, 3 сшитого полиакриламида марки АК-642 способны образовывать сшитые системы при температуре +26 °C. Индукционный период до начала гелеобразования составляет 6,5–8 ч, в зависимости от концентрации реагентов.
7. Испытуемые реагенты и рецептуры готовы для проведения полевых испытаний по изоляции водопритока на скважинах Т НГКМ.

References

1. Addendum to the trial operation project of the Tazovskoye oil and gas condensate field of the Yamal-Nenets Autonomous District, Tyumen Region / TING LLC. (In Russ.)
2. Glushchenko V.N., Orlov G.A., Silin M.A. *Technological processes for opening up reservoirs and producing oil using reverse emulsions*. Moscow: Interkontakt Nauka, 2008. 360 p. (In Russ.)
3. Lake L. Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 2010.
4. Zemtsov Yu.V., Baranov A.V., Gordeev A.O. Review of physicochemical EOR methods used in Western Siberia and the effectiveness of their use in various geological and physical conditions // *Oil. Gas. Innovations*. 2015, no. 7, pp. 11–21. (In Russ.)
5. Zemtsov Yu.V. *Development and improvement of workover in the fields of Western Siberia*. Spb: LLC Nedra, 2014. 320 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.Л. Смоляров — разработка дизайна исследований, обзор технологий изоляции водопритока, подготовка второго раздела статьи.

Е.В. Шамсутдинова — обработка результатов лабораторных исследований, построение графиков.

А.И. Неволин — общее руководство лабораторными исследованиями.

В.Ю. Хорюшин — обобщение результатов лабораторных исследований, описание технологии химической изоляции водопритока, подготовка второго раздела статьи.

Oleg L. Smolyarov — development of research design, review of water shut-off technologies, writing of section 2 of the article.

Elena V. Shamsutdinova — processing of laboratory research results, plotting graphs.

Anton I. Nevolin — general management of laboratory research.

Vadim Yu. Khoryushin — generalization of the results of laboratory studies, description of the technology for chemical limitation of water shut-off, writing of section 2 of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Олег Леонидович Смоляров — Главный специалист Управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, г. Когалым, г. Тюмень

Oleg L. Smolyarov — Chief specialist of the Department of Planning and Monitoring of methods for increasing oil recovery of deposits in the West Siberian region, Kogalym, Tyumen

Елена Васильевна Шамсутдинова — начальник отдела химико-аналитических исследований, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Пермь, г. Когалым

Elena V. Shamsutdinova — Head of the Department of Chemical Analytical Research, Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm, Kogalym

Антон Игоревич Неволин — начальник Управления специальных исследований керна и пластовых флюидов, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, г. Когалым

Anton I. Nevolin — Head of the Department of Special Research of Core and Formation Fluids Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm, Kogalym

Вадим Юрьевич Хорюшин* — начальник отдела — руководитель проекта Реновация, ООО «Меретояханефтегаз» 625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Vadim Yu. Khoryushin* — Head of Department — Renovation Project Manager, Meretoyakhaneftegaz LLC 14, 50 let Oktyabrya str, 625048, Tyumen, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТА ДЛЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

© Коллектив авторов,
2024



А.В. Войводяну, В.В. Иликбаев, В.В. Вирт, А.С. Виноградов*

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. Разработка нефтяных частей месторождений углеводородного сырья (УВС), расположенных в отдаленных, труднодоступных районах с отсутствием инфраструктуры, осложняется проблемой утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Наиболее остро она проявляется при разработке узких нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений с массивной газовой шапкой, когда существует вероятность скачкообразного роста газового фактора в связи с прорывами газа к нефтяным скважинам из газовой шапки. Возможным способом решения проблемы рационального использования ПНГ в таких условиях является формирование системы разработки с применением технологии закачки газа в сооружаемые временные подземные хранилища. Для формирования такой системы необходимо обоснование объектов для закачки и временного хранения ПНГ, что является главной целью исследования.

Материалы и методы. Анализ геолого-геофизической информации по месторождению и изучение существующего опыта [3] закачки и хранения газа в подземных пластах. Формирование требований и параметров геологического объекта, которые способны повлиять на эффективность процесса закачки и хранения в нем газа.

Результаты. Сформирована методика комплексной оценки параметров геологического объекта для закачки газа. Она позволяет охарактеризовать все пласти месторождения с точки зрения возможности их использования для закачки и выделить наиболее перспективные по результатам ранжирования.

Заключение. В результате проведенного анализа с использованием комплексной оценки параметров обратной закачки газа установлено, что наиболее перспективными объектами для сооружения временного подземного хранилища газа на данном месторождении являются пласти НП_{2-3} , НП_4 , Ю_{2-6} .

Ключевые слова: обратная закачка газа, объекты для закачки, параметры геологического объекта, критерии для оценки параметров.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: 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». ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):129–134. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134>

Статья поступила в редакцию 14.04.2024

Принята к публикации 25.05.2024

Опубликована 30.09.2024

DETERMINATION OF OPTIMAL OIL RESERVOIR FOR ASSOCIATED PETROLEUM GAS INJECTION ON THE EXAMPLE OF A FIELD OF THE GAZPROM NEFT COMPANY GROUP

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

Gazprom neft company group, RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. The development of oil zones of oil and gas fields located in remote, hard-to-reach areas with no infrastructure is complicated by the problem of utilization of associated petroleum gas (APG). This problem arises most acutely during the development of narrow oil rim in oil and gas condensate fields with a massive gas cap. In such a case, there is a possibility of an abrupt increase in the gas-oil ratio due to gas breakthroughs to oil wells from the gas cap. A possible way to solve the problem of rational use of APG in such conditions is to form a field development system using the technology of gas injection into temporary underground storage facilities. For this purpose, it is required to justify facilities used for the APG injection to temporary reservoirs, which is the main goal of the study.

Materials and methods. Analysis of geological and geophysical information of the oil field and study of world experience [3] of gas injection to underground reservoirs. Forming of requirements and parameters of a reservoir influencing efficiency of the process of gas injection.

Results. A methodology for a comprehensive assessment of the reservoir geological parameters for gas injection has been developed. It allows to characterize all reservoirs of the field in terms of the possibility of their use for gas injection and to identify the most acceptable.

Conclusion. As a result of the analysis, it was found that the most promising reservoir at this field for temporary storing of a gas are the layers NP_{2-3} , NP_4 и YU_{2-6} .

Keywords: gas reinjection, a reservoir for gas injection, a reservoir geological parameters, criteria for evaluating parameters

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

For citation: Voivodianu A.V., Illybaev 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. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134>

Manuscript received 14.04.2024

Accepted 25.05.2024

Published 30.09.2024

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено на юге полуострова Ямал и находится среди группы месторождений, простирающихся по одной линии на север вплоть до группы Тамбейских месторождений. Отсутствие инфраструктуры и сложные природные условия накладывают существенные ограничения на разработку месторождения. Компания в процессе проектирования разработки НГКМ столкнулась с проблемой выбора технологии рационального использования попутного нефтяного газа. Одним из способов решения этой проблемы в условиях отсутствия развитой промысловой инфраструктуры является создание временных подземных хранилищ

ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С БОЛЬШОЙ ГАЗОВОЙ ШАПКОЙ СУЩЕСТВУЕТ ПРОБЛЕМА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА, КОТОРУЮ МОЖНО РЕШИТЬ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ ГАЗА ВО ВРЕМЕННЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА.

газа, что обеспечит утилизацию ПНГ на начальной стадии разработки.

Известные технологии [1] рационального использования ПНГ предусматривают, как правило, строительство определенной промысловой инфраструктуры, что требует значительных временных и финансовых затрат. Закачка газа в объекты временного хранения позволяет выполнить требования лицензионного соглашения и охране окружающей среды, достичь норматива по рациональному использованию газа на уровне 95 %, утвержденного Правительством РФ. Эта технология по сравнению с известными требует меньшего количества инфраструктуры. Основными задачами технологии закачки и хранения ПНГ в пластах-коллекторах являются:

- обеспечение необходимых темпов и объемов закачки ПНГ;
- обеспечение герметичности объекта хранения и сохранности газа в условиях

многолетнего повышения пластового давления;

- минимальное влияние на разработку нефтяных частей месторождения;
- максимальный рентабельный коэффициент извлечения хранимых объемов ПНГ;
- охрана окружающей среды.

Ключевой задачей при создании временных подземных хранилищ газа является обоснование выбора геологических объектов для закачки ПНГ. При выборе объекта закачки газа необходимо соблюдение основных условий:

- 1) благоприятные геологические факторы объекта закачки газа;
- 2) техническая реализуемость закачки газа в данный объект (наличие оборудования, соответствующего геологическим, термобарическим и климатическим условиям и наличие скважин-кандидатов, техническое состояние которых позволит осуществлять закачку газа);
- 3) экономическая эффективность закачки;
- 4) безопасность, экологичность и обеспечение рационального использования недр.

Основными требованиями к объекту-кандидату для закачки газа являются способности принимать и надежно удерживать закачанный газ (наличие выдержанного по площади и толщине пласта-покрышки) на протяжении требуемого периода времени и в необходимых интервалах (глубинах) залежи, исключающих использование зоны активного водообмена. Следует отметить, что подобная проблема рассматривалась ранее [2] для других месторождений углеводородов (УВ). Поэтому при выборе объекта закачки рассмотрены все продуктивные пласти разреза месторождения с различным насыщением:

- **газовые:** ПК₁, ХМ₁, ХМ₃, ТП₀;
- **нефтегазовые:** ТП₁₋₄;
- **газоконденсатные:** БЯ₂₂, БЯ₂₄, Ю₁₁¹, Ю₁₁², Ю₁₁³;
- **нефтегазоконденсатные:** БЯ₂₃, НП₁, НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, НП₅², НП₇, НП₈ и Ю₂₋₆;
- **водоносные:** БЯ₁₀, НП₆.

Кроме того, существует возможность закачки газа в водоносные пласти, залегающие

полого, и непродуктивные (водоносные) ловушки пластов НП₆, БЯ₁₀.

На основании анализа геолого-геофизической информации по объектам месторождения и изучения существующего опыта [3] закачки и хранения газа в подземных пластах сформулированы требования и параметры объекта, которые способны повлиять на эффективность процесса закачки и хранения в нем газа. Эти параметры характеризуют геологические особенности объекта закачки и технологические особенности реализации процесса закачки газа (табл. 1).

Каждый из параметров имеет принципиальное значение. Особенно хотелось бы отметить параметр «Поровый объем газосодержащих пород», который дает возможность оценить объем пор (пустот) в породе, связанных между собой и способных вместить в себя газ, и является аналогом известного параметра «эффективная пористость» [4]. Для сопоставления порового объема газосодержащих пластов и объемов газа для закачки введен параметр *коэффициент вместимости*.

Коэффициент вместимости — это отношение порового объема газосодержащих пород к объемам газа для закачки в пластовых условиях.

$$K_{\text{вмест}} = \frac{V_{\text{пор}}^{\text{газ}}}{V_{\text{закач}}^{\text{пл}}},$$

где $V_{\text{пор}}^{\text{газ}}$ — порового объема газосодержащих пород, млн м³; $V_{\text{закач}}^{\text{пл}}$ — объем газа для закачки в пластовых условиях, млн м³. Для определения порового объема газосодержащих пород используется формула:

$$V_{\text{пор}}^{\text{газ}} = S * h * k_{\text{п}},$$

где S — площадь газоносности, тыс. м²; h — средневзвешенная по площади газонасыщенная мощность, м; $k_{\text{п}}$ — коэффициент открытой пористости газонасыщенных коллекторов, доли ед.

Объем для закачки газа в пластовых условиях $V_{\text{закач}}^{\text{пл}}$ определяется по формуле:

$$V_{\text{закач}}^{\text{пл}} = V_{\text{закач}}^{\text{атм}} \times B_g,$$

где B_g — объемный коэффициент газа (коэффициент объемного расширения газа), д.ед.

$$B_g = \frac{0,00350958 * z_{\text{пл}} * T_{\text{пл}}}{P_{\text{пл}}},$$

где $z_{\text{пл}}$, $T_{\text{пл}}$, $P_{\text{пл}}$ — коэффициент сверхсжимаемости, температура и давление в пластовых условиях; $V_{\text{закач}}^{\text{атм}}$ — объем газа для закачки в поверхностных условиях, млн м³.

Проанализировав геологические и технологические параметры по выделенным

объектам разработки месторождения, можно сделать предварительные выводы.

Наиболее привлекательным по типу залежи при выборе объекта закачки являются газовые залежи пластов ПК₁ (массивная), ХМ₁ (пластовая), ТП₁₋₄ (массивная), не имеющие литологических и тектонических экранов. Залежи пластов ХМ₃ и ТП₀ сводовые, частично литологически ограниченные, осложнены наличием малоамплитудных тектонических нарушений, не являющихся экраном.

Залежи пластов группы БЯ (пласты БЯ₂₂, БЯ₂₃ и БЯ₂₄) пластово-сводовые, частично или полностью заглинизированы, литологически ограниченные. Залежи пласта БЯ₂₃ литологически и тектонически экранированные, восточная залежь пласта БЯ₂₃ отделена от основной субмеридиональным разломом. Залежи пластов НП₁, НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹ заглинизированы с северной и северо-западной части, литологически и тектонически экранированные. Имеют по несколько залежей, в том числе отделенных субмеридиональным разломом и зоной полного отсутствия коллектора в пласте. Залежи пластов НП₅², НП₇ и НП₈¹ литологически ограниченные, распространенные на южном склоне месторождения. Залежь пласта НП₈ тектонически экранирована.

Пласти группы Ю (Ю₂₋₆, Ю₁₁¹, Ю₁₁², Ю₁₁³), за исключением пласта Ю₁₁¹, включают несколько залежей. Залежи пласта Ю₂₋₆ тектонически экранированные, одна залежь экранируется региональным разломом. Основная залежь массивного типа. Залежи пласта Ю₁₁² пластово-сводовые, тектонически и литологически экранированные. Пласт Ю₁₁³ состоит из одной пластово-сводовой залежи, в южной части

Таблица 1. Параметры геологического объекта, влияющие на закачку газа
Table 1. Reservoir parameters that affect gas injection

№ п/п	Параметр
1	Тип залежи
2	Глубина залегания, м
3	Объем газосодержащих пород, млн м ³
4	Поровый объем газосодержащих пород / Добыча газа в пластовых условиях
5	Общая геологическая изученность объекта
6	Выдержанность покрышки по толщине, м (диапазон / сред.)
7	Средняя газонасыщенная толщина, м
8	Наличие кернового материала, м
9	Проницаемость, мД
10	Расчлененность (продуктивной части/общая), д.ед.
11	Пластовое давление, МПа

ограниченной зоной отсутствия коллектора, вторая залежь приурочена к тектоническому блоку и выделена лишь по материалам геофизических исследований скважин.

При выборе объекта из нефтегазоконденсатных пластов для снижения рисков расформирования нефтяной оторочки необходимо рассматривать пласти вводимые на первом этапе НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, НП₈ и Ю₂₋₆ с целью поддержания пластового давления в газовой шапке.

После детального изучения объектов-кандидатов по выделенным параметрам осуществляется их сравнение и ранжирование. С целью наиболее наглядного сравнения объектов-кандидатов, предлагается использовать систему баллов, которая характеризует каждый параметр с точки зрения влияния на процесс закачки и хранения газа: положительное — 3 балла, нейтральное — 2 балла и отрицательное — 1 балл.

Важным параметром при выборе объекта закачки газа является $K_{\text{вмест}}$ пласта, поэтому балл, соответствующий этому коэффициенту, корректируется путем умножения на $K_{\text{вмест}}$. Предлагаемая система ранжирования учитывает степень влияния каждого параметра, как на процесс закачки в целом, так и на каждое из трех условий отдельно. Сумма оценок всех параметров позволяет охарактеризовать геологические объекты с точки зрения возможности их использования для закачки и выделить наиболее перспективные по результатам ранжирования.

Критерии для оценки параметров геологического объекта для закачки газа представлены в табл. 2.

Количество баллов комплексной оценки параметров по геологическим объектам, рассматриваемым для закачки, представлено на рис. 1.

Наиболее привлекательным по количеству набранных баллов, при проведении комплексной оценки параметров, являются пласти Ю₂₋₆ и НП₂₋₃, набравшие 33,1 и 30,6 балла, соответственно. Данные пласти имеют наибольшие объемы порового пространства газосодержащих пород, хорошую геологическую изученность, оптимальную глубину залегания.

