

PRO НЕФТЬ

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ISSN 2587-7399 (Print)

ISSN 2588-0055 (Online)

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Том 9, № 1, 2024

№ 1 (31) март

Цикл статей по отбору глубинных проб
в многофазных потоках
6 стр.

Математическое моделирование
для настройки режима работы
ЭЦН в ПКВ **78 стр.**

Новый опыт бурения скважины
в условиях поглощений и ГНВП
117 стр.



Техника проходит испытания на месторождениях «Газпром нефти»



PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL

A PERIODICAL SCIENCE & TECHNOLOGY JOURNAL OF GAZPROM NEFT COMPANY GROUP



АГИ
Ассоциация геологов,
геофизиков и инженеров



Геомодель



БайкалГео'24

Научно-практическая конференция

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

I. Пленарная сессия

II. Региональная геология,
геологоразведка и геологическое
моделирование

III. Геофизические методы поиска
и разведки месторождения полезных
ископаемых

IV. Петрофизика и ГИС

V. Бурение и разработка
месторождений нефти и газа

VI. 300 лет Российской академии наук: научные
подходы к решению задач геологоразведки
и разработки месторождений

VII. Эффективные методы изучения
криолитозоны и поисков подземных вод

VIII. Геологоразведка в инвестиционном
планировании

IX. Круглый стол:
Эффективные методы заводнения и
увеличения нефтеотдачи

Окончание приёма тезисов докладов 1 мая 2024 г.

17-21 июня 2024
г. Иркутск

РЕКЛАМА

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, заместитель генерального директора «Газпром нефти»

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

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

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

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

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

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

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

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

Доктор С.А., директор дирекции 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.

Сарваров А.Р., к.т.н., директор дирекции по крупным проектам «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

Ребров Д.А., советник заместителя генерального директора

Слушев Д.Е., руководитель направления

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

ИНДЕКСАЦИЯ

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

PRONEFT.
PROFESSIONALLY ABOUT OIL

ABOUT THE JOURNAL

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

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

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

EDITORIAL BOARD

Vadim V. Yakovlev, Chairman of the Editorial Board, Deputy General Director, Gazprom Neft

Mars M. Khasanov, Editor-in-Chief, Dr. Sci. (Eng.), Scientific Director, Gazprom Neft

Sergey V. Aplonov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, St. Petersburg State University

Ramil N. Bakhtizin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan

Andrey S. Bochkov, Cand. Sci. (Eng.), CEO of Gazpromneft — Technological Partnerships

Alexander V. Bukhanovsky, Dr. Sci. (Eng.), St. Petersburg National Research University of Information Technologies, Mechanics and Optics

Rim A. Valiullin, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Geophysics, Bashkir State University

Alexey A. Vashkevich, Director of the Technology Development Directorate, Gazprom Neft

Sergey V. Golovin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Deputy Chairman of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences for Integrated Development

Sergey A. Doctor, Director of the Production Directorate, Gazprom Neft

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

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

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

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

Denis A. Rebrov, Advisor to the Deputy General Director

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.

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ / GEOLOGY AND EXPLORATIONS

6

Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках.

Часть 1: базовые термины и понятия многофазных потоков

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

Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: Basic terms and concepts of multiphase flows

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

21

Адаптация параметров сейсмической инверсии с целью уточнения петрофизической модели

И.А. Переплеткин, А.В. Буторин, А.А. Волкова

Seismic inversion parameters adaptation to refine petrophysical model

Ivan A. Perepletkin, Aleksandr V. Butorin, Aleksandra A. Volkova

32

Автоматизация выбора частот для RGB-визуализации результатов спектральной декомпозиции

А.В. Буторин

Automatic frequencies selection for RGB representation of the spectral decomposition results

Aleksandr V. Butorin

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

40

Оценка влияния геомеханических эффектов на разработку месторождений в различных условиях

Н.А. Павлюков, М.Д. Субботин, В.А. Павлов

Impact estimation of geomechanical effects on fields development in various conditions

Nikolay A. Pavlyukov, Mikhail D. Subbotin, Valery A. Pavlov

48

Влияние детальности концептуальной геологической модели на воспроизведение фактических показателей разработки на примере Восточно-Мессояхского месторождения

А.В. Полищук, Е.Н. Петренко, Д.Р. Ибрагимова, О.С. Генераленко, А.С. Осипенко,

С.В. Самороков, М.М. Ахмадиев

The influence of geological model resolution on the history matching by the example of the East-Messoyakhskoe field

Anastasiya V. Polishchuk, Ekaterina N. Petrenko, Dina R. Ibragimova, Olga S. Generalenko, Alexey S. Osipenko,

Sergey V. Samorokov, Marcel M. Akhmadiev

58

Обоснование скважины целевой технологии для стимуляции баженовской свиты

Д.Ю. Колупаев, А.С. Угрюмов, О.Ю. Кашников, А.В. Ханов, А.С. Продан, С.Л. Поветкин,

А.М. Брусничкин, С.А. Зырянов

Justification of a well with target technology for stimulation of the Bazhenov formation

Dmitry Yu. Kolupaev, Alexander S. Ugryumov, Oleg Yu. Kashnikov, Alexander V. Khanov,

Artem S. Prodan, Sergei L. Poveikin, Alexey M. Brusnichkin, Sergey A. Zyryanov

70

Создание геологической модели и решение прикладных задач для объектов с пликативным строением ВНК

И.А. Щетинин, Р.Р. Фахртдинов, И.В. Евдокимов, И.И. Шрубковский, Г.Г. Саркисов

Creating a geological model and solving applied problems for objects with a plicative structure of the OWC

Ivan A. Shchetinin, Renat R. Fakhrtidinov, Ivan V. Evdokimov, Ivan I. Shrubkovsky, Gennady G. Sarkisov

Анализ режимов работы и особенности моделирования нестационарного многофазного течения в низкодебитных скважинах с ГС И МГРП, работающих с ЭЦН в режиме ПКВ

Т.С. Ющенко, Е.В. Демин, В.А. Иванов, Р.А. Хабибуллин, А.В. Волков
Case studies and operation features of transient multiphase flow in low-flow wells with multistage fracturing and extended horizontal wellbore operated with ESP in PSA mode

Taras S. Yushchenko, Evgeniy V. Demin, Vladimir A. Ivanov, Rinat A. Khabibullin, Alexey V. Volkov

Анализ трений в НКТ при ГРП по данным устьевого и забойного манометра

Г.А. Манкеев, А.Ф. Фаттахова
Friction pressure loss analysis on typical hydraulic fracturing data
Grigory A. Makeev, Aisylu F. Fattakhova

Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 1: общая классификация подходов

А.А. Лобанов, А.В. Южанинов, В.А. Коваленко, И.А. Тихомиров, М.А. Аксенов, М.А. Звонков, В.Л. Каспирович, Т.С. Ющенко, И.И. Газизуллин, А.А. Охотникова, А.В. Волков, Д.Ю. Колупаев
Practice of downhole sampling in multiphase flows.
Part 1: General classification of approaches

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

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

Применение технологий динамического управления давлением для успешного строительства «небуримой» скважины на Северо-Даниловском месторождении

Д.С. Криволапов, Т.Б. Сорока, А.М. Поляруш, В.Ю. Никитенко, А.В. Аверкин, В.Н. Вислогуз
Application of dynamic pressure management technologies for successful drilling of the «undrillable» well at Severo-Danilovskoe field

Dmitry S. Krivolapov, Taras B. Soroka, Artem M. Polyarush, Viktor Y. Nikitenko, Aleksey V. Aeverkin, Vyacheslav N. Visloguzov

Результаты опытно-промышленных работ модуля для непрерывного мониторинга технологических параметров буровых промывочных жидкостей

М.М. Хасанов, М.А. Черевко, А.Ю. Губарев, С.В. Лахтионов, Д.М. Чукин, Е.Н. Ишметьев
Module (device) "drilling mud analyzer" for continuous monitoring of technological parameters of drilling fluids

Mars M. Khasanov, Mikhail A. Cherevko, Alexey Y. Gubarev, Sergey V. Lakhtionov, Dmitry M. Chukin, Evgeny N. Ishmetiev

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБОУСТРОЙСТВА
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ /
FIELD ENGINEERING AND SURFACE FACILITIES**

137

**Автоматизация концептуального проектирования обустройства
нефтегазового актива на ранних этапах**

А.А. Гроо, С.В. Комбаров, А.М. Муллин, Б.А. Мурашов

Automation of conceptual facilities design of oil and gas asset in the early stages

Alexandr A. Groo, Semen V. Kombarov, Andrey M. Mullin, Boris A. Murashov

**НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ /
OILFIELD EQUIPMENT**

153

**Мировой и отечественный опыт наработок по прогнозированию
и анализу проблематики работы с фондом скважин,
осложненным выносом механических примесей**

Л.А. Фаррахов, К.Х. Зарипова

Global and domestic experience in forecasting and analyzing the problems of working
with well stock complicated by mechanical impurities recovery

Linar A. Farrakhov, Kamila K. Zaripova

173

**Влияние послесварочной термической обработки
на эксплуатационные свойства стали 09Г2С, применяемой
для изготовления буроопускных свай**

С.А. Ялыгин, Б.С. Ермаков, А.В. Столяров, Е.Г. Койнов, О.В. Швецов,

Н.О. Шапошников, В.О. Токарев, Н.И. Голиков

The influence of heat treatment after high-frequency welding on the operational properties of
steel 09G2S used for the manufacturing of drilled piles

Sergey A. Yalygin, Boris S. Ermakov, Andrey V. Stolyarov, Evgeny G. Koinov,

Oleg V. Shvetsov, Nikita O. Shaposhnikov, Vasily O. Tokarev, Nikolay I. Golikov

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ / DIGITAL TECHNOLOGIES

183

Многомасштабные цифровые модели ядра: практика применения

И.Д. Магдеев, И.А. Варфоломеев, Н.В. Евсеев, О.Ю. Динариев,

Д.А. Коробков, В.К. Хан

Multiscale digital core models: application experience

Igor D. Magdeyev, Igor A. Varfolomeev, Nikolay V. Evseev, Oleg Yu. Dinariev,

Dmitry A. Korobkov, Vladimir K. Khan

PRO НЕФТЬ

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL

HISTORY OF THE JOURNAL:

Published since 2016.

PUBLICATION FREQUENCY:

4 times a year

MASS MEDIA REGISTRATION CERTIFICATE:

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

FOUNDER, PUBLISHER, EDITORIAL BOARD:

**Gazprom нефт company group,
3–5, Pochtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia**

PRINT RUN:

100 copies

DATES:

Sent to typesetting 12.01.2024.

Approved for printing 28.03.2024.

Date of publication 12.04.2024.

PRINTING HOUSE:

Printed at BEAN LLC

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

COPYRIGHT:

© PRONEFT. Professionally about Oil, 2024

© Gazprom нефт 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



ТЕОРИЯ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ. ЧАСТЬ 1: БАЗОВЫЕ ТЕРМИНЫ И ПОНЯТИЯ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ

© Коллектив авторов,
2024



А.А. Лобанов^{1,2,*}, Д.Н. Купоросов¹, А.В. Южанинов¹, А.Б. Фукс³

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

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

³ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», РФ, Москва

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В области отбора проб и гидродинамики многофазных потоков пластовых флюидов наблюдается несоответствие учебно- и нормативно-методических подходов к определению терминов и реальной практики их применения. Это создает барьеры для восприятия информации молодыми специалистами и неопределенности в профессиональном общении.

Цель. Цель настоящей работы — разработать непротиворечивую терминологическую систему для описания многофазных потоков.

Материалы и методы. При формировании терминологической системы использовались методы экспертного опроса и мысленного эксперимента.

Результаты. Представлена непротиворечивая терминологическая система, позволяющая описывать современные представления о гидродинамике многофазных потоков

Заключение. Рекомендуется использовать предложения при формировании нормативно-методической документации и обучающих материалов в области отбора проб и гидродинамики многофазных потоков.

Ключевые слова: многофазные потоки, структура потока, глубинные пробы, испытания скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

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

Благодарности: авторы благодарят Силова Виталия Юрьевича, эксперта группы компаний «Газпром нефть», за консультацию и предоставленные материалы.

Для цитирования: Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фукс А.Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 1: базовые термины и понятия многофазных потоков. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):6–20. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-6-20>

Статья поступила в редакцию 27.11.2023

Принята к публикации 15.12.2023

Опубликована 29.03.2024

THEORY OF DOWNHOLE SAMPLING IN MULTIPHASE FLOWS. PART 1: BASIC TERMS AND CONCEPTS OF MULTIPHASE FLOWS

Alexey A. Lobanov^{1,2,*}, Dmitry N. Kuporosov¹, Andrey V. Yuzhaninov¹, Alexander B. Fuks³

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

²Kazan Federal University, RF, Kazan

³State Commission on Mineral Resources, RF, Moscow

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. In the field of sampling and hydrodynamics of multiphase flows of reservoir fluids, there is a discrepancy between educational and regulatory approaches to the definition of terms and the actual practice of their application. This creates barriers to the perception of information by novice specialists and uncertainty in professional communication.

Goal. The purpose of this work is to develop a consistent terminological system for describing multiphase flows.

Materials and methods. The methods of expert questioning and thought experiment were used in the formation of the terminological system.

Results. A consistent terminological system is presented, which makes it possible to describe modern concepts of the hydrodynamics of multiphase flows/

Conclusion. It is recommended to use the proposals in the formation of normative and methodological documentation and training materials in the field of sampling and hydrodynamics of multiphase flows.

Keywords: multiphase flows, flow structure, downhole samples, well testing

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

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

Acknowledgements: the authors thank Vitaly Silov, an expert of the Gazprom нефт company group, for the consultations and materials provided.

For citation: Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: Basic terms and concepts of multiphase flows. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):6–20. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-6-20>

Manuscript received 27.11.2023

Accepted 15.12.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Можно констатировать, что очевидные реалии современности, такие как: (1) усложнение условий геолого-разведочных работ, ввод в разработку трудноизвлекаемых запасов и продолжающееся истощение действующих месторождений, с одной стороны, и (2) значительный научно-технический прогресс в области техники и технологии геофизических исследований и работ в скважине (ГИРС) — с другой, до сих пор не нашли системного отражения в отечественной нормативно-технологической базе, профессиональной литературе и образовательных программах в области отбора и исследований проб пластовых флюидов. Пожалуй, одним из наиболее ярких примеров этого является эффект самопроизвольной разгерметизации приемных камер глубинных пробоотборников, описанный в работах [1, 2]. В них показано, как допущение о незначительности коэффициента изохорической декомпрессии пластовых флюидов, принятое конструкторами в 30–60-х годах для неглубокозалегающих пластов с низкой температурой, не было критически осмыслено в последующие годы и привело к неспособности большинства отечественных глубинных пробоотборников герметизировать пробу в современных скважинах; общее отставание в этой области от зарубежных технологий составляет не менее 50 лет.

Как известно, отбор глубинных проб заключается в захвате и герметизации части потока флюида на глубине ниже уровня устьевого обвязки скважины. Важной особенностью практически всех современных глубинных пробоотборников является отсутствие в них каких-либо конструктивных узлов, позволяющих управлять потоком в точке отбора пробы. Это обуславливает тот факт, что подавляющее большинство современных глубинных

пробоотборников выполняют качественный отбор проб только в практически однофазном потоке; присутствие в потоке нецелевых фаз резко снижает вероятность успеха. Именно это определяет содержание ключевых рекомендаций к отбору глубинных проб, представленных в текущих отраслевых нормативно-методических документах (к примеру, СТО РМНТК 153-39.2-002-2003 Нефть. Отбор проб пластовых флюидов). Кратко их можно обобщить следующей фразой: отбор качественных глубинных проб должен производиться в условиях практически безводного стационарного фонтанирующего притока однофазного УВ флюида.

Невозможно спорить, что все перечисленные условия являются наиболее благоприятными для исследования свойств начального пластового флюида, однако любому специалисту очевидно, что их соблюдение зачастую просто невозможно в связи с их внутренней противоречивостью и несовместимостью с объективными геологическими условиями.

Рассмотрим пример одного из часто встречающихся противоречий: для того чтобы обеспечить вынос воды с забоя скважины после гидроразрыва низкопроницаемого пласта (обеспечивается условие безводности), необходимо увеличить депрессию на пласт, что повлечет за собой разгазирование пластовой нефти на забое скважины (нарушается условие однофазности УВ флюида), и наоборот. Пример показывает, что формирование современных нормативно-методических документов (НМД) должно основываться на всестороннем анализе такого рода противоречий и приоритизации критериев качества проб. Для этого необходимо отказаться от догматического восприятия классических рекомендаций, сформулированных в совершенно иных условиях, в иной эпохе.

ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗРАБОТКИ ПРЕДЛАГАЕМОГО ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКОГО АППАРАТА

Понимание критической необходимости усовершенствования существующей терминологии для описания многофазных потоков появилось у авторов не только при выполнении производственных работ по отбору и исследованиям проб, но и в ходе работы над корпоративными НМД, а также курсами лекций по термо- и гидродинамике пластовых флюидов. По мере все более глубокой проработки образовательных материалов вставал вопрос о целостности транслируемой модели знаний. Для оценки целостности в качестве одного из важнейших авторов выделили критерий единства и непротиворечивости представлений о поведении флюидов:

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНА УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕРМИНОЛОГИЯ В ОБЛАСТИ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ И ГИДРОДИНАМИКИ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ.

- 1) как явлению физического мира (флюиды как термодинамические системы, состоящие из веществ различной природы и способные испытывать различные фазовые переходы) и как объекта физического и математического моделирования;
- 2) в стационарных и нестационарных, равновесных и неравновесных, подвижных и неподвижных условиях; в условиях пласта, элементов производственной инфраструктуры и лабораторного оборудования;
- 3) в процессах первичной, вторичной, третичной добычи, подготовки скважинной продукции (Upstream-сектор) и переработки/транспортировки товарной продукции (Downstream-сектор).

Полный перечень своих предложений по формированию образовательных программ авторы планируют представить в своих будущих работах; в данном же цикле статей основной упор будет сделан на вопросы подготовки скважины к отбору проб — а значит на вопросы гидродинамики многофазных потоков. В этой области можно выделить две основные особенности:

- 1) наличие большого количества исследовательских групп и публикуемых работ, в которых на высоком уровне рассмотрены различные теоретические и практические аспекты гидро- и термодинамики потоков флюидов;

- 2) глубокий разрыв между уровнем знаний, практикой общения специалистов и уровнем систематизации и формализации используемых терминов. Многие используемые термины, в принципе, не имеют определений; многие определения имеют внутренние противоречия или недостаточно полно описывают реальное значение терминов.

Необходимо дать комментарий о некоторых исторических предпосылках такой ситуации. Практически все советские глубинные пробоотборники, производимые с середины 50-х годов (время массового распространения практики исследований глубинных проб), были автономными, то есть управлялись за счет внутренних механизмов и спускались в скважину на стальной проволоке. Это логично предопределило то, что отбор глубинных проб был, и в подавляющем большинстве компаний остается, в ведомстве служб ГДИС. Однако, если проанализировать задачи данных служб, становится очевидным, что на их вооружении находится крайне ограниченное количество средств исследования структурного режима потока флюида непосредственно в скважине; все они, по факту, сконцентрированы в службах ГИС и ПГИ. Два вывода из этого:

- 1) представляется исторически закономерным то, что практика отбора и исследований проб пластовых флюидов весьма оторвана от вопросов гидродинамики многофазных потоков и, соответственно, характеризуется низким уровнем проработки терминологии;
- 2) современные условия диктуют необходимость передачи функционала отбора глубинных проб в службы ГИС и ПГИ, а значит массового перехода на кабельные пробоотборники, их комплексирования с инструментами исследований многофазных потоков и закономерного удорожания этой услуги (общие закономерности рынка отбора глубинных проб описаны авторами в работах [3, 4]).

В данной статье авторы предлагают свое видение решения проблемы отсутствия адекватной терминологии для задач, связанных с отбором проб пластовых флюидов. Читателям, не знакомым с основными положениями и терминами гидродинамики многофазных потоков, авторы рекомендуют ознакомиться с работами [5–8]. Структурные модели потоков нефти и воды с широким списком источников описаны в работах [9, 10].

ПРОСТРАНСТВЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ, В КОТОРЫХ ПРОИСХОДИТ ОТБОР ПРОБ

В области описания местоположения элементов, в которых происходит отбор проб, распространен термин «точка отбора пробы». Авторы считают, что усложнение технологий отбора проб обуславливает необходимость определения двух терминов:

- **Точка отбора пробы** — элемент системы «пласт — скважина — поверхностная инфраструктура», в котором произошел отбор пробы.
- **Узел отбора пробы** — элемент точки отбора, в котором происходит течение, накопление и подготовка флюида к отбору проб. Примеры точек и узлов отбора проб представлены в **таблице 1**.

Для представления дальнейших авторских разработок предлагается использовать инструмент «ментальные карты» (англ. Mind Map), представляющие собой графы связи ассоциированных понятий.

ПОНЯТИЕ ПОТОКА

Поток — структурированное перемещение флюидов в определенном направлении. Структурированность потока выражается в наличии у него определенных внешних неподвижных границ (зерен горной породы, поверхностей труб и емкостей, открытых плоских поверхностей и т.д.) и взаимосвязи отдельных его частей (молекул и фаз). В понятии потока можно выделить две коннотации; назовем их условно «геометрическая» (та смысловая часть термина, которая описывает

пространственные характеристики потока) и «процессная» (та смысловая часть термина, которая описывает динамические характеристики потока). Поток характеризуется следующими основными терминами (**рис. 1**).

- **Пространственные** (в предложенных ментальных картах пространственные термины будут расположены в основном слева от корневой категории):
 - **источник** — место, откуда поступает поток флюида;
 - **сток** — место, куда поступает поток флюида.
- **Процессные** (в предложенных ментальных картах процессные термины будут расположены в основном справа от корневой категории):
 - **приток** — поток, при котором флюид перемещается в рассматриваемый узел;
 - **отток** — поток, при котором рассматриваемый узел является источником.