Однако имеется ряд факторов по пластам Ю₂₋₆ и НП₂₋₃, которые могут негативно сказаться при осуществлении закачки газа:

- пласт Ю₂₋₆ осложнен достаточно высокой степенью расчлененности коллектора 35,9 и наличием обширной подгазовой нефтяной частью. Высокая расчлененность, неоднородность пласта и наличие чередующихся пропластков с высокими и низкими фильтрационно емкостными свойствами (ФЕС) может привести к созданию локальных зон аномально высокого пластового давления (АВПД) в зонах с высокими ФЕС. Увеличение давления в газовой шапке пласта в результате закачки газа может вызвать прорывы газа в нефтяную часть пласта и, как следствие, снижение извлечения газа и нефти;
- пласт НП₂₋₃ имеет незначительный по толщине пласт-покрышку, толщина которого изменяется в диапазоне от 1,0 м до 16,2 м (средняя толщина пласта-покрышки составляет 6,3 м). При увеличении пластового давления в результате закачки газа

Таблица 2. Критерии для оценки параметров геологического объекта для закачки газа
Table 2. Criteria for evaluating reservoir parameters for gas injection

№ п/п	Параметр	Градация / Оценка					
		газовая и газоконденсатная	3	нефтегазоконденсатная	2	нефтегазовая и нефтяная	1
1	Тип залежи*						
2	Глубина залегания, м	500-1000	3	1000-2000	2	2000-3000	1
3	Объем газосодержащих пород, млн м ³	менее 500	1	1000-2000	2	более 1000	3
4	$K_{\text{вмест}}$	менее 1	$1 * K_{\text{вмест}}$	от 1 до 2	$2 * K_{\text{вмест}}$	более 2	$3 * K_{\text{вмест}}$
5	Общая геологическая изученность объекта	не изучен	1	недоизучен	2	изучен	3
6	Выдержанность покрышки по толщине, м (диапазон) / сред.	менее 10	1	от 10 до 30	2	более 30	3
7	Средняя газонасыщенная толщина, м	менее 5	1	от 5 до 10	2	более 10	3
8	Наличие кернового материала, м	нет	1	есть	3		
9	Проницаемость, мД	менее 10	1	от 10 до 30	2	более 30	3
10	Расчлененность (продуктивной части/общая), д.ед.	менее 5	3	от 5 до 10	2	более 10	1
11	Пластовое давление, МПа	менее 10	3	от 10 до 20	2	более 20	1

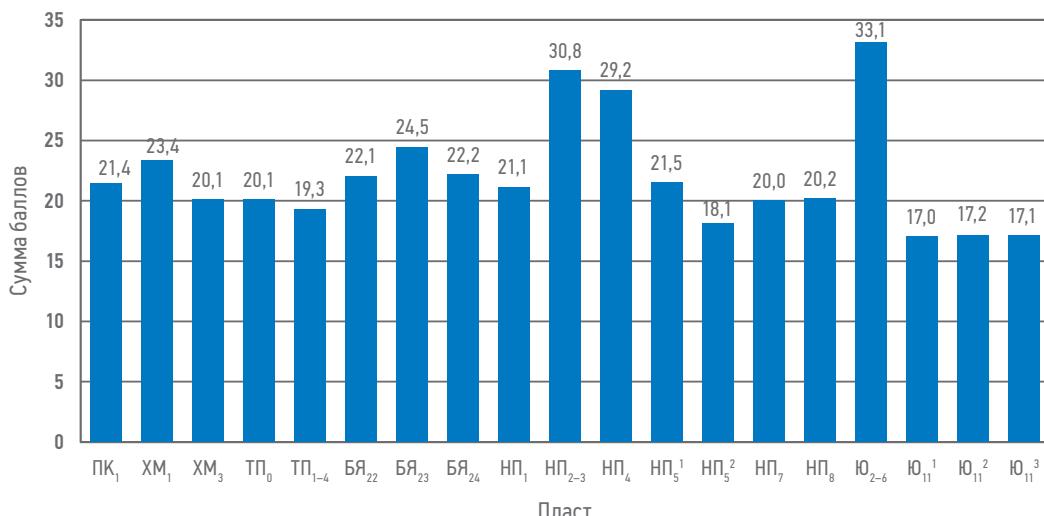


Рис. 1. Количество баллов комплексной оценки параметров по геологическим объектам. Составлено авторами
Fig. 1. The sum of points for a comprehensive parameters assessment for each reservoir. Prepared by the authors

возможно образование проницаемых окон между пластами НП₂₋₃ и НП₁ и, как следствие, возникновение межпластовых перетоков. Пласт НП₁ имеет более выдержанную по толщине покрышку. Ее толщина изменяется от 3,6 до 38,2 м, в среднем составляя 14,8 м.

Еще одним перспективным пластом для закачки газа является пласт НП₄. Пласт имеет достаточный объем порового пространства газосодержащих пород для осуществления в него закачки газа, хорошую геологическую

изученность, наличие кернового материала, оптимальную глубину залегания и хорошие фильтрационно-емкостные свойства. Выдержанность покрышки пласта составляет изменяется в диапазоне от 2,0 до 22,1 м, составляя в среднем 7,6 м.

В результате проведенного анализа с использованием комплексной оценки параметров обратной закачки газа установлено, что наиболее перспективными объектами для сооружения временного подземного хранилища газа являются пласти НП₂₋₃, НП₄, Ю₂₋₆.

Список литературы

1. Фоминых ОВ, Леонтьев СА, Иванов АВ, Марченко АН. Ресурсосберегающие технологии нефтяной промышленности. — СПб.: изд-во «Недра», 2011. — 184 с.
 2. Мисник ВН, Грачев СИ, Халин АН. Технология утилизации попутного нефтяного газа обратной закачкой в газовую шапку // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 7. — С. 36–39.
 3. Исаева НА. Разработка технологии и методов регулирования хранения попутного газа в пластах-коллекторах временных подземных хранилищ: дис. ... канд. техн. наук. — Специальность: 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Москва, 2011. — 122 с.
 4. Гиматудинов ШК, Ширковский АИ. Физика нефтяного и газового пласта. — Москва: изд-во «Недра», 1982. — 311 с.
- 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 p.
 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, no. 7, pp. 36–39.
 3. Isaeva N.A. Development of technology and methods of regulating storage of petroleum gas in reservoir of temporary underground storages. Dissertation of the Candidate of Technical Sciences: 25.00.17. Moscow., 2011. 122 p.
 4. Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I. Physics of oil and gas formation. Moscow: Nedra, 1982. 311 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Войводяну — разработал концепцию статьи, определил актуальность проблемы, рецензировал окончательную версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.В. Иликбаев — провел ранжирование геологического объекта для закачки газа.

Artyom V. Voivodianu — developed the concept of the article, determined the relevance of the problem, reviewed the final version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Valery V. Ilikbaev — reservoir ranking for gas injection.

В.И. Вирт — произвел анализ существующего опыта закачки и хранения газа в подземных пластах.
А.С. Виноградов — сформировал критерии оценки параметров геологического объекта для закачки газа.

Vitaly I. Virt — experience of reservoir gas injection.
Anton S. Vinogradov — criteria for evaluating parameters of reservoir for gas injection.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Artyom V. Voivodianu — Employee, Gazprom neft company group

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

Valery V. Ilikbaev — Employee, Gazprom neft company group

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

Vitaly I. Virt — Employee, Gazprom neft company group

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

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

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОИСК КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ КРЕПИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

© Коллектив авторов,
2024



**А.А. Сорокин^{*}, Э.В. Николайчук, А.А. Сюткин, В.В. Гордиенко, И.С. Бухалов,
Н.С. Коняшкин**

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Добыча газа на месторождениях северного региона сталкивается с рядом сложностей, связанных с климатическими и геокриологическими ограничениями при бурении, строительстве и последующей эксплуатации скважин. Одним из наиболее выраженных факторов, осложняющих эксплуатацию, является процесс растепления многолетнемерзлых грунтов в результате теплового воздействия от добываемого флюида по стволу лифтовых труб через обсадные колонны скважины. Данный процесс происходит на глубине до нескольких сотен метров. При повышении температуры породы в пределах скважины льдистые грунты теряют свои прочностные свойства, что может приводить к снижению прочности крепи скважины и деформации обсадных колонн. Следствием негативного процесса растепления многолетнемерзлых грунтов является образование приустьевых термокарстовых просадок, возникновение непроектных сверхнормативных нагрузок на крепь скважин от смещающихся оттаивающих грунтов и возможные аварийные ситуации, связанные с разгерметизацией устьевого оборудования и лифтовых труб с выходом углеводородных фракций в атмосферу. В процессе строительства газовых скважин на территориях распространения льдистых грунтов используются специальные технологии термостабилизации, обеспечивающие необходимую термическую защиту и вместе с этим накладывающие дополнительные затраты на совокупную стоимость строительства скважин.

Цель. Поиск, испытание и внедрение комплекса технических решений и теплоизолирующих материалов, обеспечивающих термостабилизацию скважин в условиях многолетнемерзлых грунтов и обладающих максимальными технико-экономическими показателями, что позволит повысить техническую защищенность скважин и снизить совокупные затраты на их строительство.

Материалы и методы. В Группе компаний «Газпром нефть» проведена исследовательская работа по подбору технологически эффективных и технически реализуемых способов обеспечения сохранения многолетнемерзлых грунтов и предотвращения нарушения целостности конструкций добывающих скважин в криолитозоне при рациональных затратах на реализацию технологий.

В статье представлены результаты моделирования процессов растепления многолетнемерзлых грунтов с учетом применения рассматриваемых теплоизолирующих материалов и конструкций обсадки скважин, лабораторные испытания различных теплоизолирующих материалов, а также возможности оптимизации существующих технологий с использованием альтернативных теплоизолирующих решений, ранее не рассматриваемых в периметре вертикально интегрированных нефтяных компаний.

Результаты. На основании лабораторных испытаний получено подтверждение наличия более эффективных теплоизолирующих материалов (относительно базовых решений), которые возможно использовать для обеспечения термостабилизации многолетнемерзлых грунтов при строительстве скважин и позволяющих повысить технико-экономические показатели строительства скважин.

Заключение. На основании представленных данных рекомендуется проведение стендовых и опытно-промышленных испытаний новых теплоизолирующих материалов в составе теплоизолированной обсадной трубы и использование термоцемента с микросферами при строительстве скважин.

Ключевые слова: термостабилизация, многолетнемерзлые грунты, теплоизоляция, растепление грунтов, теплоизолированные трубы, термоцементы, скважина, эффективность, технологии

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Сорокин А.А., Николайчук Э.В., Сюткин А.А., Гордиенко В.В., Бухалов И.С., Коняшкин Н.С. Поиск комплекса технических решений для обеспечения надежности крепи газовых скважин в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):135–146.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-135-146>

Статья поступила в редакцию 12.04.2024

Принята к публикации 25.05.2024

Опубликована 30.09.2024

SEARCHING FOR A COMPLEX OF TECHNICAL SOLUTIONS TO ENSURING THE RELIABILITY OF SUPPORT FOR GAS WELLS IN CONDITIONS OF THE DISTRIBUTION OF PERMAFROST SOILS

Alexander A. Sorokin*, Edward V. Nikolaychuk, Anton A. Syutkin, Viktor V. Gordienko, Ilya S. Bukhalov, Nikita S. Konyashkin

Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Gas production from fields in the northern region faces with some challenges related with climatic and geocryological restrictions during of drilling, building and operating of wells. One of the most crucial factors complicating process of gas manning is the process of thawing of permafrost soils, it is possible in the result of thermal impact from fluid produced from the bottom of well to wellhead through the well casing. This process occurs at the depths of up to several hundred meters. As the temperature of the rock around of the well casing, the icy soils lose their strength properties and this may lead to a reduction in the strength of the wellbore support and casing deformation. In the result of permafrost thawing is formation of wellhead subsidence, appearing of non-project excessive loads on well supports. Movement of soils can lead to accidents caused by wellhead equipment and lift pipes depressurisation with outflow of hydrocarbon fractions from the wellhead releases of hydrocarbon fractions into the atmosphere. During construction of gas wells in areas of ice spreading, special thermal stabilization technologies are used to provide the required thermal protection while at the same time imposing additional costs on the total well construction cost.

Goal. The purpose of this work is to search, test and implement a set of technical solutions and heat-insulating materials that provide thermal stabilization of wells in permafrost conditions and have maximum technical and economic indicators, which will increase the technical security of wells and reduce the total costs of their construction.

Materials and methods. The Gazprom neft company group has carried out research to select technologically effective and technically feasible ways of conserving permafrost soils and preventing damage to the integrity of gas well structures, provided the technology implementation costs are reasonable.

In the paper presents the results of modeling of thawing permafrost soils with regard to the application of the considered thermal insulating materials and well casing designs laboratory tests of various thermal insulating materials as well as the possibilities for optimization of the existing technologies by using alternative thermal insulating solutions which have not been considered before in perimeter of vertically integrated oil companies.

Results. Based on laboratory tests, confirmation of the presence of more effective heat-insulating materials (relative to basic solutions) was obtained, which can be used to ensure thermal stabilization of permafrost soils during well construction and allow increasing the technical and economic indicators of well construction.

Conclusion. Based on the presented data, it is recommended to carry out bench and pilot tests of new thermal insulating materials as part of a thermally insulated casing pipe and the use of thermal cement with microspheres during well construction.

Keywords: thermal stabilization, permafrost soils, thermal insulation, soil thawing, thermally insulated pipes, thermal cements, well, efficiency, technology

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

For citation: Sorokin A.A., Nikolaychuk E.V., Syutkin A.A., Gordienko V.V., Bukhalov I.S., Konyashkin N.S. Searching for a complex of technical solutions to ensuring the reliability of support for gas wells in conditions of the distribution of permafrost soils. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):135–146. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-135-146>

Manuscript received 12.04.2024

Accepted 25.05.2024

Published 30.09.2024

При освоении новых месторождений Ямальской группы существует ряд задач, связанных с безопасной эксплуатацией газовых скважин. Одним из наиболее актуальных вызовов является обеспечение устойчивости устьевых зон газовых скважин в условиях распространения дисперсных, льдистых мерзлых грунтов. Оттаивание грунтов происходит в результате теплового воздействия, возникающего при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях Крайнего Севера. В данном случае происходит вытаивание льда, содержащегося в мерзлом грунте, проседание грунта и формирование приустьевой воронки вблизи земной поверхности, что может привести к нарушению устойчивости колонны скважины при её

возможных горизонтальных перемещениях (рис. 1) [1].

При некоторых термодинамических условиях в прискважинной зоне значения напряжений на растяжение и сжатие могут оказаться сопоставимыми с прочностью тела обсадных труб или их соединительных элементов, что, в свою очередь, приведет к разрушению колонн и разгерметизации крепи [2].

В связи с обозначенными рисками при планировании строительства добывающих скважин на месторождениях Ямальской группы особое внимание уделяется вопросу предупреждения процессов растягивания многолетнемерзлых грунтов. Территория месторождений характеризуется исключительно сложными мерзлотно-геологическими условиями,

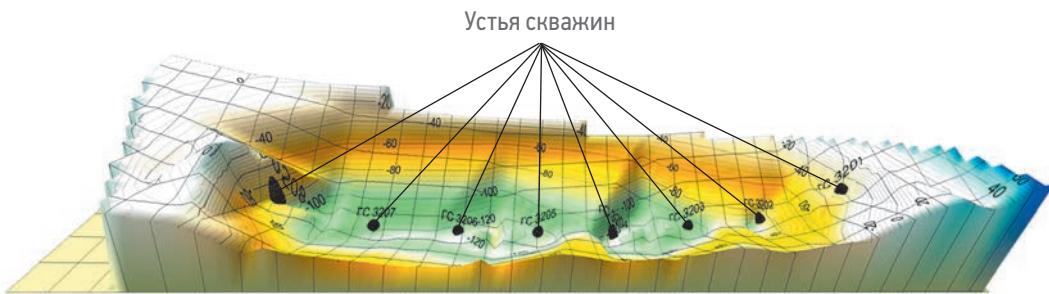


Рис. 1. Осадка оснований площадок кустов газовых скважин. Составлено авторами
Fig. 1. Drawdown of the bases of gas well pads. Prepared by the authors

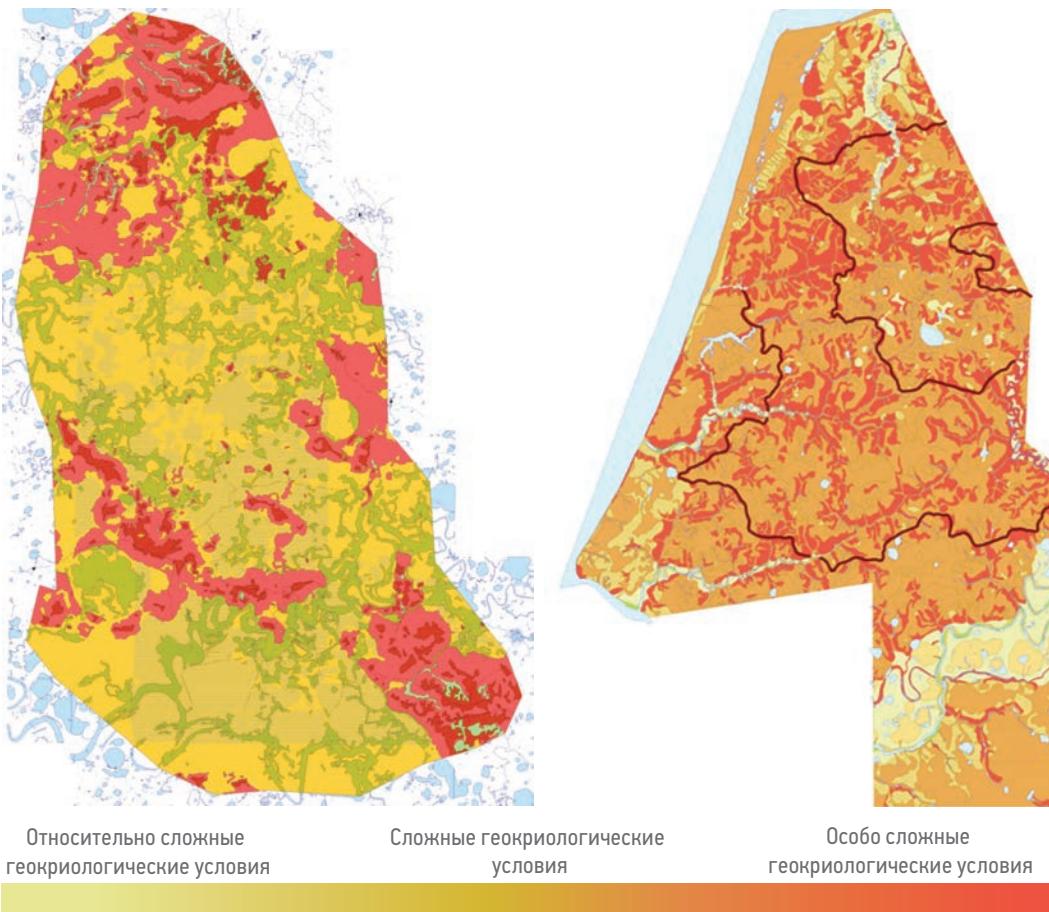


Рис. 2. Карта геокриологического районирования месторождений Ямальской группы в криолитозоне.

Составлено авторами

Fig. 2. Geocryological zoning map of oilfields of the Yamal group in the permafrost zone. Prepared by the authors

распространением высокольдистых многолетненемерзлых грунтов и залежей льда, широким распространением опасных мерзлотно-геологических процессов даже в условиях отсутствия техногенных воздействий.

О наличии обозначенных рисков свидетельствуют условия строительства скважин. Карты геокриологического районирования, представленные на **рис. 2**, сделаны по светофорному принципу: оттенки зеленого и желтого обозначают относительно благоприятные мерзлотные условия, оранжевый и красный — сложные и особо сложные условия [3].

Общая картина распространения многолетненемерзлых грунтов на обоих месторождениях свидетельствует о необходимости тщательной разработки мероприятий по недопущению негативного теплового воздействия на льдистые грунты.

С этой целью в период проектирования технических решений по обустройству первых скважин в криолитозоне на месторождениях Группы компаний «Газпром нефть» были реализованы мероприятия, предотвращающие оттаивание мерзлых грунтов [3]:

- в приустьевых зонах скважин в качестве мероприятий по температурной

стабилизации грунтов внедрены вертикальные естественно действующие трубчатые системы с глубиной спуска охлаждающих элементов 14 м в сочетании с теплоизоляционными экранами из пеноплекса;

ПРЕДЛАГАЕМОЕ РЕШЕНИЕ ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ ЗАТРАТЫ НА 29,5 % ОТНОСИТЕЛЬНО СТОИМОСТИ БАЗОВЫХ РЕШЕНИЙ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ И НА 2 % ОТНОСИТЕЛЬНО ЗАТРАТ НА БУРЕНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ТИПОВОЙ СКВАЖИНЫ.

- в конструкции эксплуатационных скважин предусмотрено применение теплоизолированных лифтовых труб с глубиной спуска 50 м, в качестве теплоизолятора применяется вакуум.

С целью обеспечения долгосрочной эксплуатационной надежности добывающих скважин, построенных в условиях многолетнемерзлых пород, осуществляется визуальный контроль инженерных сооружений, геодезический контроль пространственного положения свайных фундаментов и внутривысотных эстакад, термометрический контроль грунтов оснований по всему фонду термометрических скважин, контроль работоспособности и эффективности функционирования систем температурной стабилизации грунтов. Опыт первых лет эксплуатации скважин и мониторинга состояния многолетнемерзлых грунтов на окрест скважинной территории дал основания подвергнуть ревизии эффективность применяемых типовых решений по термостабилизации многолетнемерзлых пород в приусадебных зонах скважин. Очевидным также является то, что существенно более сложные геокриологические условия самых северных месторождений диктуют необходимость тщательного анализа эффективности существующих технологических решений, а также фокусировки на поиске новых технологий, обеспечивающих сохранение многолетнемерзлых грунтов.

Таким образом, в Группе компаний «Газпром нефть» был сформулирован технологический вызов, целью которого является определение и детализация оптимальных инженерно-технических решений по обеспечению крепи добывающей скважины, достаточных для безопасной эксплуатации в сложных геокриологических локациях с условием сохранения экономической эффективности добычи углеводородов в регионе. В ходе работ произведена корреляция инженерно-геокриологических разрезов месторождений, выполнены многовариантные

теплотехнические расчёты в программе «Frost 3D» (сертификат соответствия № РОСС RU.H61.H25485), уточнены условия применимости и эффективности технологий, сформирован кейс инженерно-технических решений с оценкой их совокупной стоимости и влияния на капитальные затраты строительства скважин.

На первом этапе выполнена работа по оценке готовых к испытаниям и внедрению технических решений по термостабилизации многолетнемерзлых грунтов.

Типовые технические решения термостабилизации:

1. Теплоизолированные обсадные трубы (TOT) — термокейс. Термокейс представляет собой секции обсадных труб, изготовленные по схеме «труба в трубе». В межтрубное пространство методом заливки размещается теплоизолятор — пенополиуретан с коэффициентом теплопроводности 0,033 Вт/м*К. Для условий месторождений Ямальской группы предусматривается применение термокейсов, которые изготавливаются в соответствии с серийной линейкой обсадных труб Ø630/426, а также нестандартным размером Ø630/508, Ø426/324 в случае размещения двух термокейсов в скважине (термокейс-направление Ø630/530, термокейс-кондуктор Ø426/324).
2. Теплоизолированные лифтовые трубы (TЛT). ТЛТ представляет собой конструкцию из двух насосно-компрессорных труб, изготовленную по схеме «труба в трубе». При этом в межтрубном пространстве создается вакуум, который обеспечивает термоизоляцию. Коэффициент теплопроводности ТЛТ с вакуумом составляет 0,012 Вт/м*К. Так как обеспечить сохранение вакуума в процессе транспортировки, погрузочно-разгрузочных работ, монтажа и спуска, а также проверить прямым методом в процессе эксплуатации скважин наличие вакуума в ТЛТ задача сложнореализуемая, в типовых решениях теплозащиты включены ТЛТ без вакуума, теплоизоляция которых представлена алюминиевой фольгой и базальтовым волокном. Коэффициент теплопроводности такой системы составляет 0,03 Вт/м*К.
3. Цементы с пониженной теплопроводностью — термоцемент. Тампонажный состав характеризуется низкой теплотой отверждения, коэффициент теплопроводности цементного камня составляет 0,55 Вт/м*К. В разработанных инженерно-технических материалах предлагалось использовать термоцемент при строительстве скважин в интервале

распространения многолетнемерзлых грунтов, т.е. при цементировании обсадной колонны — направления.

4. Вертикальные естественно действующие трубчатые системы (ВЕТ). Это охлаждающие устройства, представляющие собой герметичную неразъемную трубную систему, заправленную хладагентом, которая состоит из конденсаторной и охлаждающей частей. Система с контуром охлаждения приуставьес зон скважин, в составе которой предполагается наличие 6 элементов с глубиной внедрения в грунт от 12 до 40 м, расположенных по периметру приуставьес зоны скважины. Работа ВЕТ основывается на принципе двухфазного термосифона: естественный холод, в зимнее время года переносится к основанию сооружения, что позволяет стабилизировать температурный режим мерзлых грунтов [4].

В **табл. 1** представлена сводная информация о типовых инженерно-технических решениях в соответствии с категорией геокриологических условий эксплуатации.

Оценка стоимости представленных инженерно-технических решений показала увеличение совокупных затрат на строительство скважин на 4–6 %.

Дальнейший фокус внимания исследовательской работы был сконцентрирован на поиске новых альтернативных технологий термозащиты, эффективность которых может обеспечить оптимизацию текущих инженерно-технических решений и снижение капитальных затрат.

Для решения поставленной задачи были зафиксированы направления поиска технологий и возможных оптимизаций. Наибольший вклад в совокупную стоимость комплекса представленных технологий вносят теплоизолированные лифтовые трубы — их доля в общей стоимости составляет 44 %, затраты на термоцемент составляют 29 % от общей величины, теплоизолированные обсадные трубы — 15 %, системы термостабилизации — 12 %.

Вектором дальнейшего исследования была выбрана гипотеза — отказ от наиболее дорогостоящего элемента (теплоизолированных лифтовых труб) за счёт повышения теплоизоляционных свойств остальных элементов, а также поиска дополнительных возможностей и технологий термостабилизации. Сгенерированные гипотезы, покрывающие технологический вызов, представлены на **рис. 3**.

Представленные гипотезы прошли экспертную фильтрацию на предмет технической реализуемости, сроков готовности, ожидаемых затрат на разработку и испытания, технологической эффективности, обеспечивающей качественное преимущество перед типовыми инженерно-техническими решениями. Сформирован окончательный перечень наиболее перспективных технологий, удовлетворяющих требованиям и условиям технологического вызова:

1. Тампонажные составы с пониженной теплопроводностью, применяемые при цементировании обсадных колонн скважины [5].
 - 1.1. Цементы с облегчающими добавками — полимерными микросферами из фенольформальдегидной смолы, заполненные азотом. Коэффициент теплопроводности цементного камня составляет 0,19 Вт/м*К.
 - 1.2. Гипсоцементная смесь с облегчающими добавками — стеклянными микросферами. Коэффициент теплопроводности цементного камня составляет 0,15–0,2 Вт/м*К.
 - 1.3. Цемент с облегчающими добавками — алюмосиликатными микросферами и химическими модифицирующими добавками. Коэффициент теплопроводности составляет 0,11 Вт/м*К.
2. Материалы и покрытия в составе теплоизолированных обсадных труб скважины.
 - 2.1. Применение в качестве слоя теплоизоляции обсадных труб жидких теплоизолирующих покрытий с вакуумированными керамическими

Таблица 1. Базовые инженерно-технические решения термостабилизации многолетнемерзлых грунтов
Table 1. Basic engineering and technical solutions for thermal stabilization of permafrost soils

Геокриологические условия	Сложные		Особо сложные		Сверхсложные
Температура флюида на устье, °C	≤40	41–80	40–45	46–80	40–80
Технические решения по термозащите ММГ	Термокейс Ø630/426 мм				
	Термоцемент	Термоцемент	Термоцемент	Термоцемент	Термоцемент
	-	ТЛТ Ø114/89 мм	-	ТЛТ Ø114/89 мм	ТЛТ Ø114/89 мм
	ВЕТ (глубина 12 м)	ВЕТ (глубина 12 м)	ВЕТ (глубина 27 м)	ВЕТ (глубина 27 м)	ВЕТ (глубина 40 м)

Цементы с низкой теплопроводностью	Термокейсы	Системы термостабилизации	Системы активной защиты
<ul style="list-style-type: none"> цементы с низкой теплотой отверждения; низкотемпературные буровые растворы и оборудование для их охлаждения; аэрированные цементы; цементы с полимерными микросферами; цементы со стеклянными микросферами; цементы с алюмосиликатными микросферами. 	<ul style="list-style-type: none"> термокейс с изоляцией из пенополиуретана; термокейс с изоляцией из сферопластика; термокейс с экранирующим рулонным покрытием; теплоизолирующие опорные кольца и муфты на основе аддитивных технологий; термокейс с экранно-вакуумной изоляцией; термокейс с изоляцией из пенополиизоцианурата; термокейс с изоляцией из комбинации пенополиуретана и пенополистирола; термокейс с изоляцией из аэрогеля; термокейс с жидкими теплоизолирующими покрытиями. 	<ul style="list-style-type: none"> теплоизолирующий колпак на устье скважины; сезонные охлаждающие устройства; системы интенсификации работы сезонных термостабилизаторов; термосифоны двухфазные всесезонные на основе эффекта Пельтье; термосифоны двухфазные всесезонные с холодильной машиной; естественно действующие охлаждающие системы. 	<ul style="list-style-type: none"> охлаждение затрубного пространства за счет дросселирования части потока сырого газа; продувка затрубного пространства газом; циркуляция охлаждающей жидкости в затрубном пространстве; циркуляция охлаждающей жидкости в термокейсе; термоэлектрический модуль управления теплообменом колоны НКТ; скважинное термозащитное устройство (зеротер).
Термоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ)		Надпакерная жидкость	
<ul style="list-style-type: none"> ТЛТ с безвакуумной изоляцией (алюминиевая фольга и базальтовое волокно); ТЛТ с экранно-вакуумной изоляцией. 		<ul style="list-style-type: none"> Теплоизолирующие надпакерные жидкости (дизельное топливо). 	

Рис. 3. Технологические гипотезы по термостабилизации многолетнемерзлых грунтов. Составлено авторами
Fig. 3. Technological hypotheses for thermal stabilization of permafrost soils. Prepared by the authors

и пустотелыми силиконовыми микросферами. Коэффициент теплопроводности жидких теплоизолирующих покрытий $0,001 \text{ Вт}/\text{м}^*\text{К}$ [6, 7].

2.2. Комбинирование изоляции из материалов пенополиуретана и пенополистирола с целью снижения стоимости теплоизолированных обсадных труб с изоляцией из чистого пенополиуретана. Коэффициент теплопроводности комбинации материалов составляет $0,03\text{--}0,035 \text{ Вт}/\text{м}^*\text{К}$.

2.3. Применение в качестве теплоизоляции обсадных труб аэрогеля. Материал изготавливается на основе оксида кремния и представляет собой стеклохолст. Теплопроводность материала составляет $0,02 \text{ Вт}/\text{м}^*\text{К}$.

2.4. Применение в качестве теплоизоляции обсадных труб пенополизоцианурата — полимерного материала с закрытой ячеистой структурой, который поставляется в виде скролуп различных размеров и форм. Коэффициент теплопроводности материала составляет $0,025 \text{ Вт}/\text{м}^*\text{К}$.

2.5. Применение экранно-вакуумной изоляции обсадных труб. Эффективность изоляции основывается на обеспечении вакуума в межтрубном пространстве секций термокейсов. Коэффициент теплопроводности системы составляет $0,004 \text{ Вт}/\text{м}^*\text{К}$.

3. Заполнение затрубного пространства скважины жидкостью с низким коэффициентом теплопроводности.

3.1. Применение в качестве надпакерной жидкости дизельного топлива в интервале распространения многолетнемерзлых грунтов. Коэффициент теплопроводности дизельного топлива составляет $0,12 \text{ Вт}/\text{м}^*\text{К}$.

4. Технологии активной защиты грунта.

4.1. Автономная система термостабилизации многолетнемерзлых пород — разработка Института нефти и газа Сибирского федерального университета. Суть технологии состоит в дросселировании части добываемого газа (эффект Джоуля — Томсона), для понижения температуры теплоносителя системы циркуляции по наружной стенке НКТ. Циркуляция охлажденного теплоносителя производится за счёт циркуляционного насоса, работающего от выработанного электричества элементами Пельтье, разница температуры для работы элементов Пельтье достигается за счёт высокой температуры добываемого газа и более холодной наружной стенки трубопровода.

4.2. Разработка «Зеротер» [8]. Технология представляет собой цилиндрическую полость, расположенную в затрубном пространстве, которая заполняется водным раствором этиленгликоля с температурой фазового перехода, равной температуре вмещающих мерзлых пород. Внутри зеротера размещены замораживающие колонки холодильной машины, которые замораживают раствор. Аккумуляция

тепла, поступающего от транспортируемого продукта в ММГ происходит за счет оттаивания раствора, после чего он вновь замораживается. Циклы оттаивания-замораживания следуют один за другим в течение всего периода эксплуатации скважины.

4.3. Технология циркуляции охлаждающего агента в затрубном пространстве скважины. Реализация технологического решения заключается в подаче рабочего агента от дозировочной установки через наземный охладительный контур в затрубное пространство скважины. После теплообменного процесса рабочий агент по замкнутой системе капиллярного скважинного трубопровода поступает в ёмкость дозировочной установки для последующей подачи на новый цикл.

5. Системы охлаждения грунта

- 5.1. Вертикальные естественно действующие системы термостабилизации.
- 5.2. Отдельно стоящие естественно действующие устройства.
- 5.3. Холодильное оборудование для работы сезонных систем в теплый период года.
- 5.4. Системы интенсификации замораживания многолетнемерзлых грунтов.

Комбинирование отобранных технологических решений предполагается в интервале распространения многолетнемерзлых грунтов по разрезу скважины на всех участках конструкции скважины от центра теплового воздействия — потока газа по колонне лифтовых труб до границы соприкосновения

цементного камня с грунтами. Схематично применение технологий изображено на **рис. 4**.

Следующим этапом исследовательской работы являлся выбор оптимальных решений и технологий с точки зрения технологической эффективности и стоимости реализации среди возможных комбинаций. В **табл. 2** представлена вариативность рассматриваемых комбинаций по результатам скайтинга производителей.