Одним из распространенных терминов, используемых для характеристики потока, является термин «режим». Проблема его формализации заключается в том, что он чрезвычайно перегружен — в практике общения специалистов можно услышать, к примеру, слова «режим 6 мм» (скважина, работающая на штуцере с диаметром 6 мм), «пульсирующий режим», «режим срыва подачи», «журнал вывода на режим», «упругий режим» и т.д. В связи с этим авторы предлагают следующее общее определение: **режим потока** — совокупность процессов (гидродинамических, термодинамических, химических, электромагнитных, механических и т.д.), протекающих в элементе системы «пласт — скважина — поверхностная инфраструктура», а также характеризующие их параметры.

Таблица 1. Примеры точек и узлов отбора проб
Table 1. Examples of sampling points and nodes

Условия и технология отбора	Точка отбора	Узел отбора
Отбор глубинных проб испытателем пласта на кабеле с прижимным зондом	Точка контакта с пластом	Внутренняя линия пластоиспытателя
Отбор глубинных проб двухпакерным испытателем пласта на кабеле	Интервал испытания открытого ствола скважины	Внутренняя линия пластоиспытателя
Отбор глубинных проб на фонтанирующей скважине	Обсаженный ствол скважины	Внутритрубное пространство НКТ
Отбор глубинных проб в затрубном колоколе	Обсаженный ствол скважины	Затрубный колокол
Отбор сепараторных проб для рекомбинации	Сепаратор	Место установки крана высокого давления на выкидных линиях сепаратора или врезанных в тело сепаратора
Отбор устьевых проб нефти	Устьевая обвязка скважины	Место установки крана высокого давления на линии скважинной продукции
Отбор устьевых проб газа из затрубного и трубного пространства	Устьевая обвязка скважины	Место установки крана высокого давления на фонтанной арматуре



Рис. 1. Базовая ментальная карта понятия «поток». Составлено авторами
 Fig. 1. Basic mind map of the concept of flow. Prepared by the authors

Авторы выделяют следующий минимальный набор категорий, определяющих режимы потока и требующих раскрытия в курсе лекций по отбору проб пластовых флюидов (рис. 2).

ПРОЦЕССЫ ПЕРЕНОСА ВЕЩЕСТВА, ПРОТЕКАЮЩИЕ В ТОЧКЕ И УЗЛЕ ОТБОРА ПРОБ

Описание потока по категории «Процессы переноса вещества, протекающие в точке и узле отбора проб» включает в себя следующие основные подкатегории (рис. 2):

- **Наличие потока в узле отбора.** Включает в себя термины:
 - **Статика** — режим работы рассматриваемого узла, при котором поток флюида не протекает через весь узел. В статике возможно полное отсутствие потока, приток флюида в узел или его отток.

Пример: скважина остановлена для отбора глубинных проб. В течение некоторого времени флюид продолжает двигаться (пост-приток, сегрегация), однако не протекает через весь узел отбора проб (внутритрубное пространство НКТ), поэтому такой отбор называется «отбор в статике».

- **Динамика** — режим работы рассматриваемого узла, при котором флюид полностью или частично протекает через весь узел.

Важно отметить, что отбор проб из элемента инфраструктуры может производиться одновременно и в статике, и в динамике. К примеру: производится отбор

сепараторных проб при испытании газоконденсатного объекта с вертикальным сепаратором. Отбор проб газа производится с работающей газовой линии; отбор проб нестабильного конденсата производится напрямую с сепаратора в режиме накопления конденсата. Режим работы узла отбора проб газа сепарации — динамика; режим работы узла отбора проб нестабильного конденсата — статика с притоком нестабильного конденсата.

- **Материальный баланс потока в узле отбора проб.** Включает в себя термины:
 - **Полный вынос** — режим работы рассматриваемого узла, при котором за рассматриваемый период времени количество флюида, поступившего на вход в узел, равно количеству флюида, вышедшего из узла.
 - **Частичный вынос** или **динамическое накопление** — режим работы рассматриваемого узла, при котором за рассматриваемый период времени количество флюида, поступившее на вход в узел, больше количества флюида, вышедшего из узла. Динамическое накопление в скважинах производится за счет механизма рециркуляции.
 - **Статическое накопление** — режим работы рассматриваемого узла, при котором за рассматриваемый период времени флюид поступает в узел, но не вытекает из него.
 - **Динамический отток / динамический слив** — режим работы рассматриваемого узла, при котором за рассматриваемый период времени количество флюида, поступившего на вход в узел, меньше количества флюида, вышедшего из узла.
 - **Статический слив / статический отток** — режим работы рассматриваемого узла, при котором за рассматриваемый период времени флюид не поступает на вход в узел отбора проб, но вытекает из него. В случае если статический слив производится с целью снижения избыточного

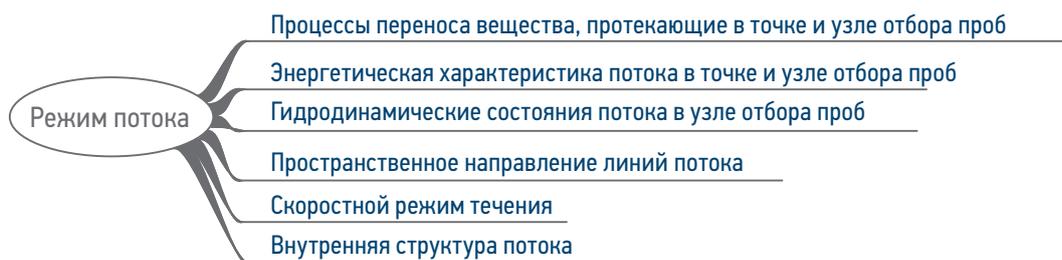


Рис. 2. Минимальный набор категории понятий, требующих раскрытия в курсе лекций по отбору проб пластовых флюидов. Составлено авторами

Fig. 2. Minimum set of categories of concepts that require disclosure in a course of lectures on sampling of reservoir fluids. Prepared by the authors

давления внутри узла, такой слив называется «разрядка» (к примеру, разрядка скважины после ГРП; разрядка емкости с пробой под давлением).

- **Реверс потока в узле.** Включает в себя термины:
 - **Рециркуляция** — процесс, при котором часть жидкой фазы потока изменяет направление своего движения на противоположное *при общем сохранении движения потока* в узле.
 - **Сегрегация** — процесс, при котором часть потока изменяет направление своего движения на противоположное *при остановке всего потока или его части* в узле. На примере скважины: сегрегация при остановке потока происходит при закрытии скважины; сегрегация при остановке части потока происходит в случае применения ловушек для нефти (к примеру, внутри пробоотборника; подробную классификацию ловушек см. в работе [11]). Предлагается разделить сегрегационные процессы на первичные и вторичные (см. стр. 19).

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТОКА В УЗЛЕ ОТБОРА ПРОБ

Описание потока по категории «Энергетическая характеристика потока в узле отбора проб» включает в себя следующие основные термины (рис. 4):

- **Фонтанирующий режим** — режим работы рассматриваемого узла, при котором движение потока обеспечивается за счет естественных источников энергии.

Примерами фонтанирующих режимов могут служить упругий, гравитационный и т.п. режимы работы пласта.

- **Гравитационный режим** — режим работы рассматриваемого узла, при котором движение потока обеспечивается за счет перепада высот источника и стока.
- **Механизированный режим** — режим работы рассматриваемого узла, при котором движение потока обеспечивается за счет механической работы силовых установок. Примером механизированных режимов может служить применение ЭЦН, ШГН, винтовых насосов и т.д.
- **Газлифтный режим / газлифт** — режим работы рассматриваемого узла, при котором движение потока обеспечивается за счет энергии сжатого газа и облегчения столба жидкости. Выделяется:
 - **Естественный газлифт** — газлифтный режим, при котором газ поступает в поток жидкости в результате создания депрессии на эксплуатируемый объект (выделение газа из растворенного состояния, прорыв газовой шапки, перетоки из соседних пластов).
 - **Технологический газлифт** — газлифтный режим, при котором газ искусственно вводится в поток жидкости.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ СОСТОЯНИЯ ПОТОКА В УЗЛЕ ОТБОРА ПРОБ

Описание потока по категории «Гидродинамические состояния потока в узле отбора проб» включает в себя следующие основные термины (рис. 5):

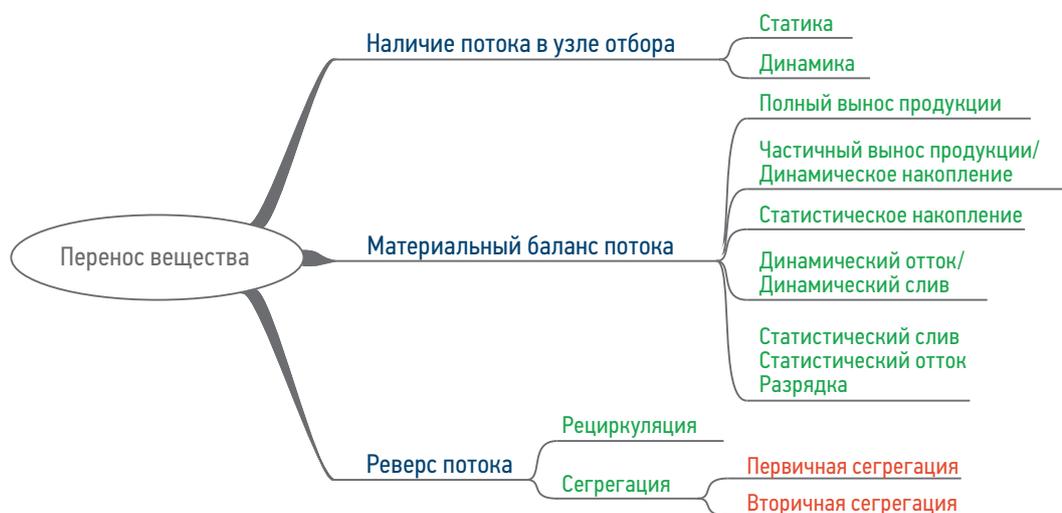


Рис. 3. Описание потока по категории «Процессы переноса вещества, протекающие в точке и узле отбора проб». Составлено авторами

Fig. 3. Description of the flow by category “Substance transfer processes occurring at the sampling point and node”. Prepared by the authors



Рис. 4. Описание потока по категории «Энергетическая характеристика потока в узле отбора проб». Составлено авторами

Fig. 4. Description of the flow by category “Energy characteristic of the flow in the sampling node”. Prepared by the authors

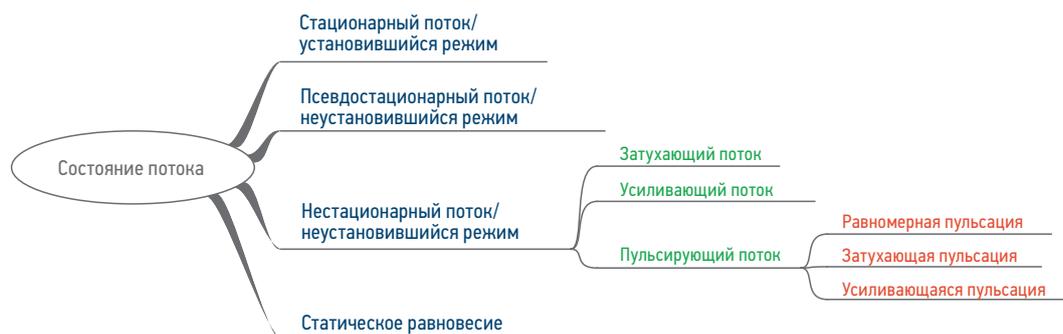


Рис. 5. Описание потока по категории «Гидродинамические состояния потока в узле отбора проб». Составлено авторами

Fig. 5. Description of the flow according to the category “Hydrodynamic flow conditions in the sampling node”. Prepared by the authors

- **Стационарный поток / установившийся режим** — режим работы рассматриваемого узла, при котором параметры потока не изменяются во времени.
- **Псевдостационарный поток / псевдоустановившийся режим** — режим работы рассматриваемого узла, при котором параметры потока изменяются во времени достаточно слабо, чтобы данными изменениями можно было пренебречь.
- **Нестационарный поток / неустановившийся режим** — режим работы рассматриваемого узла, при котором параметры потока изменяются во времени. Выделяются следующие разновидности нестационарного потока:
 - **Затухающий поток** — разновидность нестационарного потока, при котором происходит снижение энергии движения потока во времени.
 - **Усиливающийся поток** — разновидность нестационарного потока, при котором происходит увеличение энергии движения потока во времени.
 - **Пульсирующий поток** — разновидность нестационарного потока, при котором происходит волнообразное изменение его энергии.
- **Статическое равновесие** — режим работы рассматриваемого узла, при котором все неравновесные процессы массо- и теплообмена остановлены.

ПРОСТРАНСТВЕННОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ЛИНИЙ ПОТОКА

Описание потока по категории «Пространственное направление линий потока» включает в себя следующие основные термины (рис. 6):

- **Линии потока** — условные устойчивые траектории, по которым движутся частицы потока в пространстве.
- **Линейное течение / прямолинейно-параллельное течение** — течение, при котором все линии потока перпендикулярны одной воображаемой плоской поверхности.
- **Радиальное течение** — течение, при котором все линии потока перпендикулярны боковой поверхности воображаемого цилиндра с осью, соответствующей интервалу стока / источника.
- **Радиально-сферическое течение** — течение, при котором все линии потока перпендикулярны поверхности воображаемой сферы с центром в точке стока/источника.

СКОРОСТНОЙ РЕЖИМ ПОТОКА

Описание потока по категории «Скоростной режим течения» включает в себя следующие основные термины (рис. 7):

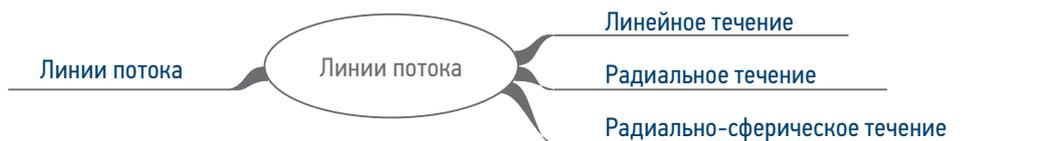


Рис. 6. Описание потока по категории «Пространственное направление линий потока». Составлено авторами
 Fig. 6. Flow description by category "Spatial direction of flow lines". Prepared by the authors



Рис. 7. Описание потока по категории «Скоростной режим потока». Составлено авторами
 Fig. 7. Description of the flow by category "Flow speed mode". Prepared by the authors

- **Скорость потока** — расстояние, которое преодолит частица потока за единицу времени.
- **Приведенная скорость фазы в потоке** — гипотетическая скорость, которой обладала бы фаза, если бы она занимала все внутреннее пространство трубы. Эффективная скорость потока рассчитывается по выражению

$$v_{\text{эф}} = \frac{Q}{271296 \times D^2}, \quad (1)$$

где $v_{\text{эф}}$ — приведенная скорость фазы в потоке, м/с; Q — дебит фазы, м³/сут; D — диаметр трубы, м.

- **Скорость звука** — скорость распространения упругих волн в среде. Через понятие скорости звука раскрываются понятия:
 - **Докритический (дозвуковой) режим течения** — режим течения, при котором скорость потока ниже скорости звука в данном потоке.
 - **Критический режим течения** — режим течения, при котором скорость потока выше или равна скорости звука в данном потоке.
 - **Эффект запирания** — эффект достижения предельного расхода потока через локальное сужение участка трубы, обусловленный переходом потока в критический режим течения. Включение эффекта запирания в рассмотрение вопросов скоростных режимов потока необходимо для дальнейшего раскрытия принципов работы штуцерных манифольдов и газовых расходомеров.
- **Проскальзывание** — процесс, при котором в многофазном потоке происходит

увеличение относительной скорости движения одной из фаз.

ВНУТРЕННЯЯ СТРУКТУРА ПОТОКА

Категорией, включающей в себя ключевые понятия и процессы, определяющие успешность отбора проб, является категория «Внутренняя структура потока». При этом, как ни странно, именно ее понятия являются наименее описанными и сформулированными. Авторские предложения по систематике понятий этой категории представлены на рис. 8.

Структура — часть потока, характеризующаяся единством объемного распределения фаз и линий потока своих внутренних частиц. **Структурный режим потока** или **структурная модель потока** — характеристика потока по совокупности его структур в целом или на определенном участке. Такой термин и его определение представляется авторам более удачным для описания того, что в литературе называется просто «режимом потока» (пузырьковый, волновой, пробковый и т.д., рис. 8) в связи с перегруженностью данного термина, как упоминалось выше.

Наиболее общими характеристиками внутренней структуры потока являются понятия ламинарности и турбулентности.

Ламинарный поток — режим потока, при котором слои флюида скользят друг по другу без перемешивания. **Турбулентный поток** — режим потока, при котором слои флюида перемещаются, хаотичным образом перемешиваясь.

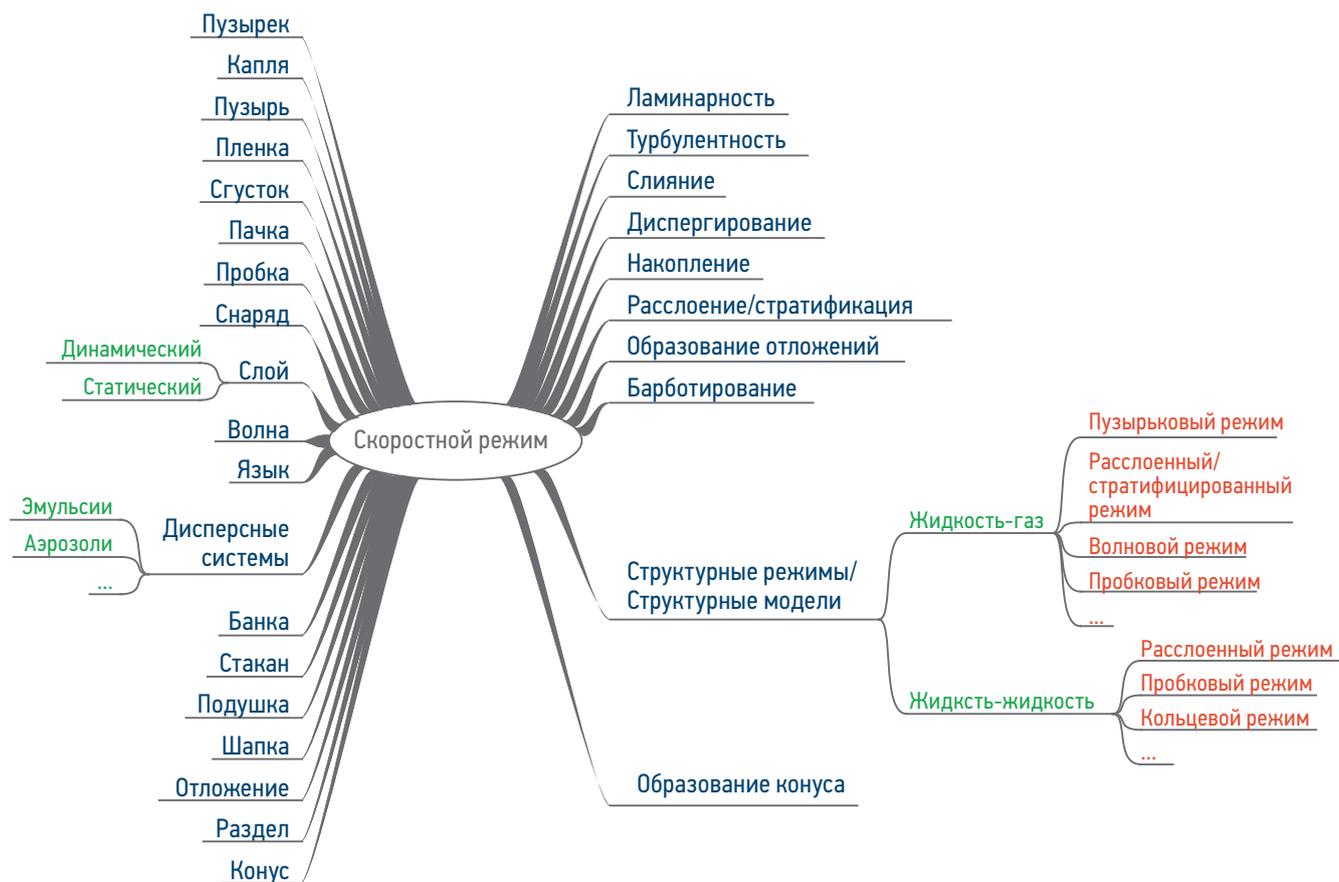


Рис. 8. Описание потока по категории «Внутренняя структура потока». Составлено авторами
 Fig. 8. Description of the stream according to the category "Internal flow structure". Prepared by the authors

С точки зрения термодинамики любой фазовый переход начинается с бесконечно малого количества вещества, перешедшего в новую фазу. **Пузырек и капля** — газовая и жидкая фаза, соответственно, в объеме с характерным размером менее десятка миллиметров, контактирующая с иным флюидом. Характерные размеры пузырьков и капель лежат в диапазоне от 10^{-2} до 10^{-9} м. Пузырьки и капли возникают в результате фазовых переходов, процессов диспергирования (см. ниже) или объединения потоков различных фаз.

Первым термином, требующим формализации, является термин «**слияние**», который предлагается определить как процесс увеличения объема фазы внутри многофазного потока за счет объединения его структур. В результате процессов слияния образуются следующие структуры.

- **Пузырь** — газовая фаза, контактирующая с иным флюидом в объеме с характерным размером более десятка миллиметров. Как правило:
 - пузырем называют газовую фазу (к примеру, пузырь в затрубном пространстве, мыльный пузырь и т.д.), однако в случае свободного полета в невесомости пузырем

может называться также и жидкая фаза. Впрочем, такое определение выходит за рамки вопросов гидродинамики многофазных потоков в контексте отбора проб; – под пузырем подразумевается газовая фаза, нерывающая сплошность жидкости (например, пузырь газа, поднимающийся со дна водоема). Однако, к примеру, при бурении скважины термин «пузырь» применяется для пачек газа.

- **Сгусток** — высоковязкая жидкая или твердая фаза небольшого объема, движущаяся в потоке или взвешенная в объеме жидкости.
- **Пачка** — жидкая или газовая фаза, ограниченная с двух сторон иными флюидами. В случае рассмотрения газовой фазы в многофазном потоке термины «пузырь» и «пачка», по существу, синонимичны.
- **Пробка**. Понятие «пробка» имеет два определения:
 - подвижная непрерывная жидкая фаза, разделяющая газовые пузыри потока в трубе. Газовые пузыри в пробковом потоке не разрывают сплошность жидкой фазы;
 - накопленная твердая или жидкая фаза, препятствующая потоку.

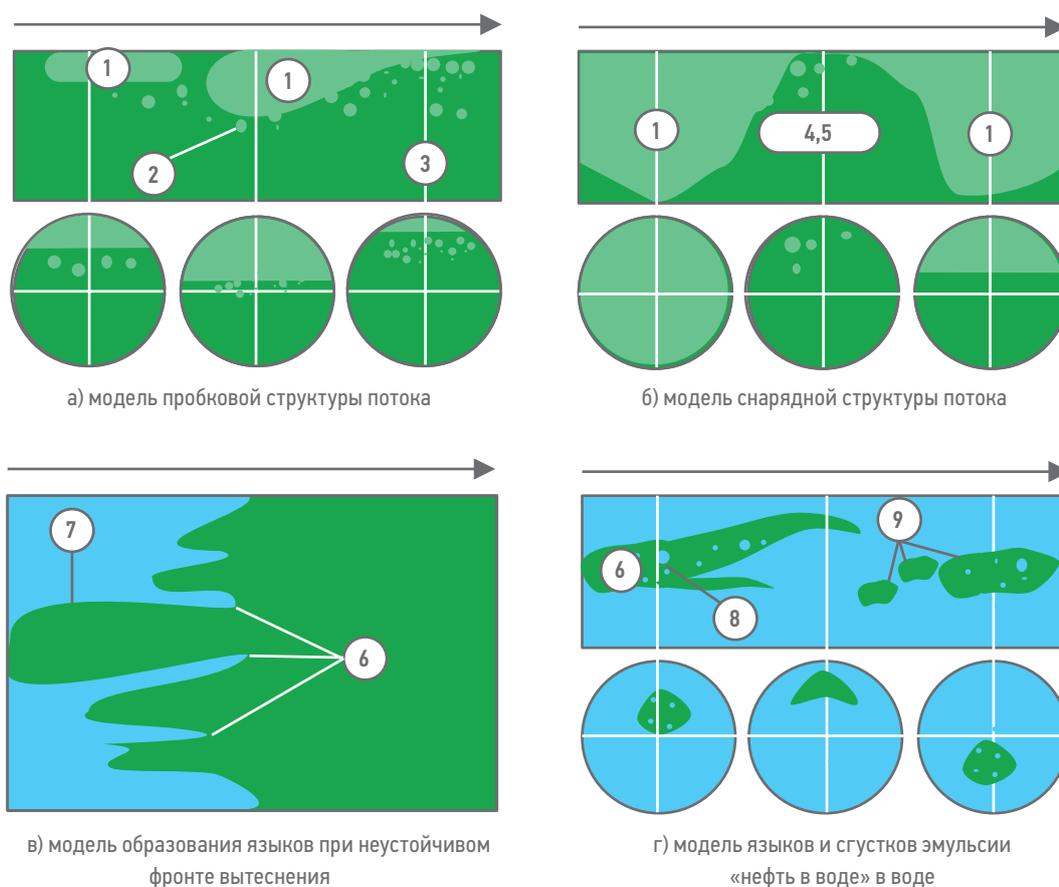
- **Снаряд** — подвижная прерывающаяся жидкая фаза, разделяющая газовые пузыри потока в трубе. Газовые пузыри в снарядном потоке разрывают сплошность жидкости. Термины «снаряд» и «пачка» в применении к жидкой фазе, по существу, синонимичны.
- **Слой** — объем флюида, размер которого по одной из пространственных координат много меньше размеров по двум другим координатам. Предлагается разделить динамические и статические слои.
 - **Динамический слой** — структура потока, плоскость соприкосновения с иными структурами которой параллельна линиям потока. Такое определение связано с тем, что слоем называют как, например, жидкость с горизонтальной поверхностью соприкосновения с газом в горизонтальной трубе, так и пристеночный объем жидкости с ламинарным течением, контактирующий с объемом той же самой жидкости, но с турбулентным течением (так называемый ламинарный слой).

– **Статический слой** — неподвижный слой, имеющий плоскую (как правило, горизонтальную) поверхность соприкосновения с иным флюидом. Примером статического слоя может служить слой жидких УВ на поверхности стоячей воды.

- **Пленка** — тонкий слой жидкости на поверхности твердой, жидкой или газовой фазы.
- **Волна** — вал, образуемый в результате колебания жидкой фазы.
- **Язык** — динамический растянутый слой флюида (газа или жидкости) произвольной формы. Языки образуются в результате неустойчивого фронта вытеснения в пласте либо при течении высоковязкой нефти в потоке воды.
- **Целик** — неподвижный объем пластового флюида между языками вытесняющего флюида.

Визуализация данных терминов представлена на **рис. 9**.

Процессом, обратным слиянию, является процесс диспергирования.



Условные обозначения:

- | | | | | | |
|-------------|------------|-----------|-------------|--|--|
| 1 — пузырь | 3 — пробка | 5 — язык | 7 — капля | нефть | газ |
| 2 — пузырек | 4 — снаряд | 6 — целик | 8 — сгусток | вода | |

Рис. 9. Модели потоков. Составлено авторами
Fig. 9. Flow models. Prepared by the authors

Диспергирование — процесс уменьшения объема фазы внутри многофазного потока за счет дробления его структур¹. В результате диспергирования образуются дисперсные системы. Терминология для описания нефтяных дисперсных систем представлена, к примеру, в работах [12, 13].

Накопление — процесс образования сплошной неподвижной фазы в определенном участке системы «пласт — скважина — поверхностная инфраструктура». Выделяются процессы накопления банок, стаканов, пачек, пробок, шапок и подушек, для которых предлагается следующий набор определений.

- **Банка** — накопленная неподвижная жидкая фаза в поровом пространстве призабойной зоны пласта.
- **Стакан** — накопленная неподвижная жидкая фаза на забое скважины.
- **Шапка** — накопленная неподвижная газовая фаза, ограниченная снизу жидкостью.
- **Подушка** — накопленная неподвижная вода на дне емкости (сепаратора или резервуара).

Расслоение/стратификация — процесс, при котором между неподвижными либо движущимися в одном направлении фазами потока устанавливается плоская граница раздела. В результате расслоения при низких скоростях потока в горизонтальных трубах образуются расслоенные структуры жидкость — газ и жидкость — жидкость.

Образование отложений — процесс, при котором на контактирующих с флюидом твердых поверхностях образуются твердые или сверхвысоковязкие отложения. Соответственно, **отложения** — твердая или сверхвысоковязкая фаза, накопленная на твердой поверхности в результате массообмена с потоком. Выделяются отложения асфальтенов, смол, парафинов, солей, гидратов, механических примесей и серы.

Барботирование — процесс движения фазы через неподвижный слой жидкости. Примером барботирования является поток капельной нефти через водяной стакан.

Образование конуса — процесс неравномерного радиально-сферического движения фаз различной плотности и подвижности в сторону стока. **Конус** — область в интервале пласта, в которой происходит течение контактирующего флюида, основание конуса находится на поверхности флюидального контакта, а вершина — в области стока. Выделяют газовые конуса (интервал — нефтенасыщенный; тип контакта — ГНК);

¹ Отметим, что термин «слияние», противопоставляющийся термину «диспергирование», не синонимичен термину «коагуляция» в связи с разницей задач и объектов исследования гидродинамики многофазных потоков и коллоидной химии.

водяные конуса (интервал — газо- или нефтенасыщенный; тип контакта — ГВК или ВНК); асфальтеновые конуса (интервал — нефтенасыщенный; контактируют пластовые асфальтеновые отложения (битуминозный слой) и облегченная нефть).

ПОНЯТИЕ РАЗДЕЛА ПОТОКА

Одним из наиболее сложных для формулирования оказалось широко распространенное понятие «раздел потока». Казалось бы, это поверхность, на которой две фазы соприкасаются друг с другом. Однако в случае разделов потока в скважине все не так очевидно.

Введем наиболее общее определение: **раздел** — условная (как правило горизонтальная) поверхность, разделяющая области внутреннего пространства технологических узлов с одинаковым преобладающим составом и фазовым состоянием флюидов. В качестве технологических узлов в области отбора и исследований проб могут выступать скважины, сепараторная емкость, PVT-ячейка и т.д. Условность в определении раздела связана с тем, что зачастую геометрические параметры раздела (высота, глубина, уровень и т.д.) усредняются.

В рамках ГДИС, как правило, глубина разделов определяется путем проведения барометрии на скважине и анализа графика зависимости плотности флюида по стволу скважины. Плотность флюида рассчитывается по формуле

$$\rho = \frac{\Delta P}{\Delta H \times 9,8067}, \quad (2)$$

где H — абсолютная глубина, м; ρ — плотность флюида в интервале абсолютных глубин ΔH , кг/м³; ΔP — перепад давления в данном интервале, МПа.

На **рис. 10а** представлена структурная модель однородного потока «вода — нефть», совмещенная с модельной кривой зависимости плотности флюида по стволу скважины. Очевидно, что в данной модели нет раздела — нет никакой ярко выраженной границы, где происходило бы некое качественное изменение потока. В таких случаях при достаточно выраженном геотермическом градиенте плотность флюида по замерам барометрии будет расти с подъемом прибора. Авторы выделяют 3 основные причины этих наблюдаемых результатов:

- 1) снижение температуры потока;
- 2) накопление неучтенных потерь на трение потока (формула (2) переносит потери на трение на вышележащие интервалы скважины, что является артефактом расчета);

3) в условиях статики — вторичная сегрегация компонентов флюида (см. стр. 19).

Этот рисунок отличается от **рис. 10б**, на котором представлена модель образования водяного стакана с барботированием нефтяных капель. Разделом в данном случае будет являться верхняя граница водяного стакана, а его глубина (линия 1) достаточно точно определится многими стандартными методами ПГИ (к примеру, барометрией, плотностеометрией, влагометрией и т.д.). Плотность флюида представляет собой две растущие кривые с переломом в районе раздела. Наиболее ярко разделы представлены на **рис. 10в**, где представлена остановленная скважина с газовой шапкой, нефтяной пачкой и водяным стаканом; их верхние границы, соответственно: устье скважины, линия 2 и линия 3. Зависимость плотности от глубины представляет собой, соответственно, кривую с 2 переломами.

Совершенно иная, неочевидная, ситуация представлена на **рис. 10г**. Пузырьковая структура потока, возникающая на глубине разгазирования нефти (линия 5), зачастую не приводит к существенному отклику какого-либо из параметров потока. Газонефтяной раздел (ГНР) в таких потоках регистрируется при давлениях, на 1–3 МПа ниже истинного давления насыщения нефти газом (на глубине значительного увеличения пузырьков и их слияния в пузыри) и является глубиной перегиба кривой зависимости плотности от глубины. Непонимание данного факта может привести к неправильному принятию решений при проведении работ (например, неправильному выбору глубины отбора пробы). Отдельно отметим следующие моменты.

1. При отборе летучих нефтей разгазирование вообще может не приводить к ярко выраженному ГНР в связи с близостью составов и свойств нефти и газа.
2. При неполном выносе воды в наклонных скважинах переходная зона между водяным стаканом и чистой нефтью может привести к отсутствию ярко выраженного скачка плотности, по которому регистрируется водонефтяной раздел (ВНР) (**рис. 10д**).
3. Совершенно иной ситуация становится, когда мы начинаем рассматривать вопросы отбора глубинных проб в наклонных и горизонтальных скважинах (**рис. 10е**). Как будет показано в дальнейших работах авторов, в таких скважинах понятие раздела, рассмотренное выше, может утрачивать практическое значение, поскольку большее значение приобретает вопрос: на каком расстоянии по вертикали от нижней направляющей трубы находится

граница того или иного слоя флюида, то есть становится важной не глубина, а высота раздела.

Исходя из всего вышеперечисленного, авторы предлагают следующую группу определений для описания потоков в вертикальных участках скважин:

- **водонефтяной (ВНР), водогазовый (ВГР), газоконденсатный (ГКР) раздел** — верхняя граница переходной зоны водяного или конденсатного стакана;
- **газонефтяной (ГНР) раздел** — глубина, на которой газ, выделившийся при подъеме однофазного флюида, начинает регистрироваться имеющимися средствами замеров.

СЕГРЕГАЦИЯ ФЛЮИДОВ

Стаканы и пачки формируются при скорости потока, недостаточной для захвата, удержания и выноса капель и пачек тяжелой фазы. Наиболее ярко выражены процессы формирования стаканов и пачек при полной остановке скважины. При этом происходит 3 взаимосвязанных процесса, создающих различные благоприятные и неблагоприятные факторы отбора проб пластовых флюидов:

1. Постприток флюида к забою. Останавливается в течение некоторого времени (от 10–15 минут для нефти с низким газосодержанием до 2–3 часов для газонасыщенных флюидов). Является благоприятным фактором, поскольку способствует поступлению в скважину исходного пластового флюида (однако необходимо учитывать, что при наличии нескольких интервалов перфорации поступление свежего флюида может привести к ускорению вторичной сегрегации, см. п. 3).
2. Перераспределение фаз жидких УВ, газа и воды по стволу НКТ и в затрубном пространстве скважины вследствие их различной плотности. Протекает в течение 8–24 часов. Является благоприятным фактором, поскольку обеспечивает возможность отбора проб из интервала с однофазным состоянием флюида.
3. В случае если давление на некоторой глубине скважины ниже давления фазового перехода флюидов: достижение термодинамического равновесия за счет перераспределения статических слоев. Заключается во внутренних противотоках внутренних слоев фаз сверху вниз и снизу вверх. Наиболее ярко проявляется в жидких фазах и обусловлено разницей в давлении, температуре, газонасыщенности и, соответственно, плотности жидкости

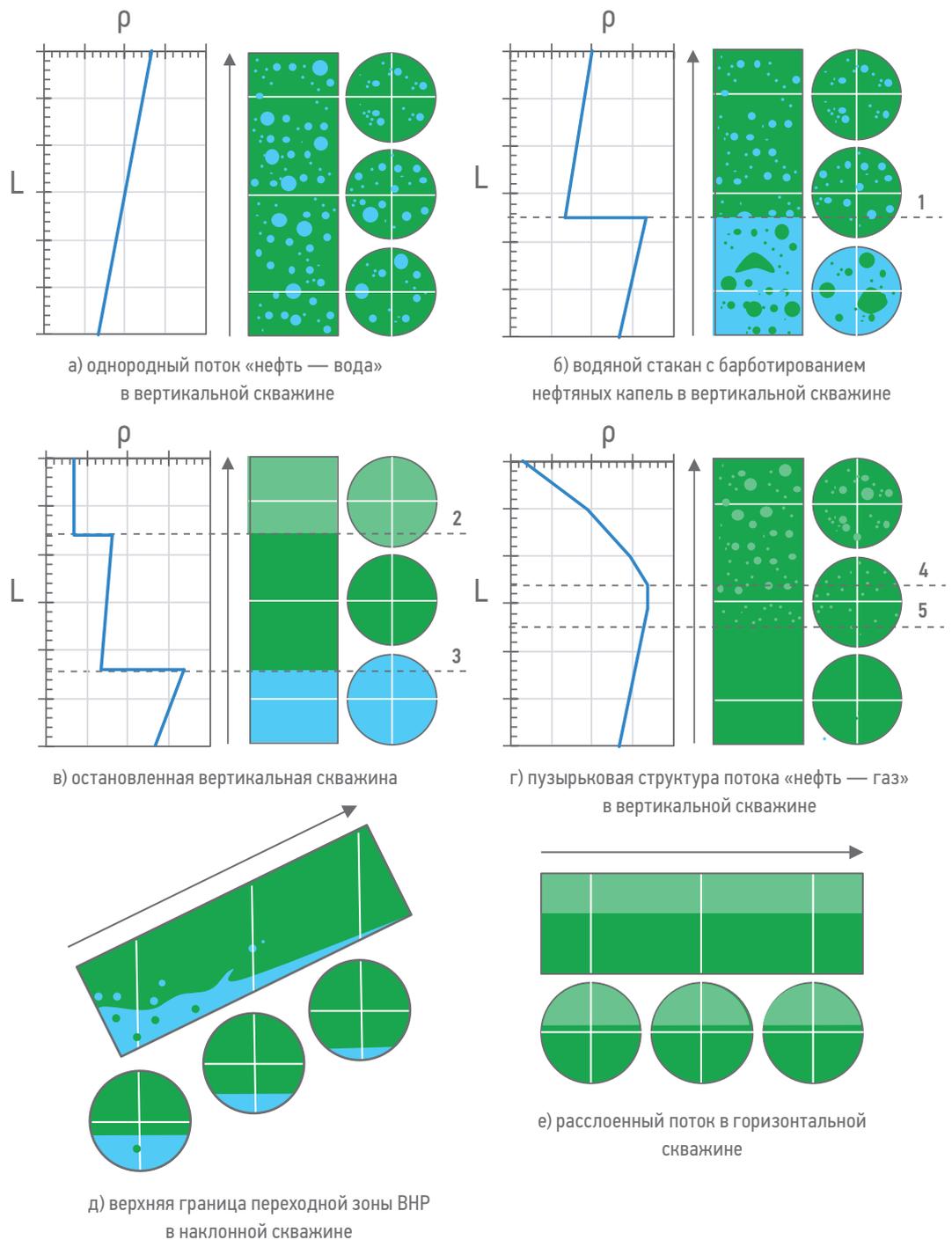


Рис. 10. Структурные модели многофазных потоков в скважинах. Составлено авторами
Fig. 10. Structural models of multiphase flows in wells. Prepared by the authors

по стволу скважины. Может занимать продолжительное время. После достижения равновесия на каждом интервале скважины будет находиться флюид с давлением насыщения, равным гидростатическому давлению. Является критически неблагоприятным фактором, поскольку способствует искажению свойств отбираемого флюида.

Процессы 2 и 3 по предлагаемому определению и по общепринятым понятиям являются процессами сегрегации — то есть протекают

в условиях остановки потока. Авторы предлагают называть их процессами первичной и вторичной сегрегации:

- **первичная сегрегация** — сегрегация различных фаз потока;
- **вторичная сегрегация** — сегрегация компонентов внутри фазы.

В дальнейших работах авторы планируют показать, какими техническими средствами достигается первичная сегрегация и минимизируются эффекты вторичной сегрегации при отборе глубинных проб в многофазных потоках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Систематизация и определение профессиональных жаргонизмов может показаться достаточно неочевидной темой для научной статьи, однако понятие — означает выразить в понятиях, и жаргонизмы являются одной из форм профессии и весьма серьезным элементом подготовки специалистов, а значит нуждаются в строгом определении и обсуждении в профессиональном сообществе. Именно это соображение побудило авторов написать данную работу.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВГР — водогазовый раздел;
ВНК — водонефтяной контакт;
ВНР — водонефтяной раздел;

ГВК — газоводяной контакт;
ГДИС — гидродинамические исследования в скважинах;
ГИРС — геофизические исследования и работы в скважинах;
ГИС — геофизические исследования;
ГКР — газоконденсатный раздел;
ГНК — газонефтяной контакт;
ГНР — газонефтяной раздел;
НКТ — насосно-компрессорные трубы;
НМД — нормативно-методические документы;
ПГИ — промышленные геофизические исследования;
УВ — углеводороды;
 Q — дебит фазы;
 D — диаметр трубы;
 ρ — плотность флюида;
 H — глубина по вертикали;
 L — измеренная глубина.

Список литературы

1. Лобанов А.А., Сафаров И.Ф., Звонков М.А., Антошкин М.В., Фролов А.С., Пискарев М.А., Харисов А.Ю., Колода А.В. Как происходит незамеченное устаревание технологий: история развития и новые сведения о работе глубинных пробоотборников // Российская отраслевая энергетическая конференция, 3–5 октября 2023 г. Москва: Геомодель, 2023. С. 16.
2. Лобанов А.А., Сафаров И.Ф., Антошкин М.В., Фролов А.С., Пискарев М.А., Звонков М.А., Харисов А.Ю., Фиофанов К.Н. Эффект саморазгерметизации приемных камер глубинных пробоотборников // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 58–63.
3. Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I., Tikhomirov E., Mosharev P., Struchkov I. Systematic approach to quality management of downhole sampling: Analysis of current trends in Russia // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier B.V., 2021. T. 200, № December 2020. С. 108338.
4. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Лукашов А.Н., Тихомиров Е.В., Жуков В.В., Коваленко В.А., Мохарев П.А., Золотухин А.В. Системный подход к управлению качеством глубинных проб пластовых нефтей в современных условиях // Недропользование XXI век. 2020. № 2а (85). С. 60–81.
5. Beggs H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa, OK, USA: OGCI and Petroskills Publications, 1991. 418 p.
6. Crowe C.T. Multiphase Flow Handbook. CRC Press Taylor & Francis Group, 2006. 1128 p.
7. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика: Учебное пособие для вузов. М.—Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 544 с.
8. Брилл Д.П., Муерджи Х. Многофазный поток в скважинах. М.—Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.
9. Flores J.G., Chen T., Safica C., Brill J.P. Characterization of Oil-Water Flow Patterns in Vertical and Deviated Wells // SPE Prod. Facil. 1999. Vol. 14, № 02. Pp. 102–109.
10. Shi J., Yeung H. Characterization of liquid-liquid flows in horizontal pipes // AIChE J. John Wiley & Sons, Ltd, 2017. Vol. 63, № 3. Pp. 1132–1143.
11. Лобанов А.А., Тихомиров И.А., Звонков М.А., Каспирович В.Л., Колода А.В., Морозов О.Н., Ющенко Т.С., Волнов А.В., Колупаев Д.Ю. Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 1: Общая классификация подходов // PROНефть. Профессионально о нефти. 2024. Т. 9, № 1. С. 106–116. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-106-116>
12. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. Физико-химические основы технологической переработки нефти. М.: Химия, 1998. 448 с.
13. Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. Нефтяные дисперсные системы. М.: Химия, 1990. 226 с.