Суммарное количество возможных комбинаций составило 816 уникальных вариантов. Далее была выполнена двухступенчатая приоритизация 816 вариантов. На первом этапе в качестве фильтра применено два критерия:

- Совокупная стоимость технологий защиты многолетнемерзлых грунтов не должна превышать стоимость уже применяемых типовых/базовых решений.
 - Обеспечение технологической эффективности — сохранение многолетнемерзлых грунтов и недопущение их оттаивания. Критерий оценен на основании результатов моделирования процессов растепления многолетнемерзлых грунтов (выполнен расчёт коэффициентов теплопроводности и термического сопротивления многослойной системы [9], которую представляет собой конструкция скважины (рис. 4)).

Результат фильтрации первого этапа приоритизации представлен на **рис. 5**.

На **рис. 5** отмечены 816 комбинаций по их стоимости и величине коэффициента

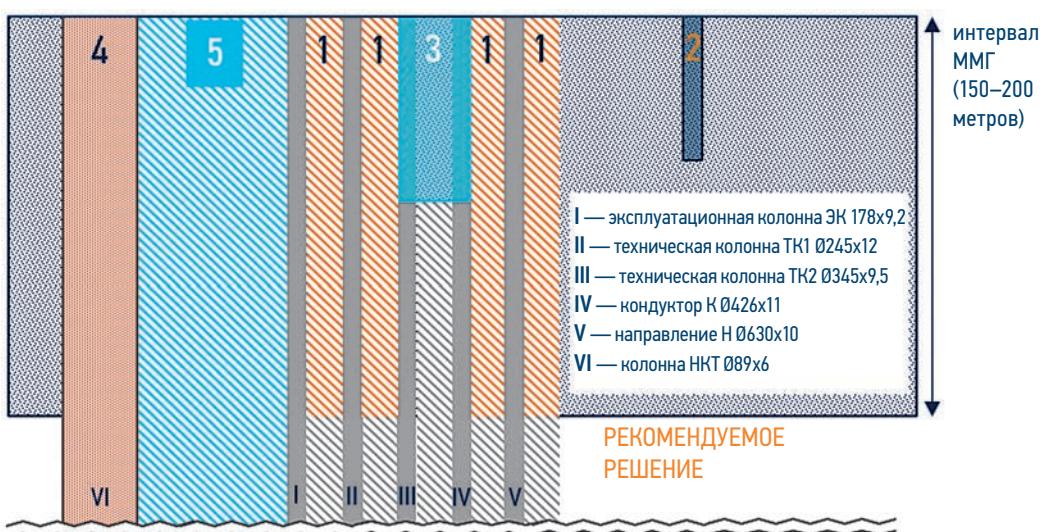


Рис. 4. Схема продольного разреза конструкции скважины с теплоизолирующими технологиями.
Составлено авторами

Составлено авторами

Fig. 4. Diagram of a longitudinal section of a well structure with heat-insulating technologies. Prepared by the authors
 1 — Cement with reduced thermal conductivity, 2 — soil cooling systems; 3 — thermally insulated pipes (thermal case);
 4 — tubing string; 5 — over packer fluid.

Таблица 2. Варианты комбинаций по технологическим решениям
Table 2. Combination options for technological solutions

Элемент комбинации	Количество технологических решений	Количество возможных комбинаций
Цементы с низким коэффициентом теплопроводности	3	816
Теплоизолированные обсадные трубы	17	
Надпакерная жидкость	2	
Системы охлаждения грунта	4	
Система активной защиты грунта	2	

термического сопротивления, выделена область с комбинациями, соответствующими условиям обоих критериев. Таких комбинаций насчитывается 70. Вторым этапом приоритизации был использован инструмент TPRL оценки готовности технологий в соответствии с методологией [10]. Критерии, которые были применены в рамках TPRL приоритизации:

- технологическая готовность — определяет подуровни изготовления и проверки объекта разработки от идеи до серийного образца;
- инженерная готовность — характеризуется доступным набором научных и инженерных компетенций, необходимых для разработки технологии, наличием/отсутствием конкурентных решений;
- производственная готовность — определяет готовность создания производства продукта от уровня макета до промышленного образца;
- организационная готовность — включает все основные организационные меры поддержки разработки и производства, подтверждает принятие базовых решений, разработку операционных планов;

- рыночная готовность — определяет рыночную готовность технологии; суммирует результат оценки рынка с учетом ценовых и потребительских качеств, выводимых на рынок и разрабатываемых конкурентов;
- преимущества и риски — определяет критические факторы успеха, конкурентные/критические преимущества объекта разработки; факт готовности предложений по коррекции технического задания с учетом анализа рисков.

По результатам двухступенчатой приоритизации сформирован рейтинг наиболее оптимальных и перспективных к испытаниям и внедрению инженерно-технических решений. В **табл. 3** представлено сравнение с базовыми технологиями.

Экономическая эффективность рассматриваемого альтернативного решения заключается в снижении совокупных затрат на 29,5 % относительно стоимости базовых решений термостабилизации и на 2 % относительно затрат на бурение и строительство типовой скважины в сравнении со сметными затратами с учетом применения

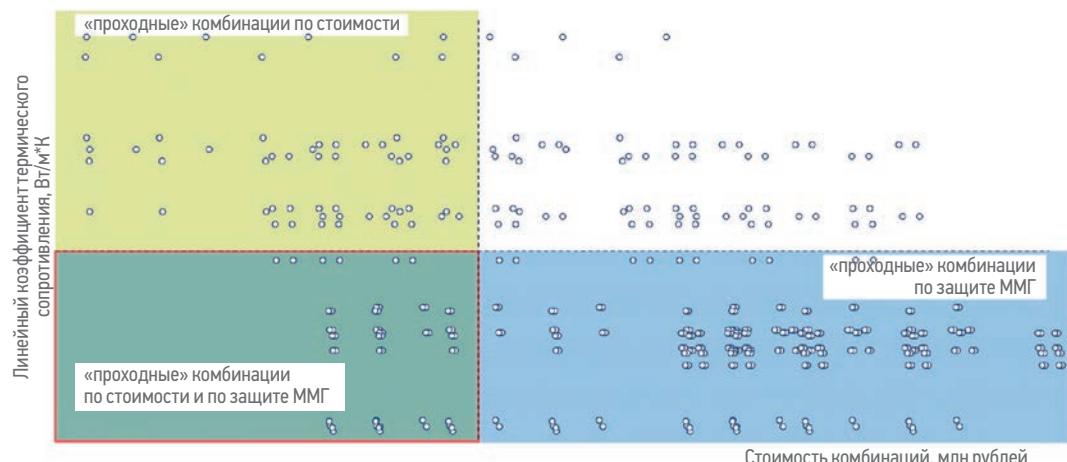


Рис. 5. Первый этап приоритизации. Составлено авторами
Flg. 5. First stage of prioritization. Prepared by the authors

Таблица 3. Перечень перспективных к испытанию и внедрению технологий термостабилизации
Table 3. List of promising thermal stabilization technologies for testing and implementation

Базовые решения		Альтернативные решения	
Наименование	Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К	Наименование	Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К
Термоцемент	0,55	Цемент с алюмосиликатными микросферами	0,11
		Гипсоцемент со стеклянными микросферами	0,15
Системы охлаждения грунта: вертикальные естественно действующие системы глубиной от 12 до 40 метров	-	Системы охлаждения грунта: отдельностоящие охлаждающие устройства	-
Теплоизолированные обсадные трубы (изоляция — пенополиуретан)	0,03	Теплоизолированные обсадные трубы (изоляция — аэрогель)	0,02
Теплоизолированная лифтовая труба (вакум/без вакуума)	0,12 / 0,03	Насосно-компрессорные трубы	Исключение ТЛТ (оптимизация совокупной стоимости решений)
Надпакерная жидкость	0,58	Надпакерная жидкость (дизель)	0,12

базовых технологий защиты многолетнemerзлых грунтов.

Повышение технико-экономических показателей достигается за счёт:

- исключения наиболее значимого по стоимости элемента — теплоизолированных лифтовых труб;
- оптимизации затрат при замене вертикальных естественно действующих систем охлаждения грунта на отдельно стоящие устройства;
- применение материалов с улучшенными теплоизолирующими свойствами в составе теплоизолированных обсадных труб;
- применение надпакерной жидкости — дизельного топлива со значительным преимуществом по коэффициенту теплопроводности в сравнении с надпакерной жидкостью базового варианта;
- применение цементов с облегчающими добавками и более низкими теплопроводностями в сравнении с термоцементом по варианту базовых решений.

Подтверждение эффективности теплоизолирующих свойств новых материалов было выполнено на основе проведенных лабораторных испытаний в Испытательном Центре.

Для определения коэффициентов теплопроводности новых теплоизолирующих материалов и покрытий был использован прибор ПИТ 2.1 (рис. 6).

Измеритель теплопроводности ПИТ-2.1 предназначен для измерения теплопроводности строительных и теплоизоляционных материалов при стационарном тепловом режиме по ГОСТ 7076 и калибровки датчиков теплового потока (тепломеров).

В ходе лабораторных испытаний были протестированы следующие материалы:

- пенополиуретан (базовый наполнитель термокейсов);
- пенополизоцианурат;
- аэрогель;
- экструзионный пенополистирол;
- жидкие теплоизолирующие покрытия (краска с микросферами);
- цемент с микросферами.

Результаты проведенных испытаний приведены в табл. 4.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатами выполненной исследовательской работы является подбор новых инженерно-технологических решений



Рис. 6. Прибор для определения коэффициентов теплопроводности. Составлено авторами
Fig. 6. Device for determining thermal conductivity coefficients. Prepared by the authors

Таблица 4. Результаты лабораторных испытаний новых теплоизолирующих материалов
Table 4. Results of laboratory tests of new heat-insulating materials

п/п	Материал	Производитель	Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К
1	Пенополиуретан (базовый наполнитель термокейсов)	Производитель № 1	0,039
2	Пенополизоцианурат	Производитель № 1	0,025
3	Аэрогель	Производитель № 1	0,019
		Производитель № 2	0,025
4	Экструзионный пенополистирол	Производитель № 1	0,034
5	Жидкие теплоизолирующие покрытия	Производитель № 1	0,003
		Производитель № 2	0,009
6	Цемент с микросферами	Производитель № 1	0,086
		Производитель № 2	0,124

по термостабилизации многолетнемерзлых грунтов и обеспечению надежности крепи добывающих скважин месторождений в криолитозоне.

В исследовательской работе представлены результаты оценки технологической эффективности по следующим решениям:

1. Применение новых теплоизолирующих материалов, таких как аэрогель, экструзионный пенополистирол, пенополизоцианурат, жидких теплоизолирующих покрытий в качестве теплоизоляции обсадных труб.
2. Использование алюмосиликатных и стеклянных микросфер в тампонажных составах.

3. Заполнение затрубного пространства жидкостью с низким коэффициентом теплопроводности.

4. Использование систем охлаждения грунта, а также холодильного оборудования и технологий интенсификации заморозки грунта в летний период времени.

Оценка экономической эффективности в разработке новых технологий термостабилизации многолетнемерзлых грунтов позволяет сделать вывод о потенциале решения существующего технологического вызова с учётом требований к экономической обоснованности реализации альтернативных инженерно-технологических решений и их технической реализуемости.

Список литературы

1. Васильчук Ю.К., Крылов Г.В., Подборный Е.Е. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал. Т. 1. / СПб.: «Недра», 2006. — 346 с.
2. Поклонина Е.А., Курчатова А.Н. Определение минимальной длины термокейса при выбранном расстоянии между скважинами // PRO НЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2019. — №2. — С. 66–70.
3. Мельников И.В., Нерсесов С.В., Осокин А.Б., Николайчук Э.В., Васильева А.О., Михальченко Д.И. Геотехнические решения для строительства газовых скважин в особо сложных геокриологических условиях полуострова Ямал // Газовая промышленность, 2019. — №12. — С. 64–71.
4. Системы «ВЕТ» для температурной стабилизации грунтов приуставевых зон нефтегазовых скважин // Сфера. Нефть и газ, 2019. — №2. — С. 36–40.
5. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. Применение тампонажных растворов с включением полых микросфер при креплении скважин в криолитозоне // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2015. — №5. — С. 370–376.
6. Анисимов М.В., Рекунов В.С. Экспериментальное определение коэффициента теплопроводности сверхтонких жидких композиционных теплоизолирующих покрытий // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг ресурсы, 2015. — Т. 326. — №9. — С. 25–30.
7. Георгияд В.Г., Агапов А.А., Поверенный Ю.С., Зенков Е.В., Гилев Н.Г. Применение сверхтонкой теплоизоляции при обустройстве месторождений в районах распространения многолетнемерзлых грунтов // ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2023. — №1. — С. 52–57.
8. Патент № 156025. Российская Федерация, МПК E21B 36/00 (2006.01). Устройство для ликвидации тепловых потоков от добывающей скважины в многолетнемерзлые породы: № 2015100388/03: заявл. 14.01.2015: опубл. 27.10.2015/Хрусталев Л.Н., Чувилин Е.М., Гунар А.Ю. — 2 с.
9. Бухмиров В.В., Созинова Т.Е., Солнышкова Ю.С. Расчёт теплопередачи через непроницаемые стенки. Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2015. — 32 с.
10. Петров А.Н., Сартори А.В., Филимонов А.В. Комплексная оценка состояния научно-технических проектов через уровень готовности технологий // Научная экспертиза, 2016. — Т. 2. — №4. — С. 244–260.

References

1. Vasilchuk Yu.K., Krylov G.V., Podborny E.E. *Cryosphere of oil and gas condensate fields of the Yamal Peninsula*. Vol. 1. / Ed. St. Petersburg: "Nedra", 2006. — 346 p.

2. Poskonina E.A., Kurchatova A.N. Determination of the minimum length of a thermal case at a selected distance between wells // *PRONEFT. Professionally about oil*, 2019. — No. 2. — P. 66–70.
3. Melnikov IV., Nersesov S.V., Osokin A.B., Nikolaychuk E.V., Vasilyeva A.O., Mikhalkchenko D.I. Geotechnical solutions for the construction of gas wells in particularly difficult geocryological conditions of the Yamal Peninsula // *Gas Industry*, 2019. — No. 12. — Pp. 64–71.
4. "VET" systems for temperature stabilization of soils in the wellhead zones of oil and gas wells // *Sphere. Oil and gas*, 2019. — No. 2. — P. 36–40.
5. Merzlyakov M.Yu., Yakovlev A.A. Application of grouting solutions with the inclusion of hollow microspheres when casing wells in the permafrost zone // *Mining Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal)*, 2015. — No. 5. — Pp. 370–376.
6. Anisimov M.V., Rekunov V.S. Experimental determination of the thermal conductivity coefficient of ultra-thin liquid composite heat-insulating coatings // *News of Tomsk Polytechnic University. Resource Engineering*, 2015. — Vol. 326. — No. 9. — Pp. 25–30.
7. Georgiyadi V.G., Agapov A.A., Attorney Yu.S., Zenkov E.V., Gilev N.G. Application of ultra-thin thermal insulation in the development of fields in areas of permafrost // *CJSC "Publishing House "Oil Industry"*, 2023. — No. 1. — Pp. 52–57.
8. Patent No. 156025. Russian Federation, IPC E21B 36/00 (2006.01). Device for eliminating heat flows from a production well into permafrost: No. 2015100388/03: application. 01/14/2015: publ. 10.27.2015/ Khrustalev L.N., Chuvilin E.M., Gunar A.Yu. — 2 p.
9. Bukhmirov V.V., Sozinova T.E., Solnyshkova Yu.S. *Calculation of heat transfer through impermeable walls*. / Ivanovo: Ivanovo State Energy University named after V.I. Lenin, 2015. — 32 p.
10. Petrov A.N., Sartori A.V., Filimonov A.V. Comprehensive assessment of the state of scientific and technical projects through the level of readiness of technologies // *Scientific examination*, 2016. — Vol. 2. — No. 4. — Pp. 244–260.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Сорокин — 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.

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

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

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

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

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

Alexander A. Sorokin — 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.

Edward V. Nikolaychuk — 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.

Anton A. Syutkin — 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.

Viktor V. Gordienko — 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.

Ilya S. Bukhalov — 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.

Nikita S. Konyashkin — 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

Александр Анатольевич Сорокин* — руководитель Центра новых технологий и повышения производственной эффективности, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alexander A. Sorokin* — Head of the Center for New Technologies and Increased Production Efficiency, Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Эдуард Васильевич Николайчук — руководитель Центра по обустройству и эксплуатации объектов в криолитозоне, Группа компаний «Газпром нефть»

Edward V. Nikolaychuk — Head of the Centre for the development and operation of facilities in the cryozone, Gazprom neft company group

Антон Александрович Сюткин — руководитель проекта оценки бизнес-потенциала активов, Группа компаний «Газпром нефть»

Anton A. Syutkin — Project manager for assessing the business potential of assets, Gazprom neft company group

Виктор Викторович Гордиенко — руководитель направления по анализу технологических решений, Группа компаний «Газпром нефть»

Viktor V. Gordienko — Head of Technology Solutions Analysis, Gazprom neft company group

Илья Сергеевич Бухалов — руководитель проекта оценки бизнес-потенциала активов, Группа компаний «Газпром нефть»

Ilya S. Bukhalov — Project manager for assessing the business potential of assets, Gazprom neft company group

Никита Сергеевич Коняшкин — руководитель проектов отдела стратегического развития разведки и добычи, Группа компаний «Газпром нефть»

Nikita S. Konyashkin — Project manager for exploration and production strategic development, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ И АВТОМАТИЗАЦИИ ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА

© Коллектив авторов,
2024



В.О. Савченко*, И.А. Картавцева, Р.А. Абдуллаев, И.О. Ходаков, М.В. Симонов

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Цифровой двойник месторождения представляет собой современный и мощной инструмент по связке различных компонент интегрированной модели и промысловых данных о режиме работ скважин. Благодаря глубокой интеграции и доступу к актуальным данным online данный инструмент позволяет не только автоматизировать стандартные процессы по интерпретации данных исследований, но и реализовать собственные для лучшего понимания энергетического состояния пласта.