References

1. Lobanov A.A., Safarov I.F., Zvonkov M.A., Antoshkin M.V., Frolov A.S., Piskarev M.A., Harisov A. U., Koloda A.V. How technology obsolescence goes unnoticed: the history of development and new information about the work of downhole samplers // Russian industry energy conference, 3–5 October 2023. P. 16.
2. Lobanov A.A., Safarov I.F., Antoshkin M.V., Frolov A.S., Piskarev M.A., Zvonkov M.A., Harisov A.U., Fiofanov C.N. Self-depressurization effect of downhole samplers (In Russ.) // Neft khozyaystvo = Oil Ind. 2023. № 3. P. 58–63.
3. Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I., Tikhomirov E., Mosharev P., Struchkov I. Systematic approach to quality management of downhole sampling: Analysis of current trends in Russia // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier B.V., 2021. T. 200, № December 2020. P. 108338.
4. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Lukashov A.N., Tikhomirov E.V., Zhukov V.V., Kovalenko V.A., Mosharev P.A., Zolotukhin, A. B. Systems Approach to Management of In-place Oil Downhole Samples under Current Conditions // Nedropolzovanie XXI vek. 2020. № 2A. Pp. 60–82.
5. Beggs H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa, OK, USA: OGCI and Petroskills Publications, 1991. 418 p.
6. Crowe C.T. Multiphase Flow Handbook. CRC Press Taylor & Francis Group, 2006. 1128 p.
7. Basniev K.S., Dmitryev N.M., Roseneberg G.D. Oil and gas hydromechanics: Textbook for universities. 2005. 544 p.
8. Beggs H.D., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. 2006. 544 p.
9. Flores J.G. и др. Characterization of Oil-Water Flow Patterns in Vertical and Deviated Wells // SPE Prod. Facil. 1999. Vol. 14, № 02. Pp. 102–109.
10. Shi J., Yeung H. Characterization of liquid-liquid flows in horizontal pipes // AIChE J. John Wiley & Sons, Ltd, 2017. Vol. 63, № 3. Pp. 1132–1143.

11. Lobanov A.A. и др. Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: General classification of approaches // PRONEFT. Prof. about oil. 2024. Т. 9, № 1. Pp. 106–116. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-106-116>
12. Syunyaev Z.I., Safieva R.Z., Syunyav R.Z. Oil dispersion systems. 1990. 226 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

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

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

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

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

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

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

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

Александр Борисович Фукс — доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»
119049, Россия, г. Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр. 1.

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

Dmitry N. Kuporosov — Expert, Gazprom нефт company group

Andrey V. Yuzhaninov — Expert, Gazprom нефт company group

Alexander B. Fuks — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief researcher, State Commission on Mineral Resources
54 building 1, Bolshaya Polaynka str., 119049, Moscow, Russia.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АДАПТАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ С ЦЕЛЬЮ УТОЧНЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

© Коллектив авторов,
2024



И.А. Переплеткин^{1,2,*}, А.В. Буторин^{2,3}, А.А. Волкова⁴

¹Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

³Санкт-Петербургский государственный университет, РФ, Санкт-Петербург

⁴Томский политехнический университет, РФ, Томск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Сейсмическая инверсия относится к некорректно поставленным задачам с множеством решений. Для оптимизации решения таких задач требуется проведение регуляризации, основанной на приближении некорректно поставленной задачи некоторой последовательностью корректно поставленных задач.

Цель. Целью работы является апробация различных алгоритмов регуляризации для более точного восстановления упругих свойств среды и прогноза насыщения в зависимости от исходных сейсмических данных и геологических особенностей региона.

Материалы и методы. Первоначально был проведен эксперимент на синтетической модели с разными уровнями шума, толщинами пластов и доминантными частотами. Для апробации результатов были выбраны месторождения Восточной Сибири и Северного моря с различным геологическим строением и динамическими свойствами сейсмического куба.

Результаты. В ходе эксперимента предложена матрица решений по подбору алгоритмов регуляризации для различных исходных данных, что было далее подтверждено на реальных данных. С точки зрения количественного прогноза пористости точность увеличилась примерно на 10–15 % относительно базового сценария. Выполнение синхронной инверсии с регуляризацией также позволило более точно определить возможные перспективные зоны нефтегазонасыщения по аномалиям коэффициента Пуассона.

Заключение. Результаты работы показали, что инверсия с использованием грамотно подобранного алгоритма регуляризации позволяет получать более обоснованные пористости и идентифицировать перспективные области по сравнению с базовым вариантом инверсии, что снижает риски при оценке ресурсного потенциала малоизученных участков.

Ключевые слова: регуляризация данных, сейсмическая инверсия, восстановление пористости, коэффициент Пуассона

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Переплеткин И.А., Буторин А.В., Волкова А.А. Адаптация параметров сейсмической инверсии с целью уточнения петрофизической модели. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):21–31. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-21-31>

Статья поступила в редакцию 01.12.2023

Принята к публикации 28.12.2023

Опубликована 29.03.2024

SEISMIC INVERSION PARAMETERS ADAPTATION TO REFINE PETROPHYSICAL MODEL

Ivan A. Perepletkin^{1,2,*}, Aleksandr V. Butorin^{2,3}, Aleksandra A. Volkova⁴

¹Novosibirsk State University, Russia, Novosibirsk

²Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

³Saint Petersburg State University, RF, Saint Petersburg

⁴Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Seismic inversion corresponds to ill-posed problems with multiple solutions, e.g. suitable geological models. To evaluate it, data regularization is required, i.e. adding more information in the input data to obtain evaluation criteria.

Aim. The main aim of project is testing & approbation of different regularization algorithms of more appropriate elastic properties evaluation & saturation forecast, depending on input seismic data as well as geological properties.

Materials and methods. Prior to regularization realization during inversion, an experiment based on synthetic model having different noise level and thicknesses & frequencies was provided in order to choose an appropriate regularization algorithm. To check the assumptions made on synthetic model, different regularization algorithms were tested on real data — case studies from Eastern Siberian and Northern Sea oil & gas fields.

Results. Upon the experiment a matrix of solutions was suggested in terms of appropriate regularization algorithm usage depending on input seismic & geology data. Qualitatively, porosity estimation accuracy upon regularization

seems to be about 10-15% higher than base case inversion. Furthermore, regularization of simultaneous inversion results allows identification of possible hydrocarbon-saturated zones at more appropriate level.

Conclusion. Case studies from Eastern Siberian and Northern Sea oil & gas fields have shown that regularized inversion allows obtaining more geologically-justified trends in terms of porosity modeling as well as possible hydrocarbon-saturated zones identification by Poisson's ratio anomalies. This fact leads to risks decrease during reserves estimation.

Keywords: data regularization, seismic inversion, porosity evaluation, Poisson's ratio

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

For citation: Perepletkin I.A., Butorin A.V., Volkova A.A. Seismic inversion parameters adaptation to refine petrophysical model. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):21–31. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-21-31>

Manuscript received 01.12.2023

Accepted 28.12.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Сейсмическую инверсию можно представить как комплекс методов количественной оценки упругих свойств [1]. В дальнейшем появляется возможность как непосредственного применения извлеченных значений литологии и ФЕС в качестве 2D/3D-тренда [2], так и определение перспективных зон и оценка типа насыщения на качественном уровне [3, 4]. В свою очередь, горную породу можно описать как сложный многокомпонентный объект [5]. Зная отдельные упругие модули и объем пор, можно оценить параметры распространения упругих волн в породе, соотношение скоростей продольной и поперечной волн (V_p/V_s), акустический и сдвиговой импеданс [6, 7]. Важно также, что свойства жидкостей не влияют на модуль сдвига, но могут изменять скорость поперечной волны (V_s) [8]. Разные породы характеризуются разными упругими свойствами: для песчаников, где кварц является основным породообразующим минералом,

зависит от качества входных данных и информации о сигнале. Контроль выходных данных (кубов упругих свойств) осуществляется путем сравнения реальной и синтетической модели, восстановленной по сейсмическим данным [9, 11]. Тем самым математически сейсмическая инверсия, как любая другая обратная задача в геофизике, относится к некорректно поставленным задачам с множеством решений [12, 13].

ЦЕЛЬ

Целью работы является апробация различных алгоритмов регуляризации для более точного восстановления упругих свойств среды и прогноза насыщения в зависимости от исходных сейсмических данных и геологических особенностей региона. Для оптимизации решения таких задач требуется проведение регуляризации, основанной на приближении некорректно поставленной задачи некоторой последовательностью корректно поставленных задач. Недавние исследования [12, 14–19] показывают важность различных алгоритмов регуляризации с точки зрения уточнения зашумленных данных.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В общем представлении [14] регуляризация заключается в поиске функции коэффициентов $r(t)$, минимизирующих расхождение между входной трассой $S(t)$ и ее репрезентацией $D(t)$ (1):

$$\|S(t) - r(t) \cdot D(t)\|^2 \rightarrow \min. \quad (1)$$

В библиотеке PyLops в Python [20] доступны следующие алгоритмы регуляризации данных:

КОРРЕКТНЫЙ ВЫБОР АЛГОРИТМА РЕГУЛЯРИЗАЦИИ ПОЗВОЛЯЕТ БОЛЕЕ ТОЧНО ВОССТАНОВИТЬ УПРУГИЕ СВОЙСТВА ПОРОД, КВАДРАТИЧНАЯ ОШИБКА ПРИ ПРОГНОЗЕ ПОРИСТОСТИ СНИЖАЕТСЯ НА 10–15 %.

обычно преобладают низкие значения отношения V_p/V_s и акустического импеданса, для глин — высокие отношения V_p/V_s , но низкий импеданс, для карбонатов — высокие значения импеданса и V_p/V_s [9]. Основные неопределенности инверсии связаны с параметрами сигнала и качеством обработки (наличие «артефактов», не связанных с геологией), а также с исходными данными ГИС и привязкой скважин [10]. Следовательно, качество инверсии во многом

- 1) регуляризация Тихонова (L2-регуляризация);
- 2) регуляризация (аппроксимация) Лапласа;
- 3) последовательное применение регуляризации Тихонова и Лапласа;
- 4) последовательное применение регуляризации Тихонова и Лапласа и дополнительная потрассовая блоковая регуляризация.

Опишем чуть детальнее принцип работы каждого из механизмов регуляризации. Регуляризация по Тихонову [21] — наиболее популярный метод при решении некорректно поставленных задач. Принцип основан на том, что информация дается в виде априорного знания о гладкости искомого решения. Процесс регуляризации описывается уравнением (2):

$$f(m) = \|u_r^{obs} - u_r^{mod}\|^2 + g(m) \rightarrow 0, \quad (2)$$

где u_r^{obs} и u_r^{mod} — наблюдаемые и модельные сейсмические данные, соответственно; $g(m)$ — функция регуляризации. Математически принцип работы заключается в нахождении приближенного решения уравнения (2) в следующем виде (3):

$$m_\lambda = G_\lambda^{-1}(d_\delta), \quad (3)$$

где λ — параметр регуляризации; d_δ — наблюдаемые данные с шумом, G_λ^{-1} — оператор регуляризации.

Для решения задается сглаживающий функционал при каждом значении параметра регуляризации $\lambda > 0$ [21]. Итерации, изменяющие исходную модель, выполняются до тех пор, пока полученные синтетические трассы не будут соответствовать реальным сейсмическим трассам.

Регуляризация по Лапласу (вернее сказать, аппроксимация по Лапласу) — методика регуляризации, изначально разработанная для уменьшения шума на изображениях [17], далее внедрена в библиотеку PyLops. В основе лежит представление изображения как набора пикселей на 2D-гриде: $G(V, E, A)$, где V, E — операторы связи между пикселями по горизонтали/вертикали, A — весовой коэффициент. Предполагается [18], что исходное изображение сглажено, а шум вносит определенную разницу в связи между пикселями (4):

$$S_G(u) = u^T L u. \quad (4)$$

Для удаления шума применяется регуляризация Лапласа с определенным весовым параметром τ (5):

$$u^* = \underset{u}{\operatorname{argmin}} \|u - z_0\|_2^2 + \tau u^T L u, \quad (5)$$

где z_0 — искомое изображение; u — измененное за счет влияния шума.

Разработанный функционал в библиотеке PyLops также подразумевает последовательное применение регуляризации Тихонова и Лапласа; данная комбинация была вынесена нами отдельно для анализа. Наконец, помимо рассматриваемой комбинации из регуляризации Тихонова и аппроксимации по Лапласу, дополнительный функционал [16] позволял бы более подробно анализировать часть сейсмической трассы по вертикали или горизонтали (6) с добавлением коэффициента от 0 до 1 (аналог шага дискретизации):

$$g(m) = \epsilon \sum_{i=1}^2 \alpha_i |D_i m|^s, \quad (6)$$

где α_i — константа, которая может принимать значения от 0 до 1; D_i — оператор свертки модели с вертикальным фильтром $\partial/\partial z$; ϵ — коэффициент корреляции между искомым изображением и измененным за счет влияния шума [16].

Решение в аналитическом виде в данном случае примет следующий вид (7):

$$f(m) = \|\Delta u_r^{obs} - W u_r^{mod}\|^2 + \epsilon \sum_{i=1}^2 \alpha_i |D_i m|^s, \quad (7)$$

где $\Delta u_r^{obs} - W u_r^{mod}$ — разница между искомыми и модельными данными; W — весовой коэффициент.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Первым этапом исследования было тестирование различных алгоритмов регуляризации на одномерной синтетической модели (рис. 1) в зависимости от различной частоты и уровня шума сейсмических данных, а также мощности пластов. Вариация уровня шума проводилась от 0 до 15 % с шагом 1 %. С точки зрения вариации частот и толщин некорректно использовать одно и то же значение доминантной частоты для разных толщин и, наоборот, одну и ту же толщину для проведения эксперимента с различными частотами. Это связано с тем, что эти параметры взаимозависимы из понятия разрешающей способности [22]. Таким образом, для данной модели была принята обратная зависимость доминантной частоты от мощности контрастных «пропластков»: частота = 90/мощность (диапазон частот до 10 до 60 Гц, мощность от 9 до 1,5 м, соответственно, шаг 0,5 м). В ходе эксперимента реализована как акустическая, так и синхронная инверсия с упомянутыми выше алгоритмами регуляризации. На рис. 1 в виде зависимости

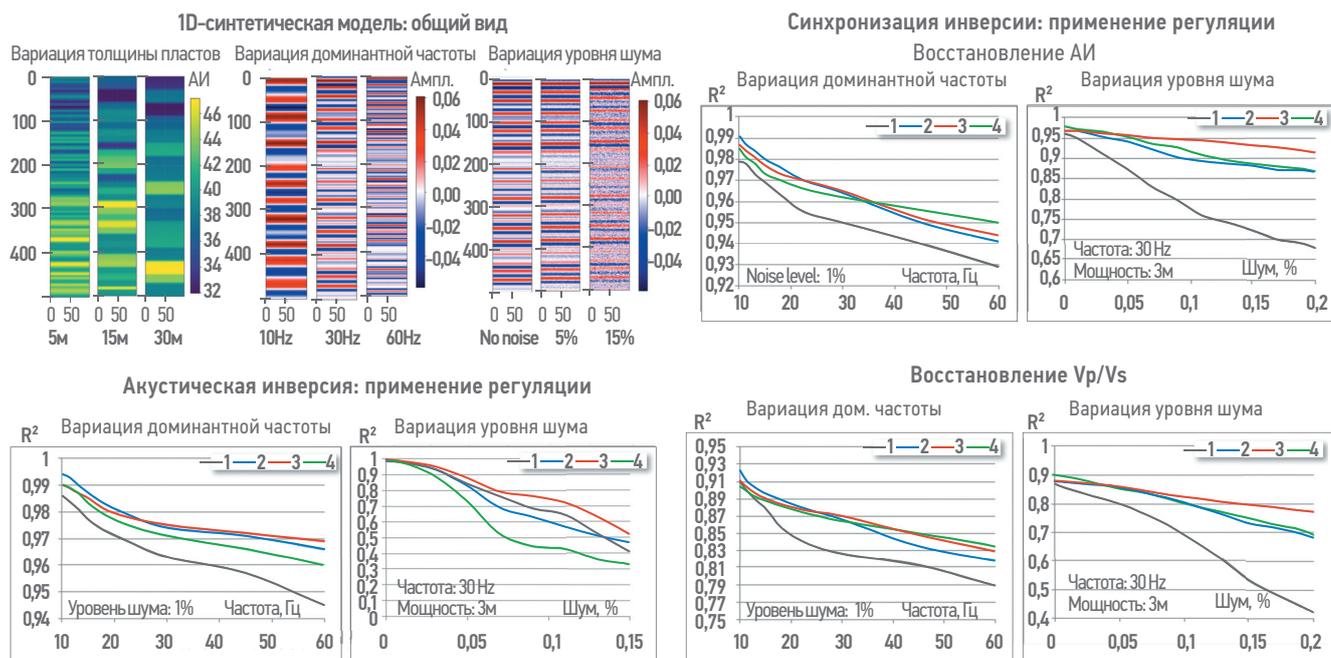


Рис. 1. Результаты эксперимента на одномерной синтетической модели. Составлено авторами
 Fig. 1. Experiment results on 1D synthetic model. Prepared by the authors

коэффициента корреляции от варьируемого параметра наглядно показана чувствительность конкретного типа регуляризации (как для акустического импеданса, так и для V_p/V_s) от варьируемых параметров. Для синхронной инверсии помимо акустического импеданса было произведено восстановление параметра V_p/V_s . Типы регуляризации на рис. 1: 1) регуляризация Тихонова; 2) регуляризация (аппроксимация) Лапласа; 3) последовательное применение первых двух типов регуляризации; 4) потрассовая блоковая регуляризация по Тихонову и Лапласу.

По результатам эксперимента можно сделать следующие промежуточные выводы и рекомендации по использованию конкретного алгоритма регуляризации в зависимости от исходных данных:

- Регуляризация по Лапласу (2-й тип) позволяет наиболее достоверно восстанавливать упругие свойства среды при низких частотах (менее 25 Гц), однако при высоком уровне шума данный алгоритм имеет высокую чувствительность, что влияет на качество восстановления исходной модели.
- Последовательное применение регуляризации Тихонова и Лапласа имеет наименьшую чувствительность к уровню шума при прочих равных условиях и также является оптимальным алгоритмом для восстановления модели упругих свойств при средних частотах (30–45 Гц).

- Потрассовая блоковая регуляризация по Тихонову и Лапласу оптимальна при низком уровне шума сейсмических данных (<5 %) и высоких частотах (выше 45 Гц). Также данный функционал больше подходит для синхронной инверсии.

АПРОБАЦИЯ НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

В рамках проекта применение регуляризации было протестировано на двух реальных месторождениях.

Первый объект исследования находится в южной части Красноярского края, приурочен к западной части Сибирской платформы, расположен в пределах Байкитского региона Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [23]. Нефтегазоносность доказана в массивных терригенных отложениях альдинской и оскобинской свит венда, а также в карбонатных отложениях рифея [24, 25]. Исходя из анализа исходного сейсмического куба, доминантная частота по анализу сейсмического куба составила 32 Гц, уровень шума в анализируемом интервале — 12 %. Диапазоны угловых сумм: 0–17, 17–26, 25–34, 33–42. В пределах лицензионного участка расположена одна разведочная скважина (№1), в которой приведены акустический и плотностной каротажи, а также имеются результаты интерпретации данных ГИС. Низкочастотная модель (НЧМ), вейвлет, диапазоны углов (для синхронной инверсии) и сам куб в формате SEG-Y были экспортированы в Python для тестирования алгоритмов регуляризации.

Третий тип регуляризации (последовательное применение регуляризации по Тихонову с дальнейшей аппроксимацией по Лапласу, табл. 1) показал лучшие результаты.

Эти результаты подтверждают выдвинутую гипотезу о том, что данный алгоритм наиболее оптимален для средних частот (в нашем случае 35 Гц) при низкой чувствительности к шуму. Таким образом, по результатам инверсии с регуляризацией была оценена пористость путем пересчета из АИ, в среднем на 15 % точнее относительно базового сценария инверсии.

По данным скв. №1 получена зависимость АИ от пористости (8):

$$\phi = -0,0000154073 \cdot AI + 0,304981; R^2 = 0,96. \quad (8)$$

На рис. 2 представлены разрезы по пористости, полученные по результатам инверсии. При регуляризации данных более точно восстанавливается пористость в перспективном интервале, а также конфигурация солей и интрузий (рис. 2). Помимо этого, стоит отметить, что выделяются локальные зоны с увеличенной пористостью в пласте В-VIII.

При проведении синхронной инверсии также было оценено отношение скоростей Vp/Vs , которое может использоваться в качестве вторичного маркера насыщения. Теоретически [26, 27] коэффициент Пуассона уменьшается в областях, насыщенных углеводородами, и увеличивается в водонасыщенных пластах. Используя формулу (9), коэффициент Пуассона можно оценить по отношению скоростей.

Таблица 1. Сравнение результатов базового сценария инверсии и после регуляризации (восстановление акустического импеданса)
Table 1. Regularized inversion results (AI evaluation)

R^2	Base	Per. 1	Per. 2	Per. 3	Per. 4
Акустическая	0,7	0,71	0,78	0,8	0,73
Синхронная	0,73	0,74	0,8	0,81	0,79
Среднеквадратичная ошибка (RME)	Base	Per. 1	Per. 2	Per. 3	Per. 4
Акустическая	0,015	0,014	0,011	0,01	0,013
Синхронная	0,012	0,01	0,01	0,009	0,01

$$\sigma = \frac{1}{2} \left[\frac{\left(\frac{Vp}{Vs} \right)^2 - 2}{\left(\frac{Vp}{Vs} \right)^2 - 1} \right]. \quad (9)$$

Данную зависимость было решено верифицировать на анализируемом объекте. Используя формулу (18), коэффициент Пуассона был пересчитан из Vp/Vs . По результатам регуляризованной синхронной инверсии в пласте В-VIII были выявлены локальные зоны с заниженными значениями данного упругого параметра (рис. 3), что может соответствовать зонам УВ-насыщения. Согласно недавним исследованиям [25], наличие углеводородов в данном пласте было подтверждено по данным испытаний с соседних месторождений. Говоря о результатах базового сценария инверсии, явные аномалии в интервале коллектора не выделялись. Кроме того, при применении регуляризации коэффициент корреляции увеличился с 0,71

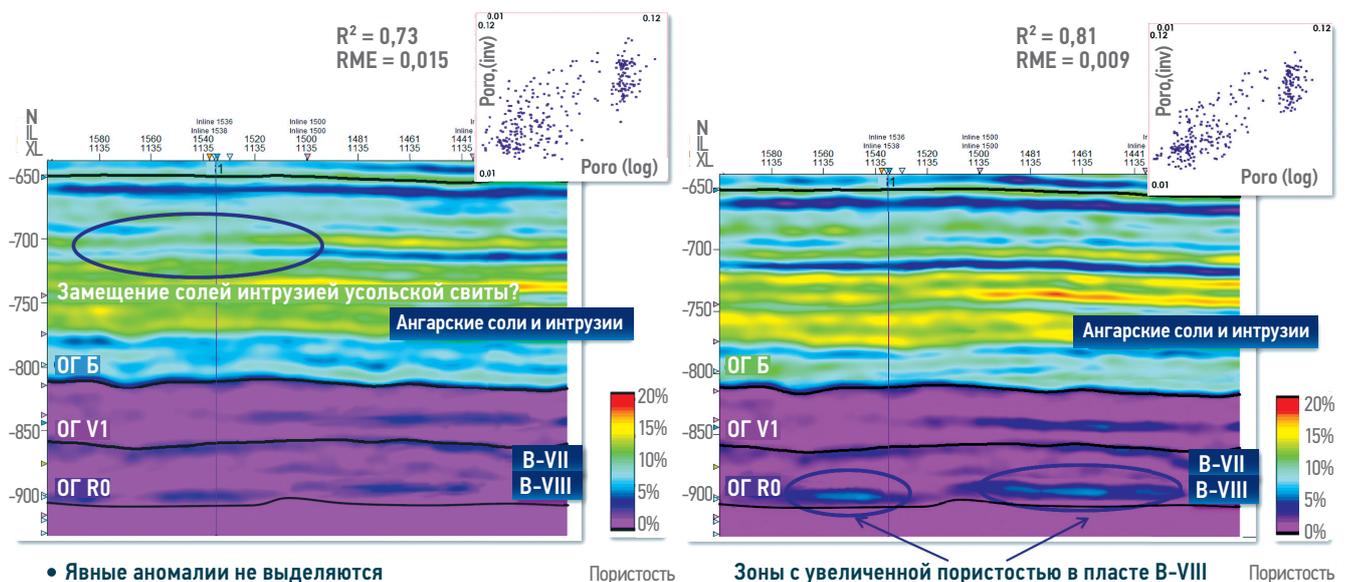


Рис. 2. Разрезы по пористости по результатам инверсии: слева — базовый сценарий, справа — после применения регуляризации с наибольшим коэффициентом корреляции (синхронная инверсия, 3-й тип). Составлено авторами

Fig. 2. Porosity sections: on the left — after base case inversion, on the right — after regularization. Prepared by the authors

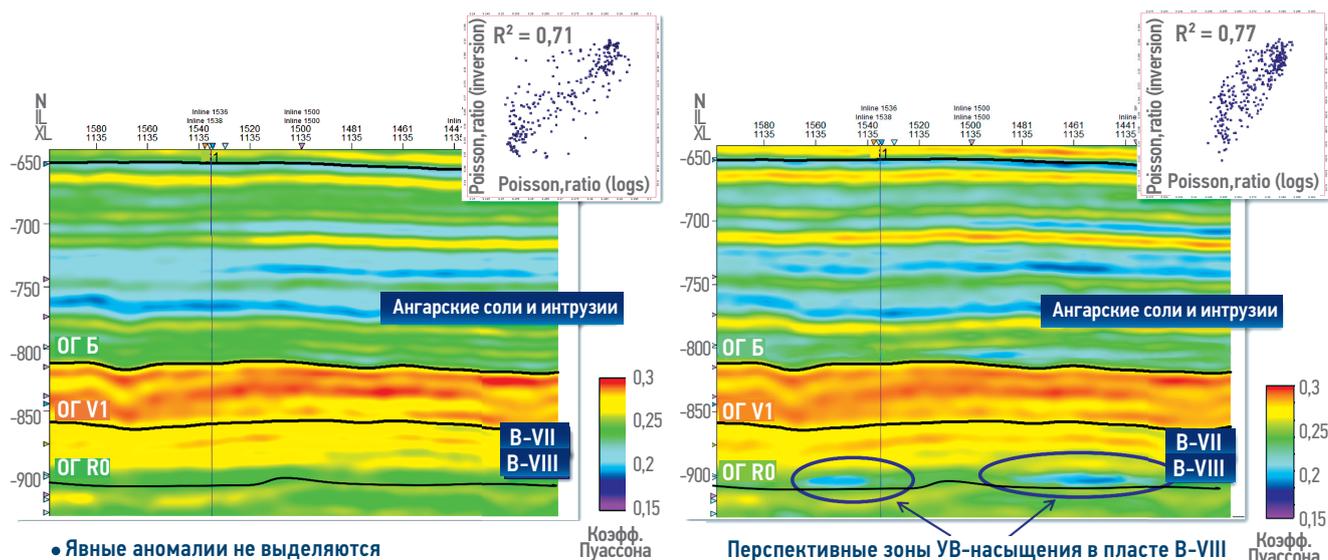


Рис. 3. Разрезы коэффициента Пуассона, оцененного по базовому сценарию инверсии (слева), инверсии с регуляризацией (справа). Составлено авторами

Fig. 3. Poisson's ratio sections: left — estimated by inversion base case, right — after regularization. Prepared by the authors

до 0,77, что позволяет говорить о большей достоверности данных.

Второй рассматриваемый участок расположен в Нидерландском секторе Северного моря. Объект исследования приурочен к неуплотненным дельтовым отложениям верхне-неогенового возраста [28]. С точки зрения седиментологии участок исследования представляет собой крупную проградирующую дельтовую систему, сложенную хорошо отсортированными песчаниками на бровках шельфа и в глубоководной части с общей высокой пористостью (20–33 %). Склонные отложения преимущественно мелкозернистые, иногда наблюдаются серии подводящих каналов [29].

В качестве входных данных были предоставлены 4 скважины с акустическим (только

P-волны) и плотностным (F02-1, F03-2, F03-4, F06-1) каротажем. Коэффициенты корреляции при привязке скважин достаточно высокие (0,8–0,9), за исключением скважины F06-1, расположенной в зоне склона ($R^2=0,69$). Доступен сейсмический куб только после суммирования с низким уровнем шума (5 %) и высокой доминантной частотой (около 45 Гц), следовательно, технически возможна реализация только акустической инверсии [30]. Данные по скорости поперечных волн (S-волн) также отсутствуют. Вейвлет был выбран из скважины F03-2 как имеющий самый высокий коэффициент корреляции по результатам привязки скважин. В табл. 2 показана матрица результатов проведения инверсии (коэффициенты корреляции и RME между

Таблица 2. Матрица результатов проведения акустической инверсии с различными алгоритмами регуляризации и сравнение с базовым сценарием

Table 2. Regularized inversion results and comparison with base case

Скв., R^2	Инверсия 1	Инверсия 2	Инверсия 3	Инверсия 4	Базовый сценарий
02-1	0,923	0,927	0,926	0,934	0,895
03-2	0,93	0,931	0,932	0,938	0,9
03-4	0,91	0,911	0,917	0,921	0,898
06-1	0,905	0,929	0,916	0,918	0,852
Скв, RME	Инверсия 1	Инверсия 2	Инверсия 3	Инверсия 4	Базовый сценарий
02-1	13594,9	12647,3	12435,7	11992,5	14882,8
03-2	12462,6	12090	12042,6	11417,3	14014,4
03-4	14552,2	14363,5	13895,4	12992,5	14625,8
06-1	14774,8	13032,5	14240	13984,2	15952,1

АИ, оцененным по результатам инверсии с четырьмя алгоритмами регуляризации, и АИ по скважинным данным). Хорошо видно, что наилучшие результаты (за исключением скважины F06-1) показала потрассовая блоковая регуляризация (4-й тип). Тем самым данный пример подтвердил ранее выдвинутую гипотезу о том, что при высоких частотах и низком уровне шума четвертый тип регуляризации является оптимальным. Необходимо упомянуть некоторые ограничения алгоритмов регуляризации при работе с несколькими скважинами одновременно. Во-первых, возможно использовать вейвлет только из одной скважины и только для одной угловой суммы (для синхронной инверсии). Рекомендуется [20] использовать вейвлет со скважины, результаты привязки которой показали наилучшую сходимость с данными бурения. Во-вторых, в случае работы с несколькими скважинами на участке можно выбрать только один алгоритм регуляризации, в то время как другие могут быть более подходящими для контроля качества в конкретных скважинах (наглядный пример показан в табл. 2, где для скважины 06-1 лучше сработал другой алгоритм). Наконец, в зонах сложной геологии (активная тектоника, несовершенная петрофизическая модель и т.д.) реализация инверсии с регуляризацией затруднена из-за невозможности удовлетворительной привязки скважин. Однако этот вопрос связан с общим ограничением инверсии и любого другого метода количественной интерпретации сейсмических данных. Несмотря на отмеченные выше алгоритмические ограничения, видно, что корректно

подобранный алгоритм регуляризации в зависимости от входных данных позволяет улучшить прогноз АИ более чем на 10–15 %. Пористость была пересчитана из АИ по следующему уравнению (10):

$$Porosity = -8,75313 \cdot 10^{-8} \cdot AI + 0,717307; \quad (10) \\ R^2=0,95.$$

На данном участке была проведена корреляция с использованием принципов синхронной стратиграфии на основе множества проведенных исследований [29, 31, 32]. Отмечены 4 цикла колебания уровня моря и основные системные тракты на основе анализа волновой картины [33]:

- HST (Highstand System Tract — уровень высокого стояния моря;
- TST (Transgressive System Tract — трансгрессивный системный тракт, соответствующий повышению уровня моря;
- FSST (Falling Stage System Tract — системный тракт, соответствующий резкому понижению уровня моря;
- LST (Lowstand System Tract — уровень низкого стояния моря.

Анализируя разрезы пористости, полученные по результатам инверсии с регуляризацией (рис. 4б) и по базовому сценарию (рис. 4а), видно, что более геологически обоснованный тренд был достигнут при использовании регуляризации. Согласно концептуальной модели и скважинным данным (рис. 5), в шельфовой части клинотектоник, ассоциирующихся с понижением уровня моря, имеется массивная высокопористая зона, которая четко выделяется по результатам регулярированной инверсии. Кроме того, в пределах

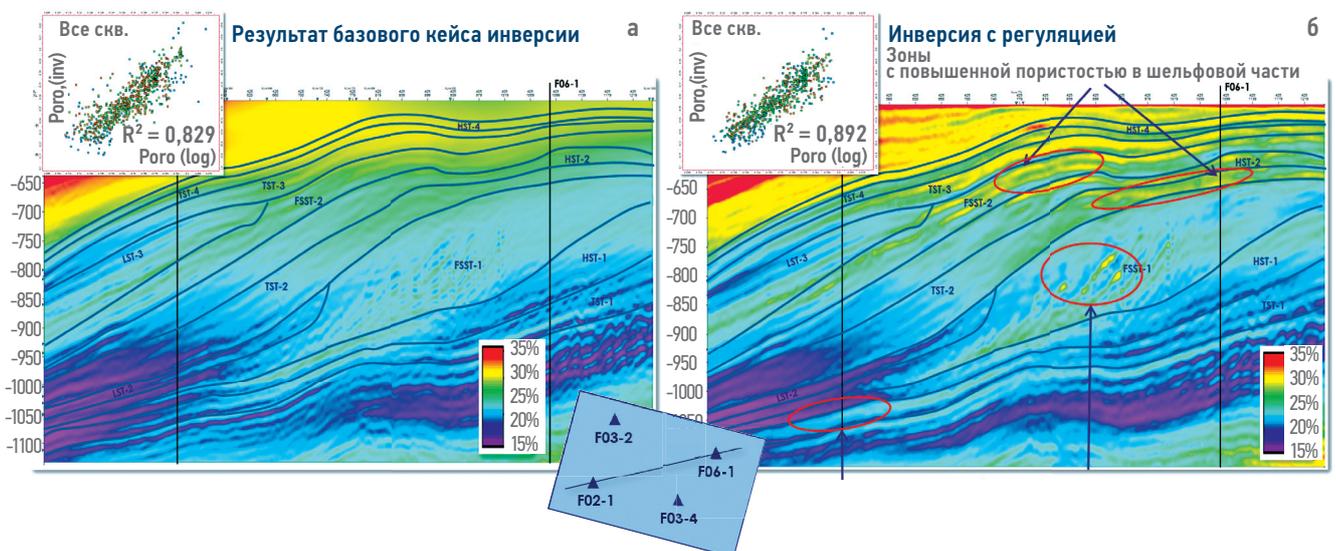


Рис. 4. Разрезы пористости, полученные по базовому сценарию инверсии (а), инверсии с регуляризацией (б). Составлено авторами
 Fig. 4. Porosity sections evaluated by base case inversion (a), regularized inversion (b). Prepared by the authors

Значения пористости восстанавливаются точнее относительно данных ГИС

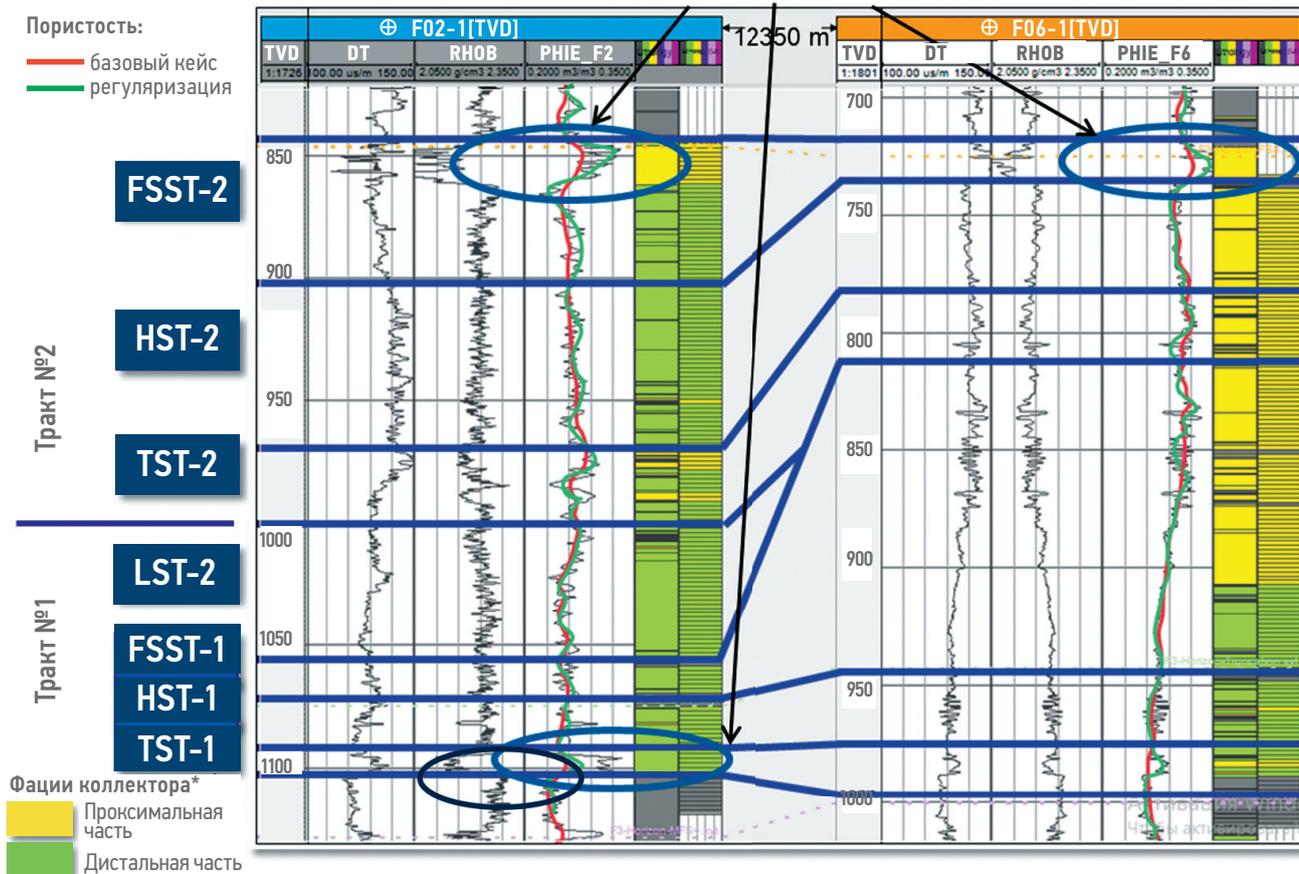


Рис. 5. Сопоставление пористости по результатам инверсии и данным РИГИС в различных системных трактах. Составлено авторами
 Fig. 5. Inversion results comparison with porosity log in different system tracts. Prepared by the authors

ортоформной зоны выявлены локальные коллекторы линзового типа с повышенной пористостью, характерные для данного региона. В базовом случае тренд пористости является нереалистичным с точки зрения геологии и концептуальной модели.

На рис. 5 показан разрез между скважинами F02-1 и F06-1. Хорошо видно, что в системных трактах FSST-2 и TST-1 пористость, оцененная по данным инверсии с регуляризацией (зеленая кривая), максимально приближена к реальным значениям (по данным РИГИС), тогда как значения базового случая (красная линия) существенно занижены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование алгоритмов регуляризации при выполнении сейсмической инверсии позволяет более адекватно оценить сейсмический тренд для дальнейшего петрофизического моделирования.

Важно отметить, что грамотный подбор алгоритма регуляризации в зависимости от исходных данных (доминантная частота

и уровень шума сейсмических данных) позволит более точно восстановить упругие свойства пород. По результатам эксперимента, проведенного с одномерной синтетической моделью, было установлено, что в большинстве случаев наиболее оптимальной является последовательное применение регуляризации Тихонова и Лапласа. Однако, если речь идет о низком уровне шума и высоких частотах, требуется дополнительная потрассовая блоковая регуляризация. При работе с низкочастотными сейсмическими данными рекомендуется использовать регуляризацию (аппроксимацию) Лапласа. Данные выводы были подтверждены при работе с реальными данными.

С точки зрения количественного прогноза пористости квадратичная ошибка при регуляризации снизилась примерно на 10–15 % в разных скважинах по акустическому импедансу. Для оценки пористости была получена та же точность, что позволяет уточнить тренд пористости для дальнейшего моделирования. Выполнение синхронной инверсии с регуляризацией расширяет круг решаемых задач: по анализу коэффициента Пуассона

есть возможность снизить возможные риски при планировании проходки скважин в сложных коллекторах. Алгоритмы регуляризации имеют некоторые ограничения, такие как невозможность использования нескольких вейвлетов при работе с синхронной инверсией, а также использование только одного алгоритма

регуляризации при работе с несколькими скважинами. Наконец, при необоснованности проведения самой инверсии регуляризация не имеет смысла. Несмотря на эти ограничения, результаты, полученные на двух различных участках, показали более точное восстановление пористости по сравнению с базовым сценарием инверсии.

Список литературы

1. Ампилов Ю.П., Барнов А.Ю., Яковлев И.В., Филиппова К.Е., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. — 2009. — №1. — С. 3–16.
2. Буторин А.В. Метод разряженной аппроксимации для повышения разрешающей способности волнового поля // ПРОНефть: профессионально о нефти. — 2020. — №2. — С. 14–20.
3. Игнатьев С.Ф. Перспективы нефтегазоносности Оморинской группы месторождений // Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа: материалы конференции. — Тюмень, ТюмГНГУ, 2012. — С. 31–35.
4. Козьонов А.Е. Генетические типы и процессы формирования пустотного пространства отложений аладынской свиты рифея и ее аналогов в пределах Енисейского кряжа и прилегающих территорий зоны ангарских складок: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2021. — 189 с.
5. Ли Ц. Разработка помехоустойчивых алгоритмов динамической инверсии сейсмических данных: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. — 181 с.
6. Мельников В.Н. Нефтегазные резервуары Лено-Тунгусской провинции: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 1996. — 458 с.
7. Переплеткин И.А., Кузнецов В.И. Выявление областей нефтенасыщения в нетрадиционных коллекторах с помощью коэффициента Пуассона при проведении 2D 3C сейсморазведки // Геологический вестник. — 2019. — №1. — С. 149–158.
8. Лузырев В.И. Поперечные и обменные волны в сейсморазведке. Москва: Недра, 1997. — 124 с.
9. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. Москва: Наука, 1986. — 287 с.
10. Aki L., Richards P. Quantitative seismology. Cambridge: University Science, 2007. — 700 p.
11. Bacon M., Simm R., Redshaw T. 3D seismic interpretation. Cambridge: University of Cambridge Publishing, 2003. — 207 p.
12. Chopra S., Castagna J. AVO. Investigations in Geophysics. Tulsa: SEG, 2014. — 303 p.
13. Connolly P. Elastic impedance // The Leading Edge. — 1999. — No. 18. — P. 438–452.
14. Dubrule O. Geostatistics for seismic data integration. Amsterdam: SEG/EAGE, 2003. — 273 p.
15. Duin E., Doornenbal J., Rijkers R., Verbeek J., Wong T. Subsurface structure of the Netherlands — results of recent onshore and offshore mapping // Netherlands Journal of Geosciences. — 2006. — P. 245–276.
16. Emery D., Myers K. Sequence Stratigraphy. London: Blackwell Science Ltd, 2001. — 296 p.
17. Greenberg M., Castagna J. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: theoretical formulation, preliminary verification and applications // Geophysical Prospecting. — 1992. — Vol. 16. — P. 195–209.
18. Guitton A. Blocky regularization schemes for Full-Waveform Inversion // Geophysical Prospecting. — 2011. — Vol. 60. — P. 870–884.
19. Hampson D. AVO inversion, theory and practice // The Leading Edge. — 1991. — № 10. — P. 39–42.
20. Hansen P. Discrete Inverse Problems: Insight and Algorithms. Philadelphia: SIAM, 2010. — 213 p.
21. Jiahao P. IEEE Transactions on Image Processing // Institute of Electronics Engineering. — 2019. — No. 40 (1). — P. 444–458.
22. Jiahao P. Graph Laplacian Regularization for Inverse Imaging // Institute of Electronics Engineering. — 2017. — No. 26 (4). — P. 1770–1785.
23. Kozyaev A., Kurash T., Onuchin S. Methodological Features and Case Studies of the Seismic Data Usage on the Stage of Field Development // SPE Russian Petroleum Technology Conference Extended Abstracts. — Moscow, 2019. — 18 p.
24. Krasnov F., Butorin A. Spectral Inversion in Estimation of Change in the Dominant Frequency of the Wave Field // International Journal of Information Technologies. — 2019. — Vol. 7. — 8 p.
25. Michalowicz P. 3D model of the geological structure of the F3 block (Netherlands) // 9th Geosymposium of Young Researchers. Poster Section. — Kroczyce, 2016.
26. Nanda N. Seismic data interpretation and evaluation for HC exploration and production. A Practitioner's Guide. Cham: Springer International Publishing, 2016. — 307 p.
27. OpendTect Training Manual. dGB Earth Sciences, 2021. — 382 p.
28. PyLops Manual. Python Library for seismic inversion and signal processing, 2022. — 224 p.
29. Russell B. Introduction to Seismic Inversion Methods // SEG Course Notes Series. — 1988. — P. 80–101.
30. Tarantola A. Inverse Problem Theory. Amsterdam: Elsevier, 1987. — 613 p.
31. Van Vagoner J., Mitchum R., Campion K., Rahmanian V. Siliclastic Sequence Stratigraphy. Well Logs, cores and outcrops. Methods in exploration. Tulsa: AAPG. — 1990. — No. 7. — 55 p.
32. Vernik L. Seismic petrophysics in quantitative interpretation // Investigations in Geophysics Series. — 2016. — No. 18. — 227 p.
33. Whitcombe D. Extended elastic impedance for fluid lithology prediction // Geophysics. — 2002. — No. 67. — P. 63–67.