Целью работы является описание методики прогнозирования поведения кривой восстановления давления (КВД) и оценка пластового давления для случая кратковременной остановки скважины, продолжительности которой недостаточно для формирования полноценной КВД и ее последующей полноценной интерпретации.

Материалы и методы. Исходными материалами для работы послужили данные замеров и результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин, данные о режиме работы скважины и геолого-физическая характеристика продуктивных пластов исследуемого месторождения. Для оптимизации расчета коэффициентов регрессии написан скрипт на языке программирования C#. Тестирование и внедрение методики проводилось на скважинах месторождения Группы компаний «Газпром нефть».

Результаты. Использованная в работе методика не решает задачу определения всего спектра фильтрационных параметров и характеристик совершенства вскрытия пласта, а также не исключает проведение полноценных КВД. Однако она позволяет нивелировать неоднозначность в интерпретации долговременных кривых стабилизации давления (КСД), регистрируемых при стабильной работе скважины, контролировать выработку пласта, увеличить охват фонда скважин исследованиями без проведения дополнительных длительных исследований, а соответственно и потерь в добыче.

Заключение. К преимуществам технологии можно отнести: 1) возможность операционализировать процесс оценки энергетического состояния залежи и, как следствие, повысить качество принимаемых решений при разработке месторождения; 2) возможность внедрить в инструменты мониторинга цифрового месторождения (Digital Oil Field); 3) легкость программной реализации и внедрения в существующие программные инструменты. Было установлено, что точность прогнозирования зависит от качества исходных данных, описывающих фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) эксплуатационного объекта или регионов со схожими условиями разработки. Результаты работы алгоритма позволяют сделать вывод об эффективности предложенного решения и показать важность данных технических остановок в понимании динамики пластового давления.

Ключевые слова: цифровое месторождение, пластовое давление, кривая восстановления давления, кривая стабилизации давления, регрессионный анализ, технологические остановки

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Савченко В.О., Картавцева И.А., Абдуллаев Р.А., Ходаков И.О., Симонов М.В.

Использование цифрового двойника месторождения для контроля за разработкой и автоматизации оценки энергетического состояния пласта. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):147–157.

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-147-157>

Статья поступила в редакцию 17.04.2024

Принята к публикации 25.05.2024

Опубликована 30.09.2024

APPLICATION OF THE DIGITAL TWIN OF THE FIELD TO CONTROL THE DEVELOPMENT AND AUTOMATION OF THE ASSESSMENT OF THE ENERGY STATE OF THE RESERVOIR

Vladislav O. Savchenko*, Irina A. Kartavtseva, Rafael A. Abdullaev, Ilya O. Khodakov,

Maxim V. Simonov

Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. The digital twin of the field is a modern and powerful tool for linking various components of the integrated model and field data on the operation of wells. Thanks to deep integration and access to up-to-date

online data, this tool allows you not only to automate standard processes for interpreting research data, but also to implement your own for a better understanding of the energy state of the reservoir.

Aim. The purpose of the work is to describe a methodology for predicting the behavior of the pressure recovery curve (CVD) and estimating reservoir pressure in the case of a short-term well shutdown, the duration of which is insufficient for the formation of a full-fledged CVD and its subsequent full-fledged interpretation.

Materials and methods. The initial materials for the work were the measurement data and the results of the interpretation of hydrodynamic studies of wells, data on the operating mode of the well and the geological and physical characteristics of the productive layers of the studied field. To optimize the calculation of regression coefficients, a script has been written in the C# programming language. Testing and implementation of the methodology was carried out at the wells of the field of Gazprom neft company group.

Results. The technique used in the work does not solve the problem of determining the entire spectrum of filtration parameters and characteristics of reservoir opening perfection, and also does not exclude the conduct of full-fledged CVD. However, it makes it possible to eliminate ambiguity in the interpretation of long-term pressure stabilization curves (CSD) recorded during stable well operation, control reservoir production, increase the coverage of the well fund by research without additional long-term studies, and, accordingly, production losses.

Conclusions. The advantages of the technology include: 1. the ability to operationalize the process of assessing the energy state of a deposit and, as a result, improve the quality of decisions made during field development, 2. the ability to implement digital Oil Field monitoring tools, 3. ease of software implementation and implementation into existing software tools. It was found that the accuracy of forecasting depends on the quality of the initial data describing the filtration and capacitance properties (FEZ) of an operational facility or regions with similar development conditions. The results of the algorithm allow us to conclude about the effectiveness of the proposed solution and show the importance of these technical stops in understanding the dynamics of reservoir pressure.

Keywords: digital field, reservoir pressure, pressure recovery curve, pressure stabilization curve, regression analysis, technological stops

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

For citation: Savchenko V.O., Kartavtseva I.A., Abdullaev R.A., Khodakov I.O., Simonov M.V. Application of the digital twin of the field to control the development and automation of the assessment of the energy state of the reservoir. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):147–157. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-147-157>

Manuscript received 17.04.2024

Accepted 25.05.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

В практике гидродинамических исследований скважин на сегодня разработано и применяется множество различных гидродинамических, геофизических и промы-

продажительной остановки скважины, которая увеличивается по мере ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и, соответственно, увеличивается выход скважины на радиальный режим фильтрации. В связи с проведением различных геолого-технологических (ГТМ) и организационно-технологических мероприятий (ОТМ) при эксплуатации месторождений существует большое количество кратковременных остановок скважин, которые несут полезную и важную информацию, но системно не интерпретируются. Однако ввиду развития цифровых двойников месторождений задача получения дополнительной геолого-технологической информации о состоянии пласта и скважины может системно решаться.

Также в условиях механизированной добычи наиболее востребованной технологией гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на объектах тестируемого месторождения является метод кривой стабилизации давления (КСД). Данный метод основан на записи давления на приеме насоса при запуске и продолжительной работе скважины на стабильном режиме. Технология обладает рядом преимуществ в силу специфики проведения: однозначность выделения режимов течения, достоверность

В УСЛОВИЯХ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ УВ НАИБОЛЕЕ ВОСТРЕБОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЕЙ ГДИ СКВАЖИН ЯВЛЯЕТСЯ МЕТОД КСД, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ КОНТРОЛИРОВАТЬ ВЫРАБОТКУ ПЛАСТА И УВЕЛИЧИВАТЬ ОХВАТ ФОНДА СКВАЖИН БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.

лово-технологических методов для исследования эксплуатационного фонда скважин. Существующие методы отличаются критериями планирования и интерпретации результатов, охватывая широкий спектр возможностей и условий организации системы контроля разработки добывающими компаниями [1].

Актуальной задачей является оптимизация времени остановки скважины на исследование кривой восстановления давления (КВД). Данная проблема связана с необходимостью

определеных фильтрационно-емкостных параметров, снижение потерь добычи, результативность и физическая обоснованность при определении динамики пластового давления при ограниченных размерах зоны дренирования в условиях взаимовлияния скважин. А в случае с низкограниченными коллекторами метод кривой стабилизации давления является единственным методом интерпретации КВД [2]. При этом имеется неопределенность интерпретации КСД за счет разделения влияния выработки пласта и ухудшения качества вскрытия. Из-за чего одно и то же поведение регистрируемого забойного давления можно описать как падением пластового давления, так и загрязнением трещин, изменением скин-фактора. Данную проблему однозначно решает замер КВД. Комбинация методов КСД и КВД при достаточном количестве параметров и необходимом качестве замеров позволяет получить максимальный комплекс параметров с высокой достоверностью результатов. Таким образом, возникает потребность в получении кривой восстановления давления и оценке пластового давления без проведения длительного исследования, на основании данных, полученных с остановок различной продолжительности на скважинах при проведении ОТМ и ГТМ и предшествующих им режимам стабильной работы скважины. Описанные в работе алгоритмы и методики реализованы в цифровой среде, подключенной к базам данных добывающего общества с возможностью хранения, загрузки и обработки различных параметров режима работы скважин и элементов сети сбора и транспорта с целью автоматизации поиска скважин-кандидатов на «исследование

КСД — прогнозирование КВД» и интерпретации данных.

МЕТОДИКА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ И ПОИСКА КАНДИДАТОВ-ЗНАЧЕНИЙ ДЛЯ АНАЛИЗА

Автоматизация поиска остановок скважин и периодов стабилизации давления осложнены рядом факторов: «зашумленность» замеров давления на датчике телеметрической системы (ТМС), пропуски и выбросы в данных. Для предварительной подготовки данных в работе использован алгоритм первичной обработки данных, суть которого состоит в обработке замеров давления на ТМС. Сама процедура алгоритма проводится следующим образом:

1-й шаг — удаление нулевых значений и выбросов (более 350×10^6 Па и менее 10×10^6 Па). Заполнение пропущенных значений интерполяцией на основе соседних значений.

2-й шаг — сглаживание кривой путем подбора коэффициентов полинома пятой степени. Для каждой пары замеров (фактическое значение — значение полинома) одного временного шага считалось абсолютное отклонение. Если абсолютное отклонение превышало $0,5 \times 10^6$ Па (то есть в данной области присутствует зашумленность данных) — точка фактического замера удалялась, а полином пятой степени перестраивался на оставшиеся данные. Заполнение пропущенных значений осуществлялось на основе значений перестроенного полинома соответствующих временных шагов.

Графики исходной и результирующей кривой представлены на **рис. 1** и **2**.

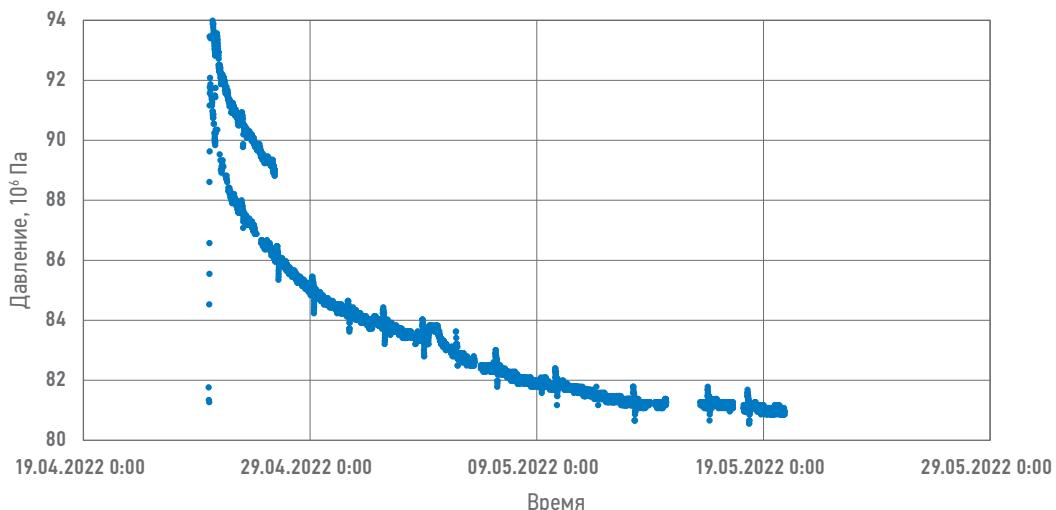


Рис. 1. Исходные данные кривой стабилизации давления. Составил В.О. Савченко
Fig. 1. Initial data of the pressure stabilization curve. Prepared by Vladislav O. Savchenko

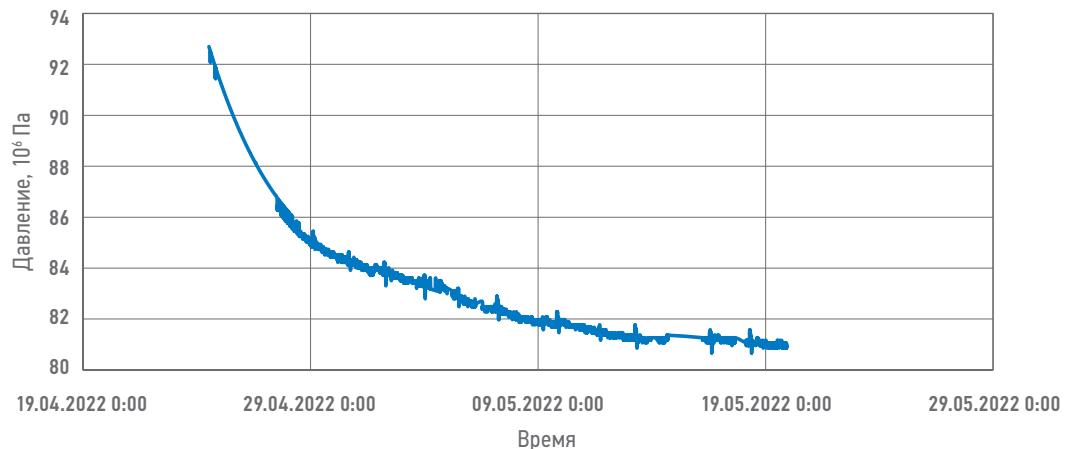


Рис. 2. Обработанные данные кривой стабилизации давления. Составил В.О. Савченко
Fig. 2. Processed data of the pressure stabilization curve. Prepared by Vladislav O. Savchenko

За период КСД брался начальный период работы скважины (запуск) на определенном режиме до первой остановки.

Для нахождения остановок под интерпретацию КВД подбирались периоды нулевой силы тока погружного электродвигателя установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). Для корректного поиска технологических остановок скважин периодического кратковременного включения (ПКВ) продолжительность найденного периода проверялась на минимальное время остановки для соответствующего объекта разработки (4 ч для высокопроницаемого и 12 ч для низкопроницаемых). Внутри выбранного временного периода проверялось давление на датчике ТМС на монотонность (неубывание) в течение всего периода нулевой силы тока. Начало периода роста давления проверялось на значение коэффициента межремонтного периода эксплуатации насоса (больше или равно 30 дней — остановка записывалась, меньше — остановка отсеивалась).

ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Скважины рассматриваемого месторождения оборудованы датчиками ТМС, которые находятся на глубине спуска УЭЦН. В момент остановки скважины важным фактором выступает бесперебойность работы датчика для регистрации давления на приеме насоса.

Имея информацию о замерах давления на глубине спуска насоса, плотности добываемой продукции (представленной в виде жидкости или газожидкостной смеси в зависимости от отношения забойного давления и давления насыщения), а также глубинах верхних дыр перфорации (ВДП) и спуска насоса, давление на глубине ВДП

рассчитывается по формуле (1) на каждом временном шаге КСД и КВД:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{ТМС}} + \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{ВДП}} - H_{\text{сп}}). \quad (1)$$

Обязательным условием перед расчетом является проведение анализа кривой давления на приеме насоса. Кривая восстановления давления должна иметь монотонный характер возрастания без участков с резким изменением давления.

МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ КСД

Для автоматизации нахождения периода радиального режима фильтрации на билогарифмическом графике КСД используется эмпирическое правило «окончание периода эффекта ВСС наблюдается на билогарифмическом графике через 1,5 логарифмического цикла от окончания единичного наклона». В данной методике кривая восстановления давления разбивается на малые участки, на каждом из которых находится производная. При нахождении участка с нулевой производной отсчитывается 1,5 логарифмического цикла, и найденная точка принимается за начало режима радиального потока. Отрезок от этой до конечной точек также разбивается на малые участки для проверки производной на каждом из участков условия равенства нулю.

В результате выделения бесконечно действующего радиального потока на кривой стабилизации давления определяются скрин-фактор (по разности кривых давления и производной давления) и проницаемость пласта. Для этого из геолого-физической характеристики продуктивных пластов берутся такие показатели, как вязкость и объемный коэффициент нефти, эффективная толщина

пласта (в зависимости от принадлежности скважины объекту разработки).

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КВД И ОПТИМИЗАЦИЯ ПОИСКА КОЭФФИЦИЕНТОВ РЕГРЕССИОННОЙ МОДЕЛИ

Как правило, поведение КВД описывается типовой кривой, которая имеет вид — относительно быстрый рост давления в первое время остановки затухает, и с течением времени динамика давления стремится к некой асимптоте, появляющейся по мере приближения значения забойного давления к пластовому. Для анализа зависимости между временем и давлением используется регрессионный анализ.

Прогнозирование значений пластового давления осуществляется при помощи регрессионной модели, поэтому ее правильная настройка значительно влияет на точность расчетов. Регрессионная модель представляет собой функцию, описывающую зависимость между количественными характеристиками системы и содержащую неизвестные значения параметров (коэффициенты регрессии).

Выбранный инструмент прогнозирования должен учитывать теоретические аспекты и физическую основу поведения кривой, поэтому перед постановкой физико-математической модели необходимо учесть теоретические основы и изучить существующие аналитические описания поведения давления в остановленной скважине.

Первым этапом в создании регрессионной модели является подбор вида функции, которые представлены в **табл. 1** (у — давление, x — время с момента остановки).

В ходе исследования тестирование проведено на ряде скважин. Ниже представлены результаты тестирования по применению различных моделей на типовой наклонно-направленной нефтяной скважине, оборудованной УЭЦН: состав притока — нефть и вода; проницаемость около $(25-30) \times 10^{-3}$ мкм²; интегральный скин-фактор равен нулю; дебит после притока небольшой, длительность остановки порядка 10 часов.

Несмотря на хорошее совпадение исходных и рассчитанных значений, поведение кривой физически не согласуется с типовым поведением кривой восстановления давления, а линейно возрастает без выхода на асимптоту. Регрессия для функции квадратного корня ближе к типовой КВД на начальном этапе исследования, однако такая модель не описывает поведение фактической КВД

при выполнении кривой и приближении к пластовому давлению. Другими словами, происходит рост давления без выхода на асимптоту, хоть и не такое интенсивный, как для линейной регрессии. При этом наблюдается существенное отклонение рассчитанных значений от фактических.

Функция арктангенса входит в семейство функций класса сигмоид и, строго говоря, не является типовой регрессионной моделью. Однако данная функция представляет интерес ввиду схожести ее с типовой кривой КВД для случая учета притока в скважину (в случае, когда дебит послепротока существенный и приводит к резкому восстановлению давления в скважине и быстро выходит на асимптоту пластового давления). Для получения релевантных данных необходимо настроить выборку таким образом, чтобы начальный участок характеризовался динамикой пластового давления.

Получаемые данные на полиномиальных моделях, моделях показательной, степенной и экспоненциальной функций не могут быть никак обработаны для получения хоть сколько-нибудь значимых данных, описывающих действительное поведение КВД. Фактические точки хорошо аппроксимируются полиномом пятой степени, но после последней фактической точки появляется загиб кривой и «нефизичное» поведение давления.

В ходе тестирования типовых моделей (**табл. 1**) выявлена слабая предсказательная способность данных моделей, в том числе и при различных комбинациях исходных данных и результатов регрессии.

В результате проведенного анализа предложено использовать две регрессионные модели в зависимости от учета притока жидкости к скважине, так как приток жидкости к скважине после ее остановки влияет на начальный участок КВД и приводит к необходимости использования различных регрессионных моделей.

Таблица 1. Виды тестируемых регрессионных моделей
Table 1. Types of regression models under test

Модель	Вид функции
Линейная	$y = ax + b$
Арктангенс	$y = \operatorname{arctg}(ax) + b$
Квадратный корень	$y = a\sqrt{x} + b$
Полиномиальная	$y = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_nx^n + b$
Показательная	$y = ab^x + c$
Степенная	$y = ax^b + c$
Экспоненциальная	$y = e^{ax+b}$

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КВД В СЛУЧАЕ ОТСУТСТВИЯ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ

В реальной практике ГДИС вообще отсутствие притока к скважине практически не встречаются, так как для этого требует закрытие скважины на забое, что при различных кратковременных остановках и не-посредственно в ходе самих исследований не производится. Однако для части пластов такой подход иногда применяется в случае малых проницаемостей как самого пласта, так и призабойной зоны скважины. При нейко выраженной динамике фильтрации флюида в пласте и малых дебитах послепротока наблюдается постепенное восстановление давления на забое.

Рассмотрим условия остановленной скважины для радиального режима течения для случаев:

- период работы скважины до остановки $t_{\text{раб}}$ значительно больше периода остановки $t_{\text{ост}}$ ($t_{\text{раб}} \gg t_{\text{ост}}$);
- оба периода соизмеримы ($t_{\text{раб}} \cong t_{\text{ост}}$).

Рассматриваемый радиальный режим остановленной скважины предполагает постоянство объемного дебита скважины в промежутке времени ее работы и полное прекращение притока в момент остановки. Условия остановленной скважины без учета притока описываются моделью Хорнера (2), рассматривающей закрытие скважины, как одновременное воздействие двух процессов: отбора с постоянным дебитом $q = \text{const}$ и нагнетания с дебитом $-q = \text{const}$ [3, 4].

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \frac{q \mu b}{4\pi k h} \ln \frac{t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}}{t_{\text{ост}}}, \quad (2)$$

где ΔP — разница между пластовым и забойным давлениями, Па; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление, Па; $P_{\text{заб}}$ — забойное давление, Па; q — дебит скважины до остановки, $\text{м}^3/\text{с}$; μ — вязкость нефти, Па·с; b — объемный коэффициент, $\text{м}^3/\text{м}^3$; k — проницаемость пласта, м^2 ; h — эффективная толщина пласта, м; $t_{\text{раб}}$ — время работы скважины до остановки, с; $t_{\text{ост}}$ — время остановки скважины, с.

Для случая, когда время работы скважины много больше времени остановки скважины, можно предположить о стационарном режиме работы. Тогда уравнение (2) принимает вид (3) [3, 4]:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \frac{q \mu b}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa t}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (3)$$

где κ — коэффициент пьезопроводности, $\text{м}^2/\text{с}$; $r_{\text{пр}}$ — приведенный радиус скважины, м. Очевидно, что данный случай описывается следующим уравнением регрессии (4) при условии неизменности

пьезопроводности и приведенного радиуса во времени:

$$y = a \cdot \ln(x) + b. \quad (4)$$

Как видно, при построении модели выделено два коэффициента регрессии модели: a — начальный множитель перед натуральным логарифмом, b — для учета точки отсчета (давления в момент остановки). Независимая переменная x — время с момента остановки, зависимая переменная y — это давление. Коэффициент a рассчитывается исходя из установленных ранее параметров: по интерпретации КСД (k), геолого-физической характеристики продуктивных пластов (h, μ, b) и режима работы скважины до остановки (q). Коэффициент a — константа, в регрессионном анализе не участвует.

Таким образом, уравнение (4) описывает условия скважины при отсутствии послепротока. Данные условия характерны для низкопроницаемых коллекторов при относительном постоянстве физико-химических свойств поступающей из пласта продукции.

В случае, когда время работы скважины, соизмеримо со временем последующей ее остановки, при этом скважина работала на нестационарном режиме, уравнение (2) принимает следующий вид (5) [3, 4]:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \frac{q \mu b}{4\pi k h} \ln \frac{t_{\text{раб}} \cdot t_{\text{ост}}}{t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}}. \quad (5)$$

Случай описывается следующим уравнением регрессии (6):

$$y = a \cdot \ln \left(\frac{c \cdot x}{c + x} \right) + b. \quad (6)$$

При построении модели выделено три коэффициента регрессии модели: a — начальный множитель перед натуральным логарифмом, c — время работы перед остановкой, b — для учета точки отсчета (давления в момент остановки).

В данном случае коэффициенты a и c — это константы и в регрессионном анализе не участвуют.

Особенностью первой регрессионной модели является отсутствие вертикальных асимптот у графика натурального логарифма, что приводит к бесконечному возрастанию давления. В связи с этим традиционные методы определения пластового давления для рассчитанных кривых не подходит и требуется собственная методика для определения пластового давления для таких кривых. Вторая модель имеет горизонтальную асимптоту, численно равную пластовому давлению.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КВД ДЛЯ СЛУЧАЯ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ

Последприток приводит к резкому восстановлению давления за короткий промежуток времени и к необходимости учета сопутствующих эффектов, например сжатия и растворения газа и изменения плотности газожидкостной смеси, что усложняет расчет давления на приеме насоса в забойное для формирования участка восстановления давления для последующей регрессии. В результате снижается предсказательная способность описанных выше моделей. Последприток проявляется при следующих факторах:

- 1) при высоких проницаемостях пласта и хороших фильтрационно-емкостных свойствах (в том числе вызванных ГРП и МГРП);
- 2) при резком изменении плотности поступающей продукции / перераспределении фаз продукции (накопление на забое тяжелой фазы, выделение газа).

На основе анализа замечена следующая тенденция в поведении кривых: чем выше проницаемость, тем больше дебит последпритока и, соответственно, тем быстрее достигается точка перегиба, после которой давление восстанавливается очень медленно.

За основу возьмем дифференциальный метод определения параметров пласта с учетом последпритока [5] (после дифференцирования):

$$\Delta P = P_{\text{пп}} - P_{\text{заб}} = (q - Q(t)) \frac{\mu b}{4\pi k h} \left(\ln \frac{2,25 \kappa}{r_{\text{пп}}^2} + \frac{q \cdot \ln t + Q(t) \cdot \ln(1/t)}{q - Q(t)} \right), \quad (7)$$

где $Q(t)$ — дебит последпритока в момент времени t , с (измеренный на поверхности), $\text{м}^3/\text{с}$. Как видно, прогнозирование КВД с учетом притока является нетривиальной задачей в силу изменения последпритока во времени, а формула (7) выведена с допущением об изменении дебита последпритока от максимального значения в момент остановки до нуля в конечный момент регистрации КВД (T) с равномерным затуханием, из уравнения (7) получим:

$$\Delta P = P_{\text{пп}} - P_{\text{заб}} = (q - q \cdot (T - t)) \frac{\mu b}{4\pi k h} \left(\ln \frac{2,25 \kappa}{r_{\text{пп}}^2} + \frac{q \cdot \ln t + (qT - qt) \cdot \ln(1/t)}{q - qT + qt} \right), \quad (8)$$

т. к. $Q(t) = q(T - t)$.

В связи с чем уравнение регрессии для данного случая выглядит следующим образом:

$$y = (a + bx) \cdot d \cdot \left(c + \frac{b \ln x + (e - bx) \ln(1/x)}{a + bx} \right), \quad (9)$$

где b, d, c — константы.

ОЦЕНКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ЗНАЧЕНИЙ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Уравнение регрессии натурального логарифма бесконечно возрастает на всей оси абсцисс, поэтому необходим особый подход для определения такой точки кривой, значение которой можно принять за пластовое давление.

Пластовое давление соответствует точке КВД, принимаемой за выход на радиальный фильтрационный поток (РФП). Время выхода, по истечении которого в пласте наступает установившееся состояние (РФП), определяется по формуле А. Чатаса (10) [6] с учетом данных статистики по имеющимся актуальным отчетам интерпретации ГДИС опорного фонда месторождения.

$$t_y \approx \frac{m \beta_{\text{ж}} R_{\text{k}}^2}{4k/\mu}, \quad (10)$$

где t_y — время достижения установившегося состояния, с; R_{k} — радиус контура питания, см; $\beta_{\text{ж}}$ — коэффициент сжимаемости жидкости, атм^{-1} ; m — коэффициент пористости, д. ед; k — коэффициент проницаемости, Д ; μ — коэффициент вязкости в пластовых условиях, сПз .

Рис. 3 показывает полученные степенные зависимости времени выхода на установившееся состояние пласта от коэффициента продуктивности для высокопроницаемого пласта АС₉ (синие точки) и для низкопроницаемых пластов АС₁₀₋₁₁, АС₁₂ (оранжевые точки), которые могут уточняться по мере проведения длительных КВД на скважинах.

Для прогнозируемой кривой предполагается обязательный выход на РФП (время прогнозирования подобрано таким образом, чтобы обязательно включать момент выхода).

При работе с другими объектами разработки необходимо формировать аналогичные актуальные зависимости.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Апробация подхода проводилась на активе Группы компаний «Газпром нефть» — новом крупном нефтяном месторождении ХМАО-Югра. На месторождении выделено четыре эксплуатационных объекта: один высокопроницаемый и три низкопроницаемых.

В качестве примера реализации описанного подхода выбрана скважина, оборудованная УЭЦН с ТМС, эксплуатирующая высокопроницаемый пласт, проницаемость которого около $26 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. За два года до остановки

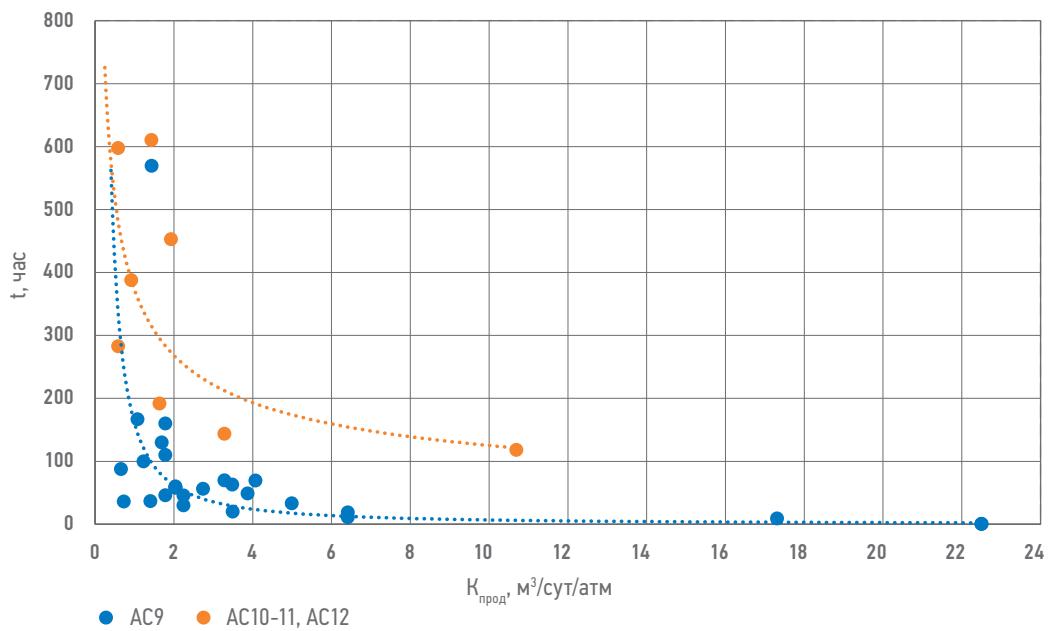


Рис. 3. Зависимость времени выхода на установившееся состояние пласта от коэффициента продуктивности для высокопроницаемого пласта AC₉ (синие точки) и для низкопроницаемых пластов AC₁₀₋₁₁, AC₁₂ (оранжевые точки). Составил В.О. Савченко

Fig. 3. Dependence of the time to reach the steady state of the formation on the productivity coefficient for the highly permeable AC₉ formation (blue dots) and for the low-permeable AC₁₀₋₁₁, AC₁₂ formations (orange dots). Prepared by Vladislav O. Savchenko

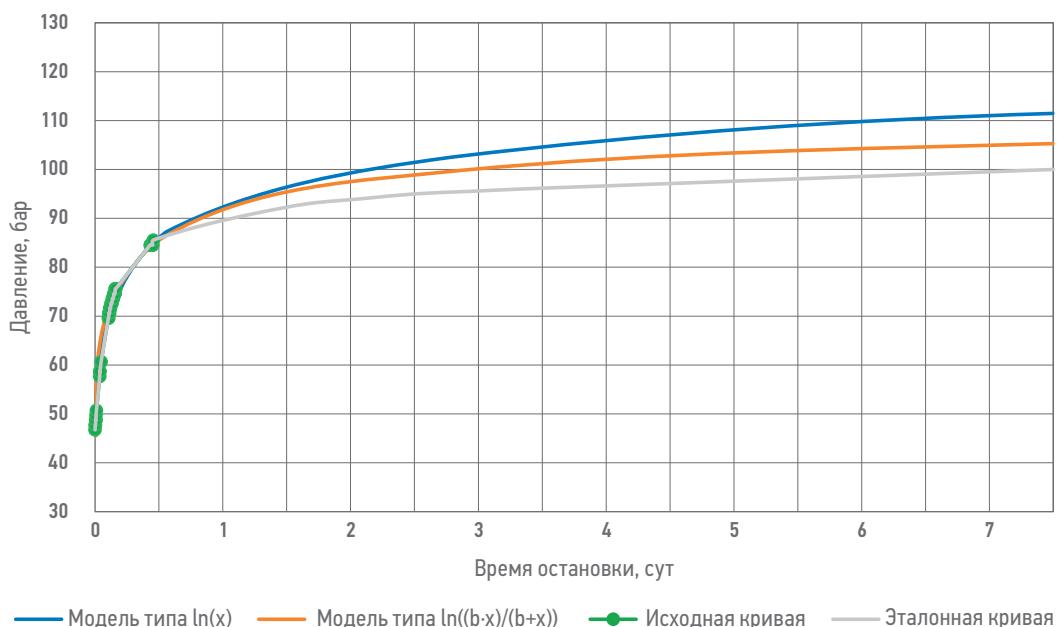


Рис. 4. Сравнение результатов регрессионных моделей и фактического замера КВД. Составил В.О. Савченко
Fig. 4. Comparison of the results of regression models and the actual measurement of pressure build-up curve. Prepared by Vladislav O. Savchenko

ГДИС на скважине проведен гидроразрыв пласта. На скважине зафиксирована технологическая остановка в июле 2022 года продолжительностью 11 часов, закрытие произведено на устье.