References

1. Ampilov Y.P., Barkov A.Y., Yakovlev I.V., Filippova K.E., Priezzhev I.I. Almost everything about seismic inversion // *Seismic technologies*, 2009, no 1, pp. 3–16. (In Russ.)
2. Butorin A.V. Sparse approximation for seismic resolution increasing // *PRONeft: Professionally about oil*, 2020, no. 2, pp. 14–20. (In Russ.)
3. Ignatiev S.F. Oil & gas prospects of Omorinsky group of projects // *Oil and Gas Conference Proceedings*. — Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University, 2012, pp. 31–35. (In Russ.)
4. Kozionov A.E. *Genetic types and void space formation in the Aladian Riphean Formation and its analogues within the Yenisei ridge and surrounding territories of the Angara fold zone*. PhD Thesis. — Moscow: Gubkin University, 2021, 189 p. (In Russ.)
5. Li Q. *Development of noise-resistant algorithms for dynamic inversion of seismic data*. PhD Thesis. — Moscow: Gubkin University, 2018, 181 p. (In Russ.)

6. Melnikov V.N. *Oil- and gas-bearing complexes of the Lena-Tunguska Province*. Doctor Thesis. — Novosibirsk, Siberian Branch of RAS, 1996, 458 p. (In Russ.)
7. Perepletkin I.A., Kuznetsov V.I. Use of 3C 2D seismic technology to identify oil-bearing reservoirs // *Geological Bulletin*, — 2019, no. 1, pp. 149–158. (In Russ.)
8. Puzyrev V.I. *Shear and exchange waves in seismic*. Moscow: Nedra, 1997, 124 p. (In Russ.)
9. Tikhonov A.N., Arsenin V.Y. *Methods for solving incorrect technical problems*. Textbook for universities. Moscow: Nauka, 1986, 287 p. (In Russ.)
10. Aki K., Richards P. *Quantitative seismology*. Cambridge: University Science, 2007, 700 p.
11. Bacon M., Simm R., Redshaw T. *3D seismic interpretation*. Cambridge: University of Cambridge Publishing, 2003, 207 p.
12. Chopra S., Castagna J. *AVO. Investigations in Geophysics*. Tulsa: SEG, 2014, 303 p.
13. Connolly P. Elastic impedance // *The Leading Edge*, 1999, no. 18, pp. 438–452.
14. Dubrule O. *Geostatistics for seismic data integration*. Amsterdam: SEG/EAGE, 2003, 273 p.
15. Duin E., Doornenbal J., Rijkers R., Verbeek J., Wong T. Subsurface structure of the Netherlands — results of recent on-shore and offshore mapping // *Netherlands Journal of Geosciences*, 2006, pp. 245–276.
16. Emery D., Myers K. *Sequence Stratigraphy*. London: Blackwell Science Ltd, 2001, 296 p.
17. Greenberg M., Castagna J. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: theoretical formulation, preliminary verification and applications // *Geophysical Prospecting*, 1992, vol. 16, pp. 195–209.
18. Guitton A. Blocky regularization schemes for Full-Waveform Inversion // *Geophysical Prospecting*, 2011, vol. 60, pp. 870–884.
19. Hampson D. AVO inversion, theory and practice // *The Leading Edge*, 1991, no. 10, pp. 39–42.
20. Hansen. P. *Discrete Inverse Problems: Insight and Algorithms*. Philadelphia: SIAM, 2010, 213 p.
21. Jiahao P. IEEE Transactions on Image Processing // *Institute of Electronics Engineering*, 2019, no. 40 (1), pp. 444–458.
22. Jiahao P. Graph Laplacian Regularization for Inverse Imaging // *Institute of Electronics Engineering*, 2017, no. 26 (4), pp. 1770–1785.
23. Kozyaev A., Kurash T., Onuchin S. Methodological Features and Case Studies of the Seismic Data Usage on the Stage of Field Development // *SPE Russian Petroleum Technology Conference Extended Abstracts*, Moscow, 2019, 18 p.
24. Krasnov F., Butorin A. Spectral Inversion in Estimation of Change in the Dominant Frequency of the Wave Field // *International Journal of Information Technologies*, 2019, vol. 7, 8 p.
25. Michalowicz P. 3D model of the geological structure of the F3 block (Netherlands) // *9th Geosymposium of Young Researchers*. Poster Section, Kroczyce, 2016.
26. Nanda N. *Seismic data interpretation and evaluation for HC exploration and production*. A Practitioner's Guide. Cham: Springer International Publishing, 2016, 307 p.
27. OpendTect Training Manual. dGB Earth Sciences, 2021, 382 p.
28. PyLops Manual. Python Library for seismic inversion and signal processing, 2022, 224 p.
29. Russell B. Introduction to Seismic Inversion Methods // *SEG Course Notes Series*, 1988, pp. 80–101.
30. Tarantola A. *Inverse Problem Theory*. Amsterdam: Elsevier, 1987, 613 p.
31. Van Vagoner J., Mitchum R., Campion K., Rahmanian V. Siliclastic Sequence Stratigraphy. *Well Logs, cores and outcrops. Methods in exploration*. Tulsa: AAPG, 1990, no. 7, 55 p.
32. Vernik L. Seismic petrophysics in quantitative interpretation // *Investigations in Geophysics Series*, 2016, no. 18, 227 p.
33. Whitcombe D. Extended elastic impedance for fluid lithology prediction // *Geophysics*, 2002, no. 67, pp. 63–67.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

А.А. Волкова — разработала концепцию исследования и материалы для исследования. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

Aleksandr V. Butorin — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Ivan A. Perepletkin* — Engineer, Novosibirsk State University 2, Pirogov Str., 630090, Novosibirsk, Russia. e-mail: perepletkin.ia@gmail.com
AuthorID: 962435
SPIN-code: 1246-0648
Scopus: 57205282863

Александр Васильевич Буторин — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Институт наук о Земле, Санкт-Петербургский государственный университет; руководитель по развитию дисциплины «сейсморастведна», группа компаний «Газпром нефть»
AuthorID: 877389
SPIN-код: 8474-6120
Web of Science: B-7405-2019
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439>
Scopus: 56370048400

Александра Александровна Волкова — инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа, Томский политехнический университет 634034, Россия, г. Томск, ул. Усова, д. 4а.
AuthorID: 924262
SPIN-код: 1698-8383
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6980-8759>
Scopus: 57189495004

Aleksandr V. Butorin — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Institute of Earth Sciences, Saint Petersburg State University. Head of seismic discipline, Gazprom нефt company group
AuthorID: 877389
SPIN-code: 8474-6120
Web of Science: B-7405-2019
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439>
Scopus: 56370048400

Aleksandra A. Volkova — Engineer of Petroleum Geology Laboratory, Tomsk Polytechnic University 4a Usov Str., 634034, Tomsk, Russia.
AuthorID: 924262
SPIN-code: 1698-8383
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6980-8759>
Scopus: 57189495004

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АВТОМАТИЗАЦИЯ ВЫБОРА ЧАСТОТ ДЛЯ RGB-ВИЗУАЛИЗАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ СПЕКТРАЛЬНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ

© А.В. Буторин, 2024



А.В. Буторин

Группа компаний «Газпром нефть» РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Методика спектральной декомпозиции и связанный с ней алгоритм RGB-визуализации находят широкое применение на многих проектах для картирования геологических объектов.

Цель. Целью работы является создание и апробация новой технологии автоматического выбора частот для цветового комбинирования результатов спектральной декомпозиции, а также выработка методики оценки качества получаемого результата.

Материалы и методы. Для тестирования предлагаемого подхода использованы реальные данные одного из месторождений Западной Сибири. Разработка алгоритма и расчеты выполнены с привлечением языка программирования Python.

Результаты. В результате проведенного исследования предложен новый подход к выбору частот для реализации спектральной декомпозиции и последующей RGB-визуализации. В качестве инструмента оценки информативности получаемого результата предлагается оценка энтропии Шеннона.

Заключение. Разработанный алгоритм подбора частот показал свою эффективность на реальных практических примерах, получаемые карты цветового смешивания являются более информативными, чем эмпирический подбор.

Ключевые слова: спектральная декомпозиция, RGB-смешивание

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Буторин А.В. Автоматизация выбора частот для RGB-визуализации результатов спектральной декомпозиции. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):32–39. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-32-39>

Статья поступила в редакцию 15.12.2023

Принята к публикации 15.01.2024

Опубликована 29.03.2024

AUTOMATIC FREQUENCIES SELECTION FOR RGB REPRESENTATION OF THE SPECTRAL DECOMPOSITION RESULTS

Aleksandr V. Butorin

Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The spectral decomposition technique and the associated RGB visualization algorithm are widely used in many projects for mapping geological objects.

Goal. The aim of the research is to create and test a new technology for automatic frequency selection for RGB blending of spectral decomposition results, as well as to develop a methodology for estimation the quality of the result.

Materials and methods. To test the proposed approach, real data from one of the deposits in Western Siberia were used. The algorithm development and performed using the Python programming language.

Results. As a result of the conducted research, a new approach to the selection of frequencies for the implementation of spectral decomposition and subsequent RGB visualization is proposed. The Shannon entropy estimation is proposed as a tool for estimation of the obtained result.

Conclusion. The developed algorithm has shown its effectiveness on real examples; the resulting color mixing maps are more informative compared to empirical selection.

Keywords: spectral decomposition, RGB blending

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

For citation: Butorin A.V. Automatic frequencies selection for RGB representation of the spectral decomposition results. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):32–39. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-32-39>

Manuscript received 15.12.2023

Accepted 15.01.2024

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Метод спектральной декомпозиции в общем случае направлен на разложение волнового поля на составляющие его спектральные характеристики. В настоящий момент наиболее распространенными алгоритмами спектральной декомпозиции являются оконное преобразование Фурье (ОПФ) и непрерывное вейвлет-преобразование (НВП).

В основе метода ОПФ лежит дискретное оконное преобразование Фурье, которое выполняет разложение сейсмического сигнала на бесконечный ряд гармонических колебаний, характеризующихся собственной амплитудой и частотой. Совокупность амплитудных характеристик гармоник составляет амплитудно-частотную характеристику сейсмического сигнала.

Метод НВП основан на разложении сигнала на базе относительно коротких сигналов — вейвлетов. Семейство вейвлетов, используемых для декомпозиции, строится на базе определенного материнского вейвлета за счет операции масштабирования. В общем случае ОПФ может рассматриваться как реализация НВП, когда в качестве вейвлета используется ограниченная окном гармоническая функция заданной частоты.

Процесс спектральной декомпозиции сводится к вычислению поддискретной корреляции определенного вейвлета и участка сейсмической трассы. Для перехода к оценке энергии (магнитуды) к полученной функции корреляции в скользящем окне применяется преобразование Гильберта, которое позволяет оценить огибающую полученной функции корреляции.

На сегодня метод спектральной декомпозиции получил широкое распространение при анализе литологически ограниченных залежей. Основной причиной является зависимость локального спектра, получаемого в рамках спектральной декомпозиции, от процессов интерференции [1]. Изучение аномалий локального спектра зачастую выполняется с использованием алгоритма цветового смешивания, или RGB-визуализации [2, 3].

Алгоритм предусматривает использование трех амплитудно-частотных характеристик, которые могут быть представлены вертикальными, горизонтальными или структурными срезами амплитудных кубов по заданным частотам. В рамках алгоритма каждому срезу присваивается свой цветокод красного (R), зеленого (G) или синего (B) цвета. При этом интенсивность цвета зависит от значения амплитуды. Отсутствие амплитуды по частоте характеризуется черным цветом, а ее максимальное значение — наибольшей

насыщенностью. В результате образуются три цветовых канала, описывающих поведение амплитуд трех заданных гармоник. Далее в рамках алгоритма производится объединение цветовых каналов, таким образом, что выходной массив в каждой точке характеризуется тремя значениями амплитуды, каждому из которых соответствует свой цветовой канал. Цвет полученного на выходе дискрета массива определяется в рамках трехмерного цветового куба, который описы-

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ПОДХОД ОБЛАДАЕТ ЛУЧШЕЙ ЦВЕТОВОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЦИЕЙ, ПОЗВОЛЯЕТ ИЗУЧИТЬ ВОЛНОВОЕ ПОЛЕ В НЕСКОЛЬКИХ МАСШТАБАХ И СНИЗИТЬ ВКЛАД ШУМОВОЙ КОМПОНЕНТЫ.

вает все цвета путем комбинации красного, зеленого и синего цветов. Цветовое разрешение такой палитры составляет примерно 16 млн цветов исходя из максимального значения насыщенности цвета 256 единиц. Необходимо отметить, что передача цвета в данном случае определяется типом программного обеспечения и приведенная характеристика является теоретически максимально возможной, однако на практике не все геофизические пакеты способны отобразить ее в полной мере.

Подобный метод визуализации характеризуется рядом преимуществ:

- Лучшая цветовая дифференциация по сравнению со стандартными атрибутами волнового поля. При этом смена цвета отражает изменение спектральных характеристик поля.
- Одновременное использование трех гармоник позволяет изучить волновое поле сразу на нескольких масштабах, что дает возможность более детально проанализировать сейсмические данные, а также найти возможные закономерности во взаимном изменении спектральных характеристик.
- Использование гармоник в области доминантного значения частоты волнового поля позволяет получить срезы с меньшим вкладом шумовой компоненты. Данный вывод основан на неравномерном распределении энергий полезной и шумовой компоненты по спектру. Наибольшее соотношение сигнал—шум будет наблюдаться именно в области доминантного значения. Низкочастотная область чаще всего подвержена искажению в процессе обработки, в то время как в высокочастотной области наблюдается естественное затухание сигнала, что ведет к преобладанию случайного шума [1].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Одним из практических вопросов использования данной методики является выбор частот для выполнения спектральной декомпозиции, которые во многих случаях подбираются эмпирически, исходя из проявленности геологических объектов, что является достаточно субъективным подходом.

В ходе исследования автором был предложен метод выбора частот, основанный на определении таких доминантных частот, чтобы сумма спектров соответствующих вейвлетов Риккера наиболее точно описывала спектр входного волнового поля [4]. Импульс Риккера является аналитическим и может быть вычислен на основании заданной доминантной частоты на определенном временном отрезке $[-t, +t]$:

$$R(t) = (1 - 2\pi^2 f^2 t^2)e^{-\pi^2 f^2 t^2},$$

где f — доминантная частота, t — заданные значения времени.

Для определения спектра входного волнового поля $S(f)$ и соответствующих импульсов Риккера ($R_1(t)$, $R_2(t)$, $R_3(t)$) может использоваться прямое преобразование Фурье. В рамках алгоритма требуется подобрать три импульса Риккера так, чтобы сумма их спектров $R(f_1)$, $R(f_2)$, $R(f_3)$ с минимальной ошибкой воссоздавала исходный спектр:

$$\sum (S(f) - (a * R(f_1) + b * R(f_2) + c * R(f_3)))^2 \rightarrow \min.$$

Таким образом, в рамках данной задачи требуется определить как коэффициенты (a , b , c), так и доминантные частоты (f_1 , f_2 , f_3), обеспечивающие минимизацию разностного функционала. Решение задачи сводится к поиску глобального минимума функционала ошибки в шестимерном пространстве. Решение может быть подобрано при помощи инструментов оптимизации языка программирования Python.

На **рис. 1** показан результат применения разработанного алгоритма на реальных данных. Черной сплошной линией на иллюстрации показан спектр входного волнового поля, а пунктирной линией — подобранный суммарный спектр, сформированный из трех импульсов Риккера с доминантными частотами 12 Гц (красный спектр), 23 Гц (зеленый спектр) и 42 Гц (синий спектр).

Определенные значения частот в дальнейшем могут использоваться в рамках вейвлет-преобразования для спектральной декомпозиции волнового поля. Полученные оценки энергии по частотам позволяют рассчитать карту цветового смешивания по целевому отражающему горизонту. Для сравнения автоматического подбора частот с эмпирическим была посчитана карта цветового комбинирования по частотам 15, 25 и 35 Гц, которые были выбраны субъективно. Сравнение двух полученных карт показано на **рис. 2**. Как видно из иллюстрации, объективная оценка качества результатов цветового смешивания на визуальном уровне затруднительна. Обе

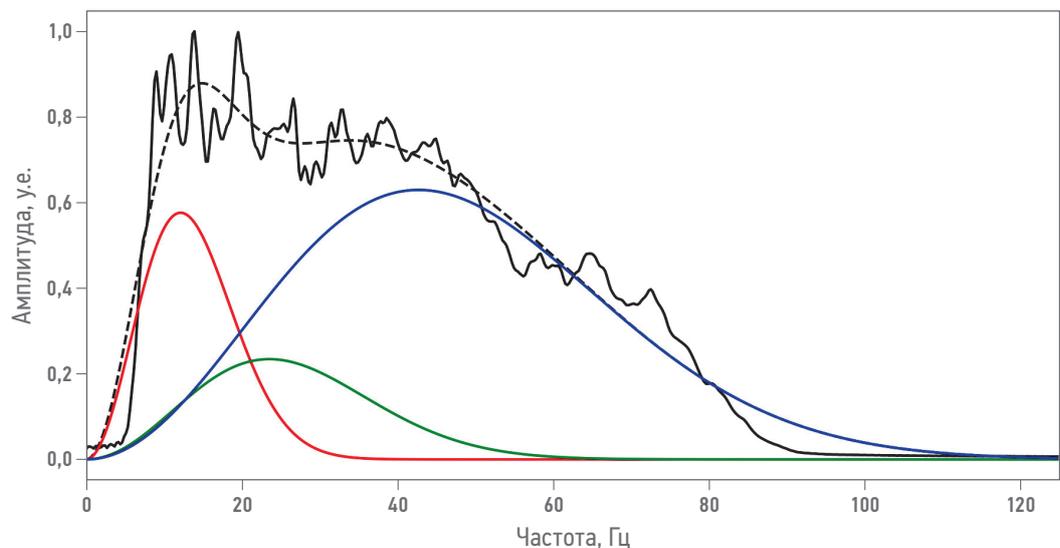


Рис. 1. Результат аппроксимации спектра волнового поля (черная сплошная линия) суммой трех спектров импульсов Риккера (пунктирная линия) с частотами 12 Гц (красная линия), 23 Гц (зеленая линия) и 42 Гц (синяя линия). Составлено автором

Fig. 1. The result of approximation of the wavefield spectrum (black solid line) by the sum of three Ricker wavelets spectra (dotted line) with frequencies of 12 Hz (red line), 23 Hz (green line) and 42 Hz (blue line). Prepared by the author

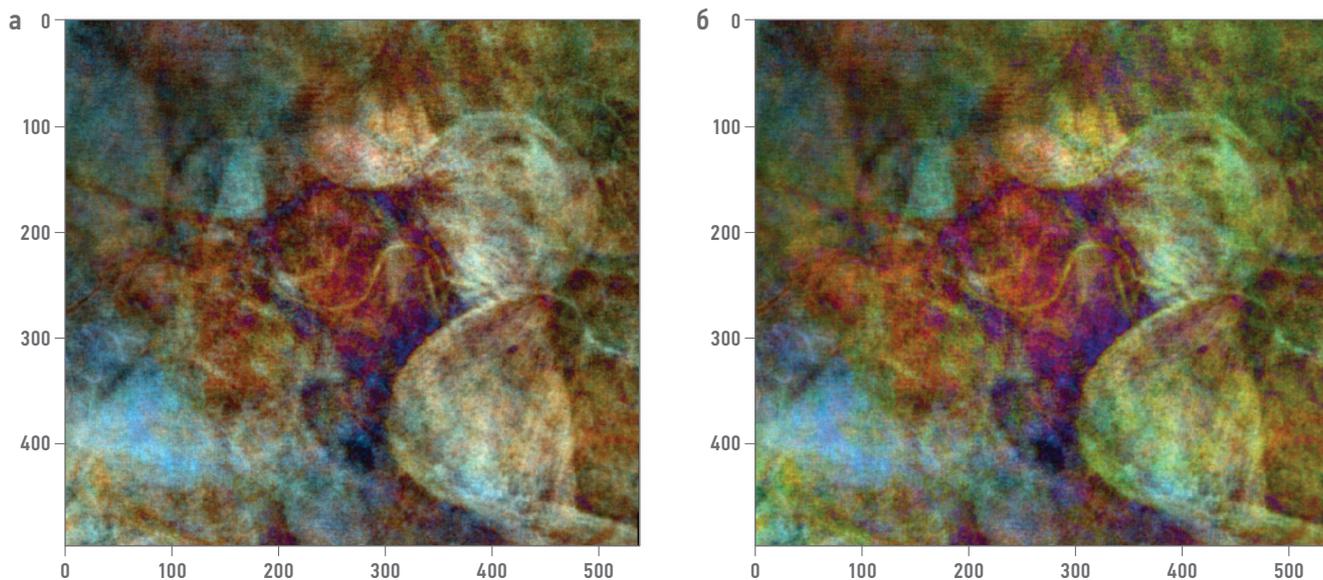


Рис. 2. Карты цветового смешивания для сочетания 15–25–35 Гц (а) и оптимальной комбинации, определенной автоматически (б).
Составлено автором

Fig. 2. RGB-maps for the combination of 15–25–35 Hz (a) and the optimal combination determined automatically (б). Prepared by the author

карты содержат полезную геологическую информацию, объекты и границы, выделяемые на двух полученных картах, условно можно считать одинаковыми. Для объективной оценки информативности результата цветового комбинирования предлагается использовать энтропию Шеннона, рассчитанную по полученной карте. Данная характеристика зачастую используется для оценки информативности цифровых сигналов [5]:

$$H = \sum_i p_i^* \log_2 \frac{1}{p_i},$$

где p_i — вероятность i -го уровня измеряемой случайной величины. В случае анализа цифровых изображений энтропия Шеннона описывает светоконтрастность изображения в градациях серого, что может указывать на изменчивость изображения. Нулевая энтропия будет наблюдаться для однородного монохромного изображения, при появлении неоднородностей значение энтропии Шеннона будет увеличиваться. Таким образом, большее значение энтропии может свидетельствовать о большей информативности полученного результата. Так, для результата, полученного с применением автоматически подобранных значений частот, оценка энтропии составляет 17,78, в то время как для эмпирического подбора оценка энтропии меньше и составляет 17,65. Таким образом, карты близки друг к другу по информативности.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрим пример тестирования разработанной методики подбора частот. В данном случае аналогично были определены оптимальные частоты, которые составили 13, 27 и 60 Гц (рис. 3).

Дополнительно были рассчитаны сочетания частот от 5 до 50 Гц таким образом, чтобы внутри сочетания частоты отличались на 10 Гц. Всего рассчитано 6 карт цветового комбинирования с ручным подбором частот и одна карта с оптимальным сочетанием. Для сравнения карт между собой были определены значения энтропии для каждой. Анализируя полученные результаты, можно сделать однозначный вывод, что автоматически подобранное сочетание частот обеспечивает максимальное значение энтропии, то есть получаемый результат является максимально информативным. Среди эмпирических сочетаний максимальная информативность наблюдается для сочетания 10, 20, 30 Гц (рис. 4). Рассматривая полученные результаты, можно подтвердить целесообразность использования энтропии как метрики информативности. На рис. 5а и 5б показано сравнение карт цветового комбинирования с использованием автоматического подбора частот и наилучшего результата ручного подбора. Как видно из сравнения, карты во многом повторяют друг друга и оценки энтропии для них оказываются близкими. Более показательным является сравнение карт с максимальной и минимальной энтропией. Как видно

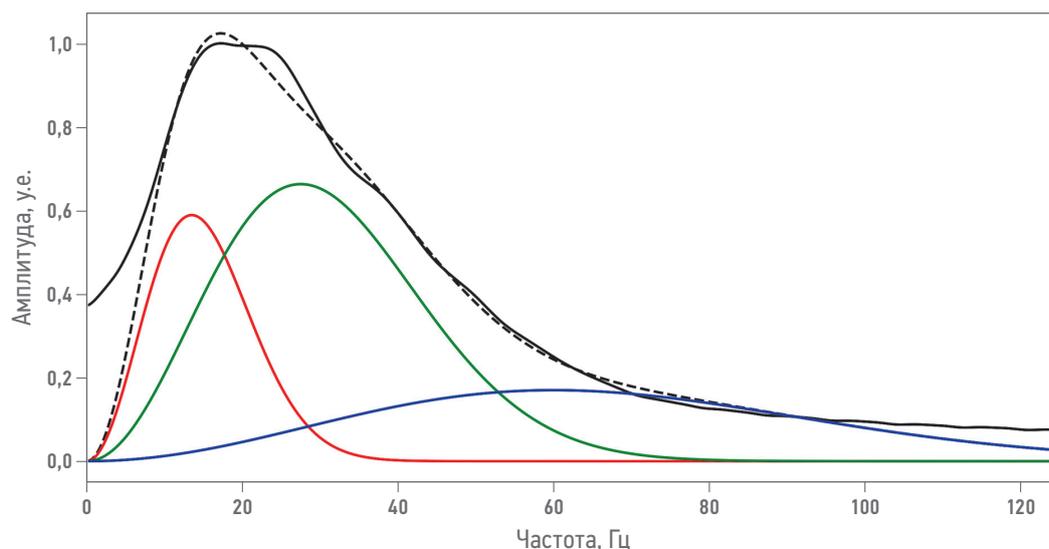


Рис. 3. Результат аппроксимации спектра волнового поля (черная сплошная линия) суммой трех спектров импульсов Риккера (пунктирная линия) с частотами 13 Гц (красная линия), 27 Гц (зеленая линия) и 60 Гц (синяя линия). Составлено автором

Fig. 3. The result of approximating the wavefield spectrum (black solid line) by the sum of three Ricker wavelets spectra (dotted line) with frequencies of 13 Hz (red line), 27 Hz (green line) and 60 Hz (blue line). Prepared by the author

из рис. 5в, карта с минимальным значением энтропии, полученная сочетанием частот 30, 40 и 50 Гц, обладает низкой информативностью, что связано с высокой корреляцией вейвлетов соответствующих доминантных частот между собой, что приводит к потере цветовой дифференциации.

Дополнительным аспектом является выбор окна для оценки спектра волнового поля, так как это будет полностью определять оптимальные значения, вычисляемые автоматическим алгоритмом. Для демонстрации данного фактора была выполнена оценка спектра в широком окне (более 1000 мс). Оптимальными частотами при подобных входных данных являются 11, 26 и 30 Гц. Использование подобного набора частот в рамках методики цветowego комбинирования приводит к снижению энтропии до 14,5 и, как результат, к потере качества получаемой карты цветowego смешивания (рис. 6).

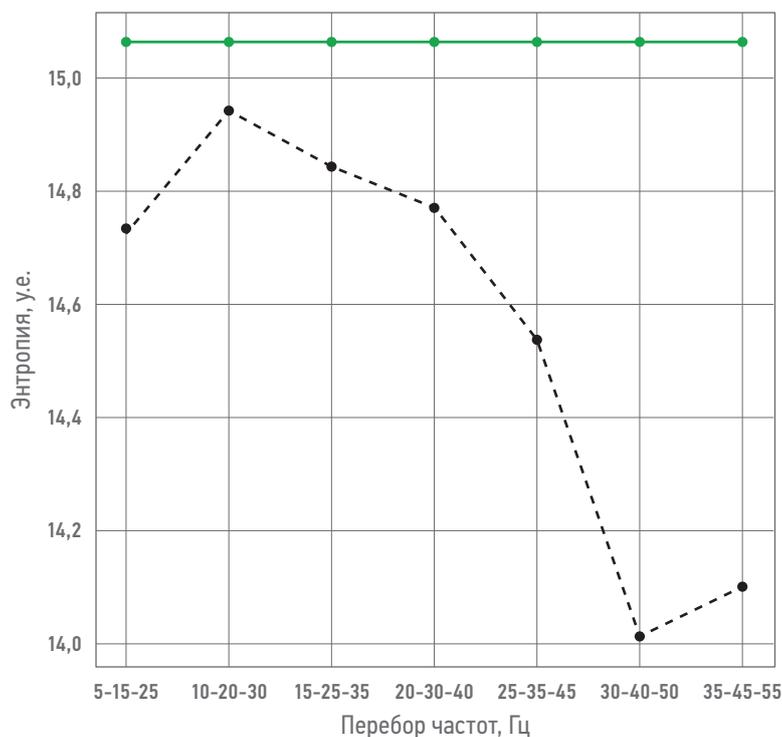


Рис. 4. График изменения энтропии для различных сочетаний частот (черный цвет); цветом показана энтропия оптимального сочетания частот. Составлено автором

Fig. 4. Plot of entropy changes for various frequency combinations (black); the color shows the entropy of the optimal frequency combination. Prepared by the author

ОБСУЖДЕНИЕ

В рамках исследования разработан алгоритм автоматического определения оптимальных частот для спектральной декомпозиции, основанный на подборе трех вейвлетов Риккера, сумма спектров которых наиболее точно приближает спектр входного волнового поля. Решение задачи может осуществляться при помощи современных инструментов программирования, так как основная задача сводится к поиску минимума разностного функционала. Разработанный подход позволяет внести определенную объективность в решение задачи по выбору частот для последующей RGB-визуализации. Для получения наиболее репрезентативного решения необходимо выполнять оценку спектра волнового поля в относительно

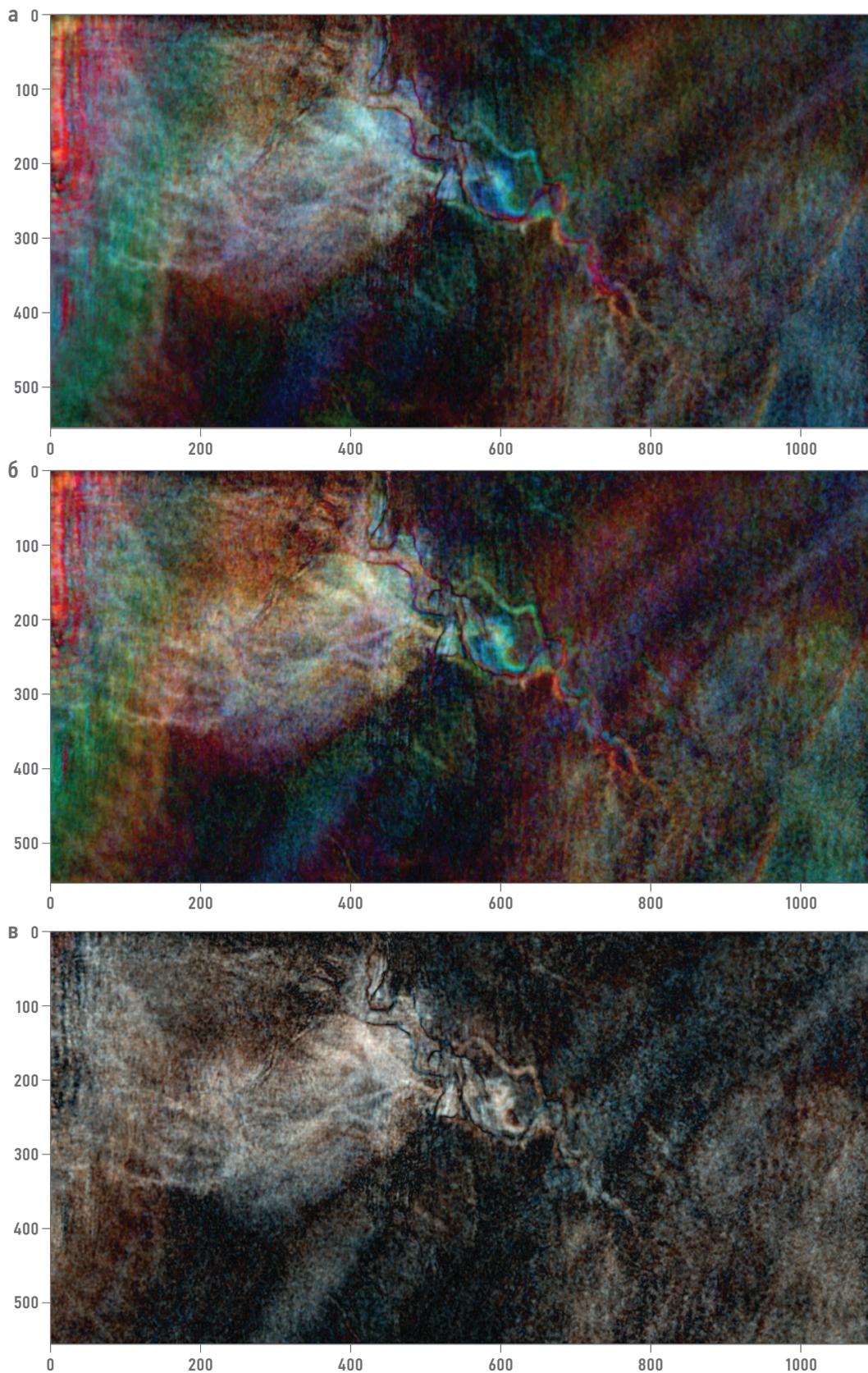


Рис. 5. Карты цветового смешивания для сочетания 10–20–30 Гц (а), оптимальной комбинации, определенной автоматически, 13–27–60 Гц (б) и 30–40–50 Гц (в). Составлено автором

Fig. 5. RGB-maps for a combination of 10–20–30 Hz (a), the optimal combination determined automatically, 13–27–60 Hz (б) and 30–40–50 Hz (в). Prepared by the author

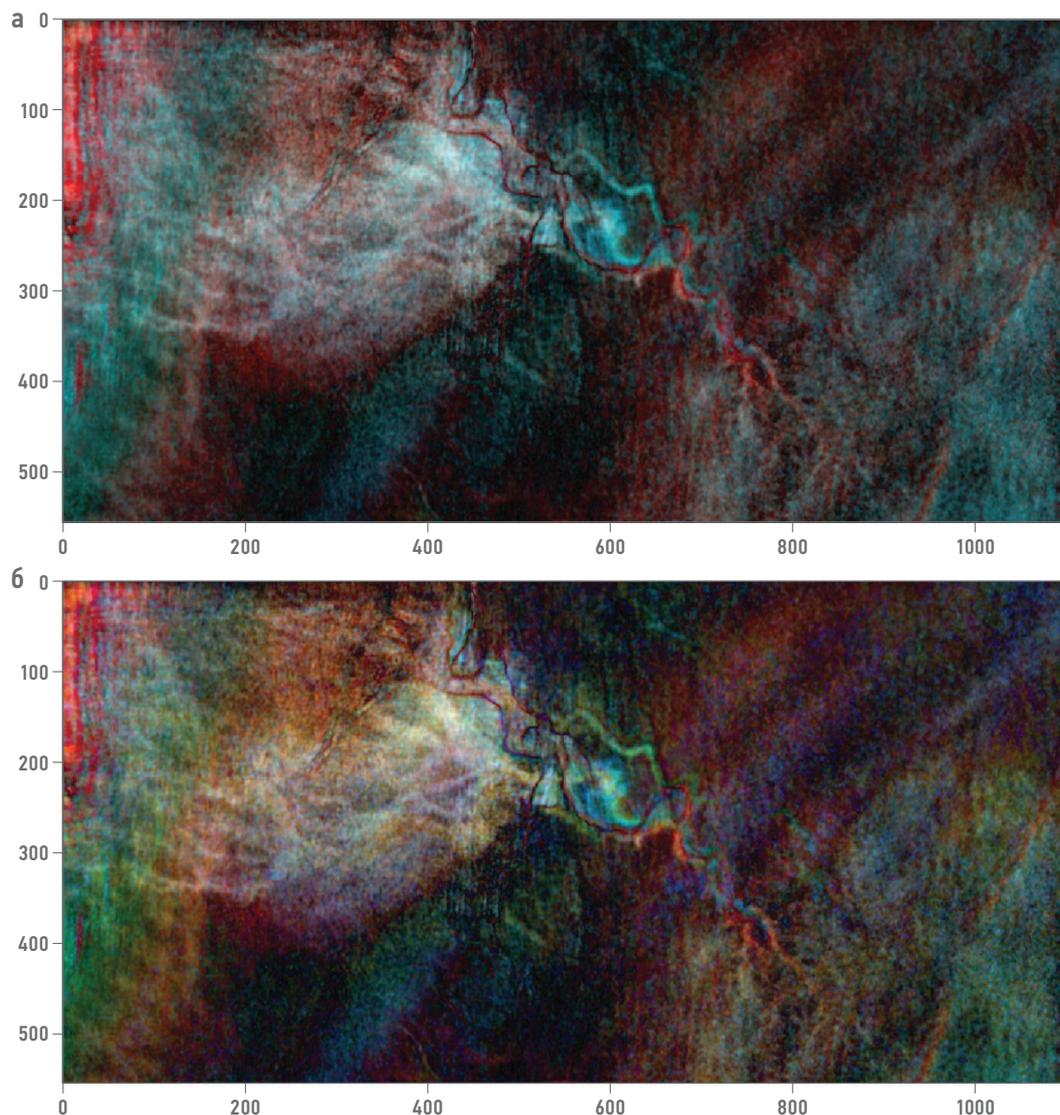


Рис. 6 Карты цветового смешивания для частот, определенных автоматически в широком (сверху) и узком (снизу) временном окне. Составлено автором

Fig. 6 RGB-maps for frequencies determined automatically in a wide (top) and narrow (bottom) time window. Prepared by the author

узком окне целевого интервала. Увеличение окна анализа приводит к снижению качества работы алгоритма.

В качестве метрики оценки качества предлагается использование энтропии Шеннона как характеристики информативности карты цветового смешивания. Расчет данной характеристики требует перевода иллюстрации в градацию серого (т.е. снижение размерности иллюстрации с трех цветовых каналов до одного). При подобной трансформации оценка энтропии будет отражать контрастность и цветовую дифференциацию исходного изображения. Альтернативным подходом является оценка энтропии отдельно по каждому цветовому каналу с последующим вычислением итогового значения

как суммы векторов по трем цветовым осям. Подобный подход при этом не учитывает различия в распределении амплитуд по отдельным частотам. Так, для наименее информативного сочетания высоких частот (30, 40, 50 Гц) энтропия по отдельным каналам оказывается высокой из-за значительной корреляции распределения по отдельным частотам между собой. По этой причине в качестве комплексной оценки информативности может рассматриваться среднее значение между энтропией, рассчитанной по исходной иллюстрации в градациях серого, и энтропии по отдельным цветовым каналам. При подобном подходе учитывается как детальность иллюстрации, так и цветовая дифференциация объектов.

Список литературы

1. Буторин А.В. Изучение спектральных характеристик волнового поля на примере модельных данных по результатам вейвлет-преобразования // Геофизика, 2016. — №4. — С. 61–67.
2. Буторин А.В. Изучение геологических объектов ачимовской свиты при помощи спектральной декомпозиции волнового поля // Геофизика, 2016. — №2. — С. 10–18.
3. Буторин А.В., Зиннурова Р.Р., Митяев М.Ю., Онегов А.В., Шарифуллин И.Ф., Виноходов М.А. Использование современных алгоритмов анализа сейсмических данных для определения потенциала ачимовских отложений Ноябрьского региона // Нефтяное хозяйство, 2015 — №12. — С. 52–54.
4. Краснов Ф.В., Буторин А.В. Оптимизационная методика выбора частот для получения RGB-представления результатов спектральной декомпозиции // International Journal of Open Information Technologies, 2018. — Vol. 6. — № 11. — P. 21–27.
5. Коротаев С.М. Энтропия и информация — универсальные естественно-научные понятия // Феномен и ноумен времени, 2005. — Т. 2 (1). — С. 3153.

References

1. Butorin A.V. Study of wave field spectral characteristics of the model data with wavelet transform // *Geofizika*, 2016, №4, p. 61–67 (In Russ.).
2. Butorin A.V. The study of geological objects achimov formation using a spectral decomposition // *Geofizika*, 2016, №4, p. 10–18 (In Russ.).
3. Butorin A.V., Zinnurova R.R., Mityaev M.U., Onegov A.V., Sharifullin I.F., Vinohodov M.A. Modern seismic data analysis for estimation of Achimov formation potential in Noyabr'skiy region // *Neftyanoe hozyaistvo*, 2015, no. 12, pp. 52–54. (In Russ.).
4. Krasnov F.V., Butorin A.V. Optimization methodology for the selection of frequencies to produce an RGB representation of the results of spectral decomposition // *International Journal of Open Information Technologies*, 2018, vol. 6, no.11, p. 21–27.
5. Korotaev S.M. Entropiya i informatsiya — universal'nye estestvennonauchnye ponyatiya (Entropy and information are universal natural science concepts) // *Fenomen i noumen vremeni*, 2005, vol. 2 (1), p. 31–53 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Александр Васильевич Буторин — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геофизика» Института наук о Земле, Санкт-Петербургский государственный университет; руководитель 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 нефt company group
3–5, Pochtamtskaya 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



ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

© Коллектив авторов,
2024



Н.А. Павлюков*, М.Д. Субботин, В.А. Павлов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, Тюмень

Электронный адрес: napavlyukov@tnnc.rosneft.ru

Введение. В работе представлено обобщение опыта использования геомеханического моделирования для решения задач разработки месторождений в части изучения и воспроизведения фактических событий на скважинах, связанных с ранним обводнением залежей ввиду разрушения коллектора и перемычек. Рассмотрена методика оценки изменения упруго-прочностных свойств на керне для различных типов коллекторов Западной и Восточной Сибири при смене насыщающего флюида на воду. Разработанный граф моделирования с учетом влияния изменения упруго-прочностных свойств горных пород от изменения насыщения на разрушение коллектора и возникновение высокопроводящих каналов применен для газовых и нефтяных отложений. Полученные результаты свидетельствуют об актуальности проведения подобных исследований для прогноза возможных негативных геомеханических эффектов на залежах, склонных к образованию высокопроводящих каналов от подхода подшошвенной воды или воды скважин ППД.