На **рис. 4** представлено сравнение результатов предложенного в статье подхода к кривой, полученной на коммерческом

программном обеспечении (эталонная кривая, рисунок). Для условий тестируемой скважины (высокая проницаемость) более подходящей является модель для случая отсутствия послепротока. Расчетное пластовое давление, полученное путем интерполяции для зависимости времени восстановления от коэффициента

продуктивности для высокопроницаемого пласта на сгенерированной моделью кривой, составило 106,5 атм (по отчетам интерпретации на глубину ВДП 100,5 атм).

Метрики качества модели, следующие:

- среднеквадратическая ошибка $MSE = 13,561$;
- квадрат среднеквадратичной ошибки $RMSE = 3,682$;
- средняя абсолютная ошибка $MAE = 1,873$;
- коэффициент детерминации $R^2 = 0,854$.

На **рис. 5** представлены результаты сравнения давлений, полученные на основании проведенных расчетов по представленному в статье подходу (ось ординат), и пластовых давлений, полученных из фактической интерпретации в коммерческом программном обеспечении (ось абсцисс). Проведённый анализ показывает, что предложенный в статье подход имеет высокую степень достоверности и может быть применим в операционной деятельности при управлении добычей.

ВЫВОДЫ

В результате использования данных технических остановок и известных аналитических решений можно повысить качество контроля энергетического состояния пласта, получать кривые восстановления давления, с высокой долей точности воспроизводить КВД на основе начального участка и предшествующего стабильного режима работы и рассчитывать пластовое давление.

Описанный в статье подход показывает важность данных кратковременных остановок

для понимания динамики пластового давления.

Таким образом, представлены решения для различных случаев условий остановленной скважины: без и с учетом послепритока, для стационарного и нестационарного режима работы скважины перед остановкой.

Использование предшествующего периода работы скважины на определенном режиме позволяет не только найти параметры пласта, такие как проницаемость и скрин-фактор, но и снизить неопределенность в дальнейшем воспроизведении кривой восстановления давления, зафиксировать часть регрессионных параметров, чтобы не допустить их сильного варьирования в широко меняющемся диапазоне.

Подход в области экстраполяции кривой восстановления давления и оценки пластового давления возможно рассматривать в качестве замены периодических долговременных остановок скважины циклами работы скважины на форсированной и сниженной депрессии, что сведет потери добычи при исследовании к минимуму.

Предложенный алгоритм также обладает преимуществом полной автоматизации всех этапов расчетов и обработки данных, начиная с этапа очистки данных и поиска периодов КСД и КВД, заканчивая экстраполяцией и анализом восстановленной КВД. Благодаря этому данный алгоритм можно реализовать в различных цифровых системах, в том числе на цифровом двойнике месторождения.

Экстраполяция давления по КВД в область больших времен для оценки пластового

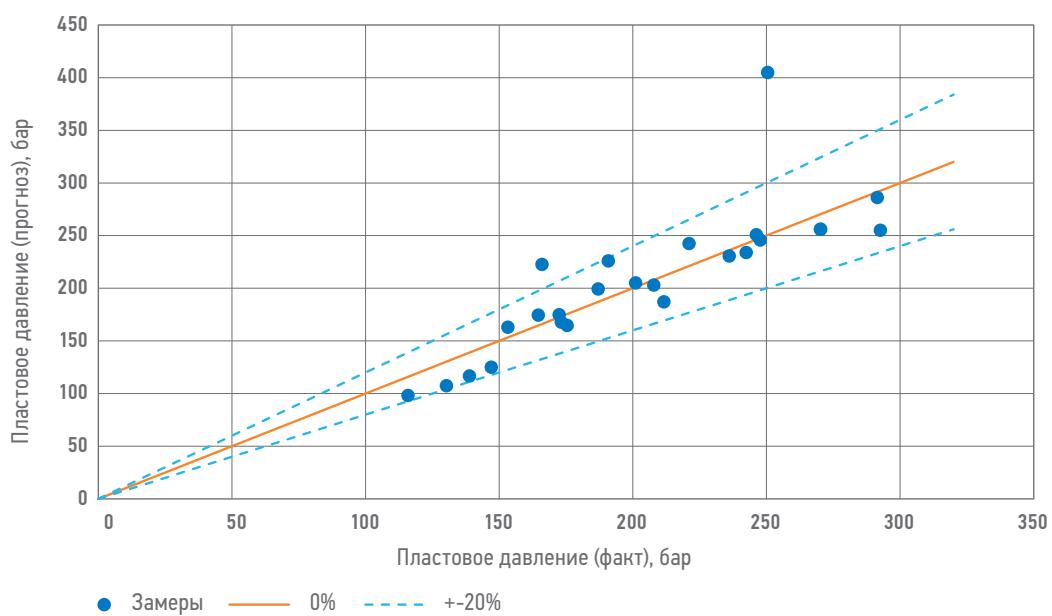


Рис. 5. Кросс-плот пластового давления для скважин. Составил В.О. Савченко
Fig. 5. Cross-reservoir pressure raft for wells. Prepared by Vladislav O. Savchenko

давления имеет очень ограниченное применение. Это допустимо для классического случая оценки пластового давления при выходе на радиальный режим течения. Тогда подобная аппроксимация

правомерна, поскольку мы с высокой долей уверенности можем говорить, что тот темп изменения давления, который мы выявили при этом режиме, сохранится в дальнейшем.

Список литературы

1. Кременецкий МИ, Ипатов АИ. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: учеб. пособие. — Москва: МАКС Пресс, 2008. — 476 с. — ISBN 978-5-317-02630-1.
2. Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. — 2019. — № 10. — С. 26–32.
3. Даuletbaev А.Я, Асалхузина Г.Ф, Уразов РР, Сарапулова ВВ. Гидродинамические исследования скважин в низкопроницаемых коллекторах. Новосибирск: ООО «ДОМ МИРА», 2023. — 176 с.
4. Ипатов АИ, Кременецкий МИ. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. Москва: изд-во НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. — 780 с. — ISBN 5-93972-474-4.
5. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. Москва: Изд-во «Наука», 1998. — 304 с. — ISBN 5-02-002520-8.
6. Чернов Б. С., Базлов М.Н., Жуков АИ. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. — Москва: Гостоптехиздат, 1960. — 319 с.
7. Савченко В. О., Горидко К.А., Каратавцева И.А., Абдулаев Р.А. Подход к оценке пластового давления и вида кривой восстановления давления при кратковременных остановках нефтяных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 12. — С. 40–45. — <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-40-45>

References

1. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Hydrodynamic and field-technological research of wells*: textbook. manual. Moscow: MAKS Press, 2008. — 476 p. — ISBN 978-5-317-02630-1.
2. Martyushev D.A., Slushkina A.Yu. Assessment of the informative value of determining the filtration parameters of the reservoir based on the interpretation of pressure stabilization curves // *Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering*. — 2019. — №. 10. — Pp. 26–32.
3. Davletbaev A.Ya, Asalkhuzina G.F., Urazov R.R., Sarapulova V.V. *Hydrodynamic studies of wells in low-permeability reservoirs*. Novosibirsk: House of peace LLC, 2023. — 176 p.
4. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. *Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits*. Moscow: publishing house of SIC "Regular and chaotic dynamics", 2005. — 780 p. — ISBN 5-93972-474-4.
5. Shagiev R.G. *Investigation of wells by KVD*. Moscow: "Science", 1998. — 304 p. — ISBN 5-02-002520-8.
6. Chernov B. S., Bazlov M.N., Zhukov A.I. *Hydrodynamic methods of well and reservoir research*. Moscow: Gostoptehizdat, 1960. — 319 p.
7. Savchenko V.O., Goridko K.A., Karatavtseva I.A., Abdulaev R.A. An approach to assessing reservoir pressure and the type of pressure recovery curve during short-term shutdowns of oil wells equipped with electric centrifugal pumps // *Oil industry*. — 2023. — №. 12. — Pp. 40–45. — <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-40-45>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.О. Савченко — разработка методик прогнозирования, оценка и тестирование результатов, консультация с экспертами, разработка концепции статьи и подготовка текста, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.А. Каратвцева — методологическое сопровождение и внедрение инструмента, подготовка текста статьи, оценка и тестирование результатов.

Р.А. Абдуллаев — методологическое сопровождение и внедрение инструмента.

И.О. Ходаков — экспертная поддержка по сопровождению и внедрению инструмента.

М.В. Симонов — экспертная поддержка по сопровождению и внедрению инструмента, контроль за внедрением.

Vladislav O. Savchenko — development of forecasting methods, evaluation and testing of results, consultation with experts, development of the concept of the article and preparation of the text, I agree to take responsibility for all aspects of the work.

Irina A. Kartavtseva — methodological support and implementation of the tool, preparation of the text of the article, evaluation and testing of results.

Rafael A. Abdullaev — methodological support and implementation of the tool.

Ilya O. Khodakov — expert support for maintenance and implementation of the tool.

Maxim V. Simonov — consulting and expert support on methodological support and implementation of the tool, implementation control.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владислав Олегович Савченко* — ведущий специалист, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
РИНЦ Author ID: 1244441

Ирина Александровна Картавцева — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Рафаэль Азирович Абдуллаев — руководитель службы, Группа компаний «Газпром нефть»

Илья Олегович Ходаков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Vladislav O. Savchenko* — Leading specialist, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
РИНЦ Author ID: 1244441

Irina A. Kartavtseva — Discipline head, Gazprom neft company group

Rafael A. Abdullaev — Head of the service, Gazprom neft company group

Ilya O. Khodakov — Discipline head, Gazprom neft company group

Maxim V. Simonov — Head of centre, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ КОВРА БУРЕНИЯ И ОЦЕНКА РИСКОВ БУРЕНИЯ НОВЫХ СКВАЖИН И ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТВОЛОВ В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Я.В. Иванова^{1,*}, М.В. Окунев²

¹ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского», РФ, Саратов

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. Исследовать применение генетических алгоритмов для решения задачи о поиске оптимального варианта ковра бурения/зарезок боковых стволов.

Материалы и методы. Для обоснования рентабельности разработан алгоритм на python, позволяющий оценить и снизить риски финансовых потерь при принятии решения о бурении новых скважин за счет выбора оптимального варианта из всех возможных. Для оптимизации процесса принятия решений предлагается генетический алгоритм, основанный на комбинации профилей добычи таким образом, чтобы одновременно поддерживать полку по добыче на этапе стабилизации уровня добычи и минимизировать капитальные расходы на ввод новых скважин/боковых стволов в условиях геологических неопределенностей. Исследование выполнялось на основе материалов, включавших в себя проектные профили добычи скважин, а также удельные экономические показатели.

Результаты. Использование предлагаемого алгоритма позволило существенно упростить процесс принятия решений за счет отсутствия ручного перебора всех возможных вариантов, а также сформировать обоснованную методику подбора ковра бурения. Для принятия оптимального решения о бурении новых скважин на существующем месторождении необходимо учитывать несколько параметров одновременно. Такой подход называется многомерной оптимизацией, его результатом является выбор одного или нескольких наилучших вариантов. Наибольший интерес представляют собой скважины, имеющие наибольший планируемый дебит (то есть в итоге наибольшую прибыль) и влекущие за собой наименьшее количество затрат.

Заключение. Идея многомерной оптимизации реализована с помощью генетического алгоритма, который основывается на теории вероятностей и законе больших чисел и позволяет сделать оптимальный выбор в пользу той или иной стратегии бурения пула новых скважин. Предлагаемый подход может быть успешно применен для решения задач оптимизации разного типа.

Ключевые слова: машинное обучение, генетические алгоритмы, бурение скважин, геологическая неопределенность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Иванова Я.В., Окунев М.В. Применение генетических алгоритмов для формирования ковра бурения и оценка рисков бурения новых скважин и проведения зарезок боковых стволов в условиях геологической неопределенности. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. 2024;9(3):158–163.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-158-163>

Статья поступила в редакцию 13.03.2024

Принята к публикации 26.04.2024

Опубликована 30.09.2024

APPLICATION OF GENETIC ALGORITHMS FOR FORMATION OF A DRILLING CARPET AND RISK ASSESSMENT OF DRILLING NEW WELLS AND SIDETRACKING IN CONDITIONS OF GEOLOGICAL UNCERTAINTY

Iana V. Ivanova^{1,*}, Maxim V. Okunev²

¹Saratov National Research State University named after N.G. Chernyshevsky, RF, Saratov

²Gazprom neft company group, RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. Study of the use of genetic algorithms to solve the problem of finding the optimal version of the drilling/sidetracking carpet.

Materials and methods. To justify the profitability of drilling, a python algorithm has been developed to assess and reduce the risks of financial losses when deciding to drill new wells by choosing the optimal drilling option from all possible ones. To optimize the drilling decision-making process, a genetic algorithm is proposed, based on a combination of production profiles in such a way as to simultaneously maintain a production plateau at the stage of stabilization of production levels and minimize capital costs for commissioning new wells/laterals in conditions of geological uncertainties.

Results. The use of the proposed algorithm made it possible to significantly simplify the decision-making process on drilling new wells due to the absence of manual enumeration of all possible options, as well as to create a well-founded methodology for selecting a drilling carpet. To make a competent decision on drilling new wells in an existing field, it is necessary to take into account several parameters simultaneously. This approach is called multidimensional optimization, and its result is the selection of one or more best options. The most interesting are the wells that have the highest planned flow rate (that is, ultimately the greatest profit) and entail the least amount of costs.

Conclusion. The idea of multidimensional optimization is implemented using a genetic algorithm, which is based on the theory of probability and the law of large numbers and allows you to make the optimal choice in favor of a particular strategy for drilling a pool of new wells. The proposed approach can be successfully applied to solve optimization problems of various types.

Keywords: machine learning, genetic algorithms, well drilling, geological uncertainty

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

For citation: Ivanova I.V., Okunev M.V. Application of genetic algorithms for formation of a drilling carpet and risk assessment of drilling new wells and sidetracking in conditions of geological uncertainty. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):158–163. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-158-163>

Manuscript received 13.03.2024

Accepted 26.04.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

В активах компании «Газпром нефть» имеется большое количество месторождений, при разработке которых вовлекаются запасы пластов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), а также залежи с небольшими остаточными запасами. Для принятия оптимальных решений о проведении зарезок боковых стволов (ЗБС) на месторождениях, где ведется добыча или о бурении новых скважин, необходимо учитывать ряд ключевых параметров одновременно. Наибольший интерес представляют скважины, потенциально имеющие наибольшую добычу, бурение которых влечет за собой наименьший объем затрат.

Для принятия решения о проведении ЗБС или о бурении авторами разработан алгоритм, позволяющий делать выбор в пользу самых рентабельных скважин из всего планируемого к реализации пула с опорой на их прогнозные профили добычи, а также на объем затрат, необходимый для вовлечения запасов под этими скважинами. Такой подход называется многомерной оптимизацией.

В рамках данной работы идея многомерной оптимизации реализована с помощью генетического алгоритма в машинном обучении, который опирается на положения теории вероятностей и законе больших чисел, что позволяет сделать оптимальный выбор в пользу

той или иной стратегии бурения новых скважин или предложить варианты зарезок боковых стволов.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Применение генетических алгоритмов в нефтяной отрасли является новой методикой, которая хорошо себя зарекомендовала в условиях разработки месторождений России, так как в большинстве объектов существует ряд проблем, связанных с входными данными, для уточнения которых можно успешно применять предлагаемый подход. Генетические алгоритмы, применяемые в нефтяной отрасли, основаны на использовании математического моделирования, которое позволяет связать воедино геологию и экономику. Такое кросс-функциональное планирование программы бурения новых скважин или проведения зарезок боковых стволов оптимизирует процесс принятия решений.

Применение на практике программного комплекса на основе генетических алгоритмов машинного обучения позволяет обосновывать рентабельность бурения или ЗБС, обеспечивает снижение уровня рисков финансовых потерь, а также позволяет оперативно и качественно проводить анализ эффективности сгенерированных моделей и их реализаций.

Перед введением новой скважины в эксплуатацию выполняется процесс сбора данных

с месторождения, расчет добывчных показателей (запускные дебиты, темпы падения и т.д.), проведение экспертных оценок выбранных параметров месторождения, анализ экономических показателей и анализ рентабельности проекта в целом. Принятию решения о вводе новых скважин в эксплуатацию или о проведении ЗБС на месторождении предшествует геологическое и экономическое обоснование, а также выбор приоритетных целей бурения. В условиях существующих неопределенностей геологических данных эта задача является нетривиальной и требует комплексного подхода. Стандартная процедура принятия решений выполняется экспертом на основе анализа входной информации, полученной по результатам работы экспертов-геологов на месторождении. Для принятия решений о бу-

рении новых скважин напрямую зависит от показателей ФЕС пласта, у компании есть возможность выбирать оптимальную стратегию в зависимости от планируемого бюджета на ввод новых скважин в эксплуатацию и от планируемого уровня добычи, меняя параметры модели.

Генетические алгоритмы построены на прямой аналогии с эволюционным механизмом выживания. Главным объектом исследования является объект популяции, каждый из которых представляет собой возможное решение задачи. Каждый объект оценивается мерой его приспособленности согласно тому, насколько хорошо она стремится к оптимальному решению задачи. При рекомбинации объектов воспроизводятся следующие поколения допустимых решений: при выборе лучших представителей предыдущего поколения, рекомбинации их и получении множества новых объектов по прошествии некоторого заданного числа итераций приходим к наиболее подходящему для решения задачи варианту. Каждое новое поколение имеет более высокий коэффициент приспособленности, таким образом, из поколения в поколение лучшие характеристики распространяются по всему массиву объектов. Рекомбинация наиболее приспособленных особей приводит к тому, что в итоге массив вариантов будет сходиться к оптимальному решению задачи.