Цель. Изучение негативных геомеханических эффектов, связанных с ранним обводнением добывающих скважин, ввиду разрушения коллектора и перемычек.

Материалы и методы. На основании анализа имеющихся подходов к моделированию и типовых наборов данных, используемых для геомеханического моделирования, и способов калибровки разработан и апробирован алгоритм воспроизведения геомеханических эффектов, связанных с изменением упруго-прочностных свойств пород от насыщения, который позволяет учесть влияние разрушения породы на проницаемость.

Результаты. По результатам проведенных исследований удалось показать образование негативных геомеханических эффектов на скважинах (образование «кинжальных» прорывов и подход воды из аквифера).

Заключение. При различных исходных базовых насыщениях керна проведены исследования изменения упруго-прочностных свойств горных пород при смене насыщения. Исследования показали значительное (до 10 раз) ослабление прочностных свойств в слабоконсолидированных отложениях при смене естественного насыщения на воду. Созданная методика изучения фильтрационно-значимых геомеханических эффектов использована для подтверждения фактических событий на скважинах, связанных с образованием высокопроводящих каналов.

Ключевые слова: двунаправленное геомеханическое моделирование, влияние насыщающего флюида, изменение упруго-прочностных свойств, «кинжальный» прорыв

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Павлов В.А. Оценка влияния геомеханических эффектов на разработку месторождений в различных условиях. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):40–47. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-40-47>

Статья поступила в редакцию 02.11.2023

Принята к публикации 01.12.2023

Опубликована 29.03.2024

IMPACT ESTIMATION OF GEOMECHANICAL EFFECTS ON FIELDS DEVELOPMENT IN VARIOUS CONDITIONS

Nikolay A. Pavlyukov*, Mikhail D. Subbotin, Valery A. Pavlov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, RF, Tyumen

E-mail: napavlyukov@tnnc.rosneft.ru

The paper presents a summary of the experience of using geomechanical modeling to solve problems of field development in terms of studying and reproducing actual events at wells associated with early flooding of deposits due to the failure of the reservoir and shale breaks. The method of estimating changes in elastic-strength properties is considered on the core for various types of reservoirs in Western and Eastern Siberia when changing the saturating fluid to water. The developed modeling graph, taking into account the influence of changes in the elastic-strength properties of rocks from changes in saturation on the destruction of the reservoir and the appearance of highly conductive channels, is applied to gas and oil deposits. The results obtained indicate the relevance of conducting such studies to predict possible negative geomechanical effects on deposits prone to the formation of highly conductive channels from the aquifer or injection wells flooding.

The aim. Study of negative geomechanical effects associated with early flooding of producing wells due to the destruction of the reservoir and shale breaks.

Materials and methods. Based on the analysis of available modeling approaches and standard data sets used for geomechanical modeling, calibration methods, an algorithm for reproducing geomechanical effects associated with changes in the elastic-strength properties of rocks from saturation has been developed and tested, which allows taking into account the effect of rock failure on permeability.

Results. According to the results of the conducted studies, it was possible to show the formation of negative geomechanical effects on wells (premature water breakthroughs and the waterflooding from the aquifer).

Conclusion. At different initial core base saturations, studies of changes in the elastic-strength properties of rocks with a change in saturation have been carried out. Studies have shown a significant (up to 10 times) weakening of strength properties in unconsolidated formations when changing natural saturation to water. The created methodology for studying filtration-significant geomechanical effects is used to confirm the actual events at wells associated with the formation of highly conductive channels.

Keywords: two-directional geomechanical modeling, influence of saturating fluid, change of elastic-strength properties, premature water breakthrough

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

For citation: Pavlyukov N.A., Subbotin M.D., Pavlov V.A. Impact estimation of geomechanical effects on fields development in various conditions. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):40–47. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-40-47>

Manuscript received 02.11.2023

Accepted 01.12.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

В работе представлено обобщение опыта использования геомеханического моделирования для решения задач разработки месторождений в части изучения и воспроизведения фактических событий на скважинах, связанных с ранним обводнением залежей ввиду разрушения коллектора и перемычек. Отдельно рассмотрена методика оценки изменения упруго-прочностных свойств на керновом материале для различных типов коллекторов Западной и Восточной Сибири при смене насыщающего флюида с керосина на воду, а также сравнение с мировым опытом получаемых результатов подобных исследований. Разработан граф моделирования для определения влияния изменения упруго-прочностных свойств горных пород от насыщающего флюида на разрушение коллектора и возникновение высокопроводящих каналов, апробированный на нефтяных и газовых месторождениях. Полученные результаты свидетельствуют об актуальности проведения подобных исследований на керновом материале с последующим совмещенным гидродинамико-геомеханическим моделированием для прогноза возможных негативных геомеханических эффектов на залежах, склонных к образованию высокопроводящих каналов от подхода подошвенной воды или при ее закачке для целей поддержания пластового давления.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА

Слабоконсолидированные отложения сеноманского яруса покурской свиты являются одним из основных драйверов добычи газа из отложений Западной Сибири. В первую очередь это касается отложений Уренгойского, Медвежьего, Берегового месторождений, в том числе новых крупных месторождений, которые планируются к введению в разработку в ближайшее время. Схожие по свойствам горные породы имеются и в Восточной Сибири — отложения долгановской свиты.

ПРИ СМЕНЕ ЕСТЕСТВЕННОГО НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТА НА ВОДУ ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫХ ПОРОД ОСЛАБЛЯЮТСЯ ДО 10 РАЗ В КОЛЛЕКТОРАХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ.

Значительный объем исследований, направленных на определение влияния насыщающего флюида на изменение упруго-прочностных свойств горных пород, проведен за последние годы [1–3]. В качестве объектов исследования рассмотрены как слабоконсолидированные отложения, залегающие на небольших глубинах, представленные высокопроницаемыми песчаниками [4], так и глубокозалегающие низкопроницаемые доломиты [5] при начальном насыщении газом [6] или высоковязкой нефтью [7]. Влияние

насыщения изучено на примерах замещения различными жидкостями — водой, полимером [7], кислотой [2] и газом (N, CO₂) [8]. Во всех приведенных работах отмечается значительное влияние смены флюида насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород. С точки зрения геомеханического моделирования наиболее важным параметром является изменение прочности при одноосном сжатии, угла внутреннего трения и модуля Юнга. Главной особенностью лабораторных исследований при определении упруго-прочностных свойств горных пород является отсутствие предварительной экстракции образцов кернового материала. В свою очередь, это позволяет минимизировать влияние растворителя на целостность связей между частицами горных пород. После изготовления образцы с наличием углеводородов и фильтрата бурового раствора помещаются в емкость для насыщения. В качестве рабочих жидкостей используется пластовая вода необходимой минерализации или авиационный керосин [9]. При определении предела прочности горных пород при объемном сжатии, включая прочность толстостенных цилиндров, производится донасыщение при постоянном давлении. Различные проведенные эксперименты на сеноманских отложениях показывают, что при смене насыщения с углеводородов (высоковязкая нефть) на воду прочность снижается в десятки раз [7], при исходном

газовом насыщении происходит снижение прочности в 2–3 раза [6], для отложений долгановской свиты (высоковязкая нефть) снижение прочности достигает 30–50 %. Данные величины не противоречат общемировым тенденциям по схожим исследованиям и свидетельствуют о высоком качестве проводимых исследований. Следует отметить, что влияние смены насыщения на прочность горных пород отмечается при исследованиях, выполняемых на керне средне- и нижнемеловых отложений (рис. 1).

ГРАФ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для использования результатов геомеханического моделирования в оптимизации процессов бурения, ГРП и разработки важно понимать зависимость напряженно-деформированного состояния от пластового давления в продуктивных пластах, которая ведет к изменению градиента начала поглощений, увеличению/снижению чистого давления при ГРП, переориентации напряжений, возникновению геомеханических эффектов, влияющих на разработку в целом. Выделяется два основных способа оценки изменения напряжений при разработке:

- однонаправленное моделирование — изменения напряженно-деформированного состояния, вызванные изменением пластовых давлений в продуктивных пластах

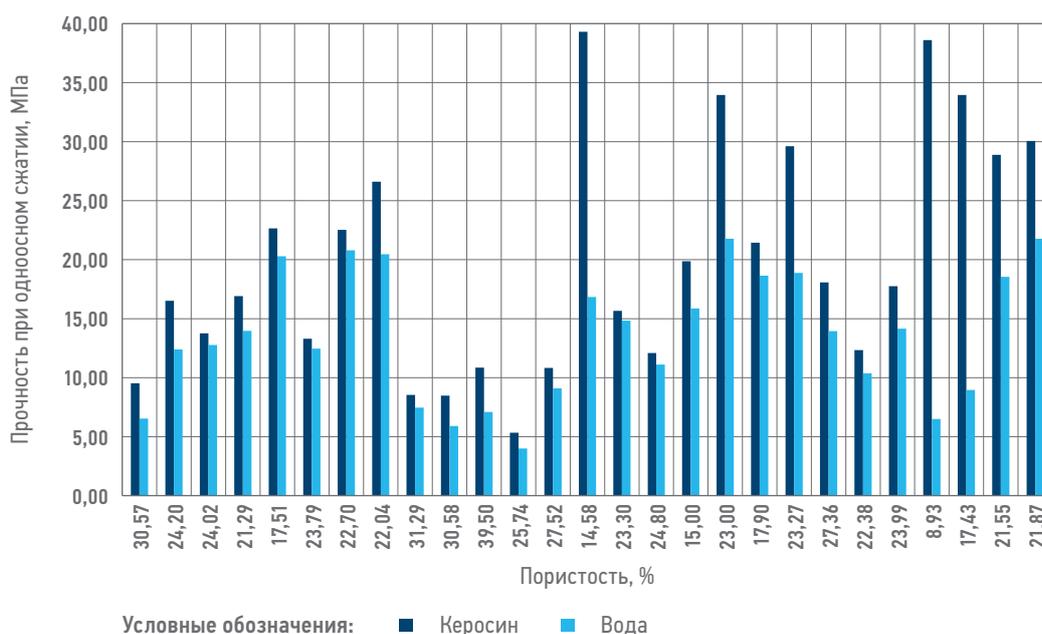


Рис. 1. Пример гистограммы распределения прочности при одноосном сжатии при различных флюидах насыщения. Составлено авторами

Fig. 1. An example of a histogram of the distribution of unconfined compressive strength at various saturation fluids. Figure prepared by the authors

(обособленное использование геомеханического симулятора для расчета напряженно-деформированного состояния на определенные временные шаги);

- совмещенное/двухнаправленное моделирование — изменения напряженно-деформированного состояния, вызванные изменением пластовых давлений в продуктивных пластах, с возможным последующим изменением пористости/проницаемости при возникающих пластических деформациях (совокупное использование гидродинамического и геомеханического симуляторов).

При связанном моделировании происходит последовательный расчет гидродинамическим и геомеханическим симуляторами, то есть в определенные, заранее выбранные временные шаги происходит остановка расчета в гидродинамическом симуляторе и выполняется расчет напряженно-деформированного состояния в геомеханическом симуляторе. В случае возникновения пластических деформаций для расчета

последующих шагов в гидродинамический симулятор передаются обновленные поля пористости и проницаемости. Расчеты при связанном моделировании позволяют учитывать возникновение геомеханических эффектов при гидродинамическом моделировании, в первую очередь это касается изменения проницаемости и пористости, вызванных пластическими деформациями пород коллектора. Очевидно, что подобные задачи нетривиальны и требуют затрат больших вычислительных ресурсов и входной информации для оценки влияния геомеханических эффектов на пористость и проницаемость. Основной отличительной чертой используемого графа работ на различных месторождениях Западной и Восточной Сибири является использование в расчете дополнительного шага (рис. 2), который позволяет на каждом этапе моделирования учитывать изменения упруго-прочностных свойств горных пород при влиянии изменения насыщения горных пород различными флюидами.

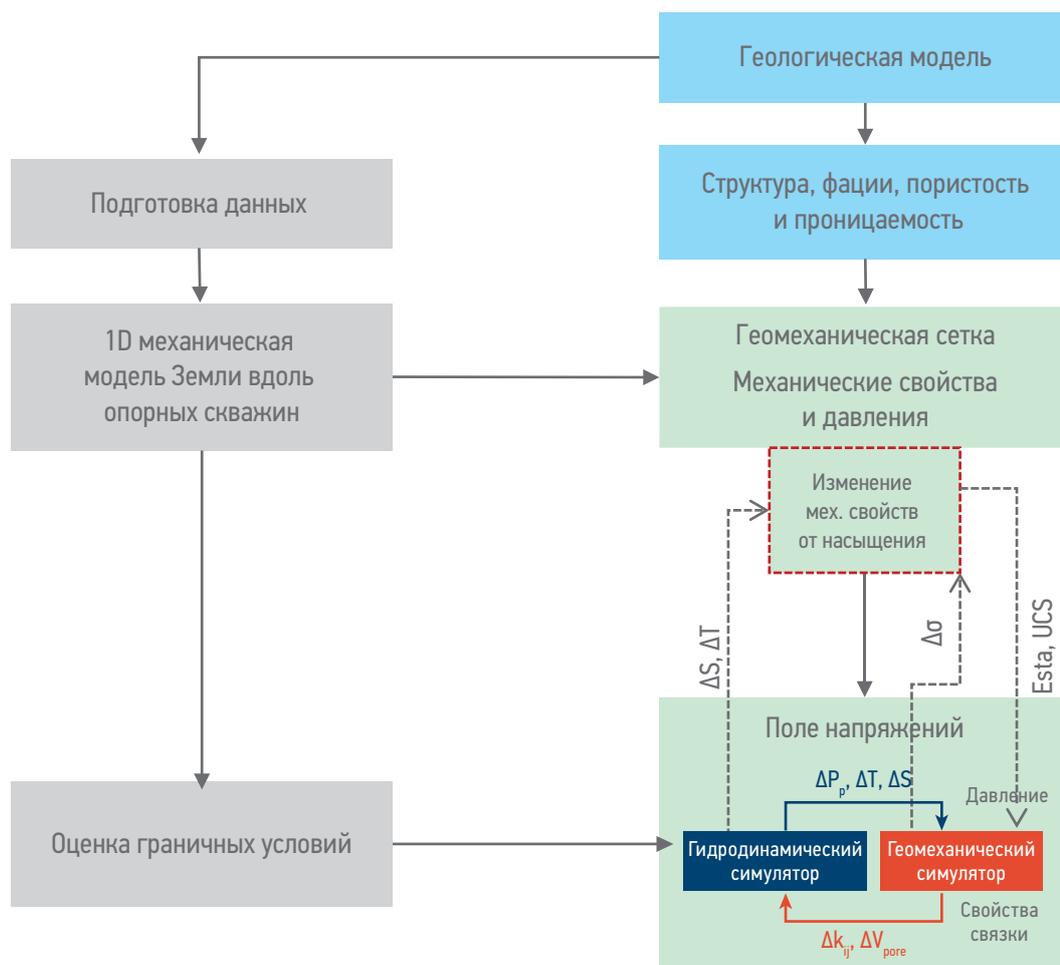


Рис. 2. Граф построения 3D/4D геомеханической модели с учетом изменения прочности от насыщения [10]. Составлено авторами

Fig. 2. 3D/4D geomechanical modeling workflow with considering changes of unconfined compressive strength from saturation [10]. Figure prepared by the authors

ПРИМЕРЫ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Результаты моделирования на объекте с высоковязкой нефтью слабосцементированных коллекторов, используя предложенный

алгоритм, позволяют воспроизвести образование «кинжального» прорыва от нагнетательной к добывающей скважине, характеризующегося в резком росте обводненности (рис. 3) в направлении, перпендикулярном максимальному горизонтальному

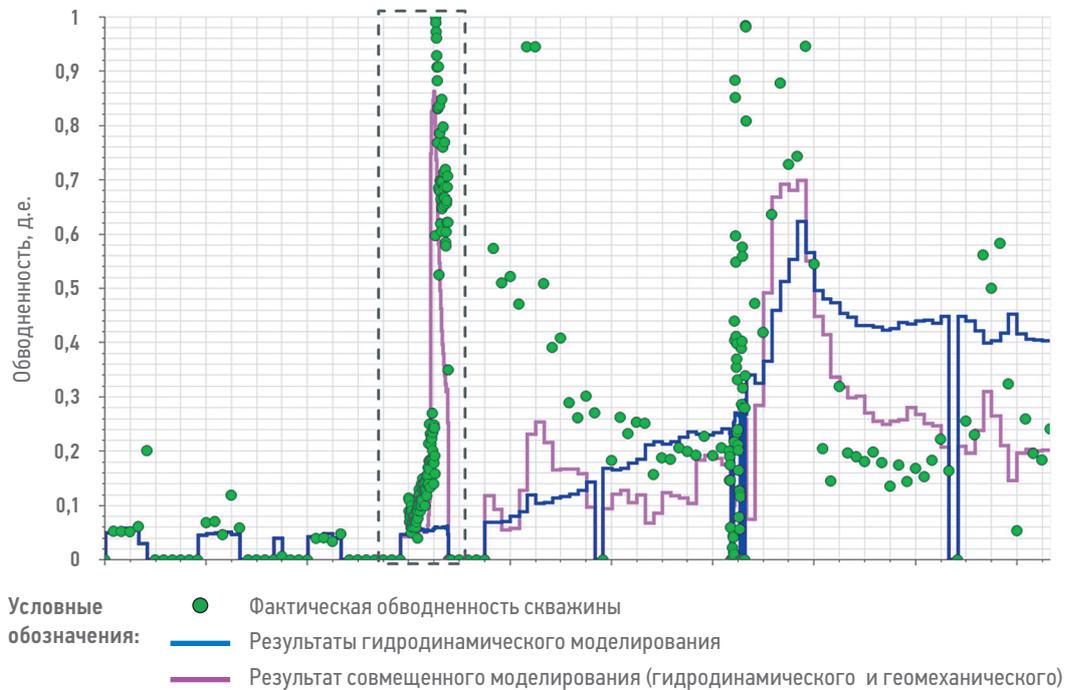


Рис. 3. График фактической обводненности скважины и результаты численных расчетов (гидродинамики — синяя кривая, связанной модели — розовая кривая) [7]. Составлено авторами

Fig. 3. Graph of the actual water cut of the well and the results of numerical calculations (hydrodynamics — blue curve, coupled model — pink curve) [7]. Figure prepared by the authors

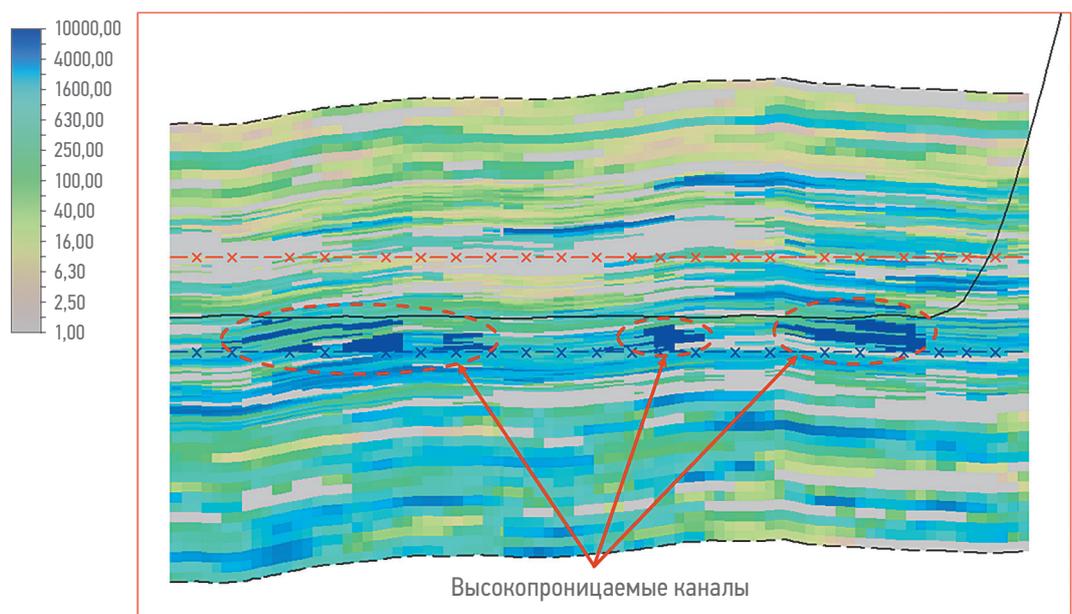


Рис. 4. Разрез по кубу проницаемости с результатами численного моделирования геомеханических эффектов. Составлено авторами

Fig. 4. Intersection of the permeability cube with the results of numerical modeling geomechanical effects. Figure prepared by the authors

напряжению. Наличие связанного канала также подтверждено ПГИ.

Схожие результаты по возникновению областей разрушения вблизи нагнетательных скважин и аквифера получены на другом месторождении Западной Сибири также с высоковязкой нефтью в слабосцементированном коллекторе (рис. 4).

Для месторождения с газонасыщенными слабоконсолированными коллекторами по результатам численного моделирования отмечается образование высокопроницаемых каналов, вызванных разрушением ослабленных ячеек породы из-за смены насыщения с газа на воду в подлежащей области — от аквифера к горизонтальным скважинам (рис. 5). Анализ интенсивности поступления подошвенных вод к кусту показывает, что на начало разработки отличия между гидродинамической моделью и связанной моделью отсутствуют, как и значимые изменения на 15-й год разработки. Начиная с 20-го года разработки отмечается более интенсивный прорыв воды по связанной модели. Через 30 лет происходит интенсивное обводнение всех скважин в связанной модели, при этом в гидродинамической модели обводнение скважин отсутствует (рис. 5). В варианте с изменением проницаемости, вызванным разрушением породы, контур воды подошел выше, с чем связано более быстрое выветывание добывающего фонда. За первые 25 лет разработки добыча воды в варианте с изменением проницаемости не превышает показателей базового варианта, однако далее наблюдаются резкое увеличение обводненности [10].

ВЫВОДЫ

Комплексно и последовательно на различных типах горных пород и при различных исходных базовых насыщениях ядра проведены исследования изменения упруго-прочностных свойств горных пород при насыщении различными флюидами