Существует большое количество подходов к реализации идеи эволюции в рамках генетического алгоритма. Традиционным считается алгоритм, показанный на **рис. 1**. В настоящее время под термином «генетические алгоритмы» понимается не одна модель, а широкий класс алгоритмов, которые похожи друг на друга подходом, но различны в деталях, влияющих на качество решения задачи.

Для того чтобы применить генетический алгоритм к расчету ковра бурения, необходимо анализ профилей добычи для каждой потенциально планируемой под ЗБС скважины. Эти профили добычи можно получить, зная значение проницаемости, эффективной толщины и вязкости для каждой скважины и по этим данным построить запускные дебиты. Каждый из этих параметров имеет свой коридор значений (геологическую неопределенность), связанную с геологией пласта, неточностями проведения исследования и другими факторами. Эффективная толщина и вязкость характеризуются нормальным распределением значений, проницаемость — логнормальным. Эти параметры входят в формулу Дюпюи для запускного дебита скважины, по которой в программе

РАЗРАБОТАННЫЙ ГЕНЕТИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ НА РУТНОН ПОЗВОЛЯЕТ В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ СНИЗИТЬ РИСКИ ФИНАНСОВЫХ ПОТЕРЬ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ КОВРА БУРЕНИЯ ЗА СЧЕТ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ.

рении новых скважин оцениваются добывчные показатели эксплуатации скважины, такие как начальные дебиты жидкости и нефти, строятся профили добычи жидкости и нефти, а также удельные запасы, приходящиеся на скважину. Следующим этапом формируется решение о необходимости ввода новых скважин в эксплуатацию.

После этого проводят комплексную оценку геологических и экономических показателей. Помимо геологической, разрабатывается финансово-экономическая модель для оценки экономических показателей добычи. Комплексная модель позволит оценить ключевые показатели: начальный дебит жидкости/нефти, геологические и извлекаемые запасы; профиль добычи по годам, а также экономические показатели: индекс рентабельности (PI), доход, чистую приведенную стоимость (NPV), расходы, ожидаемые денежные результаты (EMV).

Как показывает практика, необходимость учета геологических рисков и неопределенностей при планировании бурения требует проведения вероятностной оценки основных параметров пласта. Результаты, полученные в рамках данной работы, показали, что применение предлагаемого генетического алгоритма позволяет улучшить качество планирования мероприятий и минимизировать риски проектов. Поскольку экономический

рассчитываются запускные дебиты для каждой потенциально пробуриаемой скважины. Далее строится вероятностное распределение для каждого запускного дебита по скважинам, а после этого снимаются перцентили Р10, Р50 и Р90, чтобы в дальнейшем рассмотреть риски для каждого конкретного кейса. Таким образом, профиль добычи делится на три варианта, каждый из которых оценивается отдельно. Такой вероятностный профиль является входным для начала работы алгоритма.

На первом этапе работы алгоритма из существующих в проекте скважин-кандидатов формируются варианты для проведения ЗБС или бурения. Каждый вариант представляет собой вектор-строку, где индексам элементов строки соответствуют номера существующих скважин, а значениям элементов строки соответствует год проведения ЗБС или бурения. Варианты бурения на начальном этапе формируются случайным образом в количестве N штук. Таким образом генерируется случайная выборка вариантов, на основе которой в дальнейшем строится расчет. Если создать достаточно большое количество вариантов, вероятность получения оптимального варианта существенно повышается. Далее из этих индивидов выбираются те варианты, которые наилучшим образом подходят под условие поддержания полки по добыче (среднеквадратичное отклонение от полки по добыче попадает в диапазон допустимого). В данном случае рассматривается вариант поддержания уровня накопленной добычи в размере $325\ 000\ \text{т} \pm 10\%$ (от 300 000 до 350 000 т ежегодно). В начале работы алгоритм подбирает скважины с наибольшим запускным дебитом, впоследствии дополняя этот набор скважинами с меньшими значениями. Из полученных на первом шаге индивидов создается популяция — это матрица из этих вариантов-векторов, содержащих информацию о году начала бурения и профилях добычи. Далее работа проводится с этой популяцией в трех вариантах — Р10, Р50 и Р90. Варианты в популяцию попадают не все, а только отобранные по условию попадания в условие поддержания полки по добыче на этапе создания популяции.

Генетический алгоритм реализуется следующим образом: из полученной популяции берутся по очереди некоторые варианты. Алгоритм строится на принципе наследования от обоих вариантов элементов путем рекомбинации. Далее из полученных вариантов выбираются те, которые имеют наибольшее значение функции приспособленности, из них далее создаются следующие поколения. Таким образом, если задать

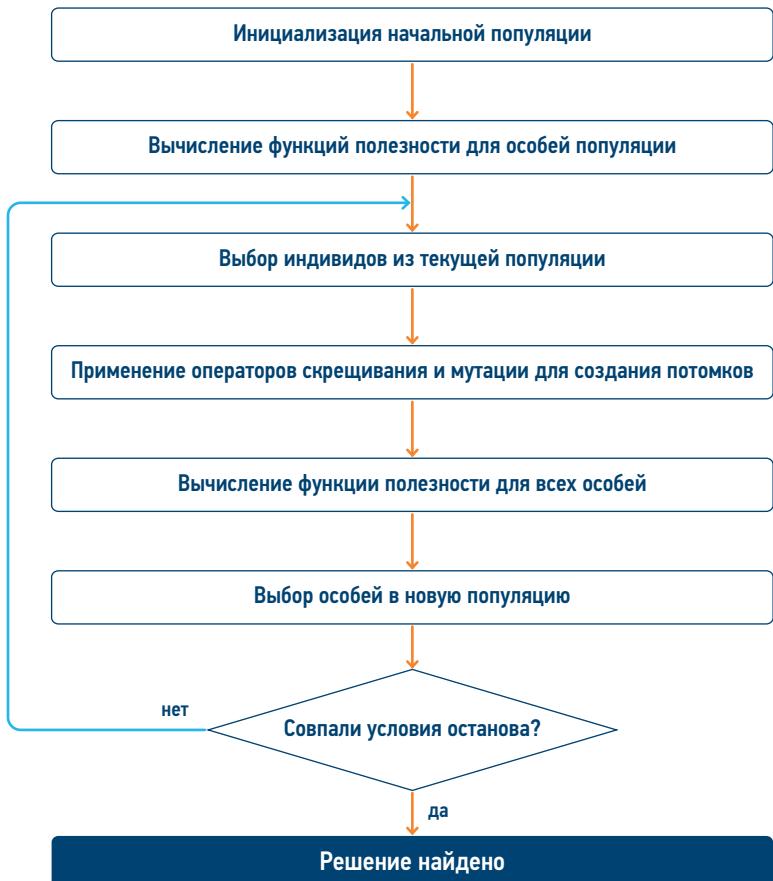


Рис. 1. Схема классического генетического алгоритма [6]
Fig. 1. Scheme of classical genetic algorithm [6]



Рис. 2. Схема алгоритма. Составлено авторами
Fig. 2. Scheme of algorithm. Compiled by the authors

достаточное количество вариантов на старте и достаточное количество итераций для цикла, можно получить оптимальное решение задачи.

В рассматриваемом случае на первом шаге варианты обмениваются частями информации о дате проведения ЗБС или бурения, формируя новые варианты (схема на [рис. 2](#)). Список индивидов ранжируется исходя из максимизации функции выживания. Функцией выживания считается выражение:

$$f(PI, \Delta) = \frac{PI^3}{\Delta}.$$

В данном случае функцией приспособленности является $f(PI, \Delta)$, зависящая от затрат, прибыли и содержащая информацию про поддержание полки по добыче.

Расчет PI — индекса рентабельности, который учитывает затраты и прибыль одновременно, выполняется по формуле:

$$PI = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i},$$

где CF_i — доходы от бурения одной скважины, r — ставка дисконта, t — количество расчетных лет, I_0 — расходы на бурение.

Δ в рассматриваемом случае это среднеквадратичное отклонение от полки, которое рассчитывается по формуле:

$$\Delta = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\Delta_{\text{допустимый}} - \Delta_{\text{текущий}})^2},$$

где n — горизонт планирования (в годах), $\Delta_{\text{допустимый}}$ — максимальное отклонение от полки, $\Delta_{\text{текущий}}$ — текущее отклонение уровня добычи от полки.

Таким образом, $f(PI, \Delta)$ как функция приспособленности алгоритма, позволяет одновременно оценивать и экономическую часть, и часть по поддержанию уровня добычи стабильным, так как наибольшее значение $f(PI, \Delta)$ характеризуется наибольшими доходами и наименьшими расходами, а также наименьшим отклонением от уровня добычи, что и является целевым решением поставленной задачи.

На каждой итерации получаем новую популяцию, состоящую из наиболее приспособленных к жизни вариантов. Итоговым решением задачи является вариант, позволяющий

поддерживать полку по добыче на этапе стабилизации уровня добычи, а также обладающий наибольшим индексом рентабельности $PI > 1,15$.

Для итогового варианта оценивается NPV для каждого из перцентилей P10, P50 и P90 по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_i}{(1+i)^t},$$

где CF — чистый денежный поток в период времени (год), t — период времени, N — число периодов, i — ставка дисконтирования, принятая для расчета в проекте (в рассматриваемом случае 16 %).

Далее оценивается EMV — ожидаемая стоимостная оценка этого кейса:

$$EMV = \sum_{i=0}^N p_i NPV_i,$$

РЕЗУЛЬТАТЫ

Итогом работы алгоритма является суммарный профиль добычи в трех вариантах P10, P50 и P90 для оптимального варианта, а также сам ковер бурения с датами ввода конкретных скважин (рис. 3).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение генетических алгоритмов позволяет существенно упростить процесс принятия решений о бурении новых скважин за счет отсутствия ручного перебора всех возможных вариантов. Для небольшого количества скважин теоретически возможно вручную так подобрать года, в которые нужно осуществлять их бурение, чтобы профили

скв/год	0	1	2	3	4	5	6	7
well0	0	2206,666	2031,468	1773,417	1631,925	1540,673	1465,214	1409,037
well5	0	0	0	0	0	0	0	0
well6	0	0	0	0	0	0	0	0
well7	0	0	0	0	0	0	0	0
well9	0	0	0	0	0	0	0	0
well10	7000,939	6583,017	4506,348	3540,703	3037,388	2761,426	2575,13	2443,566
well11	0	0	2811,355	3416,52	2410,459	1828,91	1444,616	1182,924
well19	0	0	1428,285	1650,176	1416,534	1296,173	1220,183	1158,389
well20	0	0	0	0	0	0	0	0
well28	0	0	0	0	0	0	0	0
well29	7833,466	5900,875	4143,839	3255,614	2706,729	2337,051	2054,481	1842,736
well30	0	0	0	0	2690,553	2739,519	2103,451	1792,757
well33	0	0	0	0	0	1957,794	6078,488	4208,206
Total	14834,41	14690,56	14921,3	13636,43	13893,59	14461,55	16941,56	14037,61

Рис. 3. Результат работы алгоритма — ковер бурения. Составлено авторами
Fig. 3. The result of the algorithm — a drilling carpet. Compiled by the authors

добычи выглядели оптимальным образом. Но обычно в проекте по бурению участвует большее количество скважин-кандидатов, ручной расчет для которых невозможен. Если бурение всех потенциально возможных скважин начать в 1 год, то на старте проекта ожидаемым будет получение максимально возможного значения добычи. Но на практике такое применяется редко из-за неготовности нести большие расходы на бурение скважин на старте проекта. Поэтому бурение новых скважин растягивается во времени. Причем чаще всего это делается с условием поддержания полки по добыче для того, чтобы обеспечить проект стабильным значением

добычи, а значит и стабильным значением прибыли, растягивая расходы во времени. Предлагаемый в статье подход можно настраивать под решаемую задачу. Например, календарь зарезок боковых стволов или календарь ввода новых скважин можно получать за несколько секунд работы алгоритма при наличии входных данных. Также алгоритм может быть уточнен за счет добавления новых показателей в функцию оптимизации, а также настроен под конкретную задачу за счет точной настройки коридора поддержания полки по добыче и уточнения оцениваемых экономических параметров.

Список литературы

1. *Андреас Мюллер*. Введение в машинное обучение с помощью Python: Руководство для специалистов по работе с данными: монография. Москва: Альфа-книга, 2017. — 697 с.
2. *Байков В.А., Бакиров Н.К., Яковлев А.А.* Математическая геология. Введение в геостатистику: монография. — Москва: Изд-во ИКИ, 2012. — Т. 1. — 228 с.
3. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта / учебник, 2-е изд., перераб. и доп. Москва: Недра, 1971. — 312 с.
4. *Демьянов В.В., Савельева Е.А.* Геостатистика. Теория и практика. Москва: Наука, 2010. — 329 с.
5. *Колмогоров А.Н.* Основные понятия теории вероятностей : учебник, 3-е изд. с приложением. Москва: Главная редакция физико-математической литературы «Наука», 1974. — 144 с.
6. Оптимизация нечеткого регулятора. Режим доступа: <https://studfile.net/preview/9369891/page:10/>

References

1. *Andreas Müller. Introduction to Machine Learning with Python.* A guide for data specialists: monograph. Moscow: Alpha Book, 2017. — 697 p.
2. *Baykov V.A., Bakirov N.K., Yakovlev A.A. Mathematical Geology.* Moscow: Izhevsk, 2012. V. 1: Introduction to Geostatistics, 228 p.
3. *Gimatdinov Sh.K. Physics of oil and gas reservoirs:* textbook, 2nd ed., revised and additional. Moscow: Nedra, 1971. 312 p.
4. *Demyanov V.V., Savelyeva E.A. Geostatistics. Theory and practice.* Moscow: Nauka, 2010. 329 p.
5. *Kolmogorov A.N. Basic concepts of probability theory:* textbook, 3rd ed. with an appendix. Moscow: Main Editorial Board of Physics and Mathematics Literature "Science", 1974. 144 p.
6. Optimization of odd controller. Access: <https://studfile.net/preview/9369891/page:10/>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Я.В. Иванова — разработала концепцию статьи, сформировала методику работы алгоритма, протестировала алгоритм, подготовила текст статьи.
М.В. Окунев — оказал экспертную поддержку в области применения результатов исследования.

Iana V. Ivanova — developed the concept of the article, formed the methodology for the algorithm, tested the algorithm, and prepared the text of the article.

Maxim V. Okunev — provided expert support in the application of research results.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Яна Викторовна Иванова* — ведущий специалист, ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г.Чернышевского» 410012, Россия, г. Саратов, ул. Астраханская, д. 83. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Iana V. Ivanova* — Leading specialist, Saratov National Research State University named after N.G. Chernyshevsky 83, Astrakhanskaya str., 410012, Saratov, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Максим Вадимович Окунев — директор программ по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Maxim V. Okunev — Director of product development programs, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

«PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ



Керимова Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ ProNeft@gazprom-neft.ru



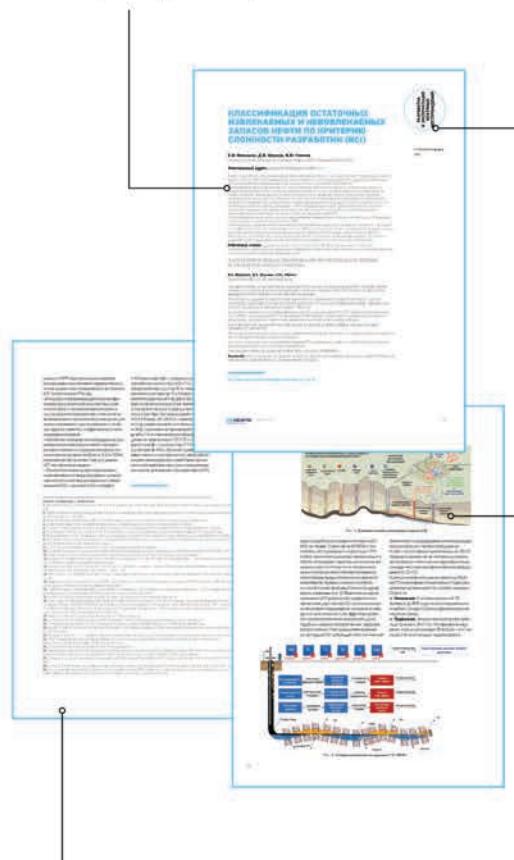
* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна Керимова, ученый секретарь
ProNeft@gazprom-neft.ru

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

ОБЪЕМ СТАТЬИ не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунок.

РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 дп. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СГС.

ФОРМУЛЫ. Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формулном редакторе. Простые формулы и параметры в тексте необходимо выполнять в Word.

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Арктика бросает мне вызов. И я принимаю его! Я готов преодолевать преграды, которые ставит на моем пути бескомпромиссный Север. Эффективно добывать нефть в сложнейших условиях Заполярья – вот задача для настоящего лидера.



Реклама



ГАЗПРОМ
НЕФТЬ

СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU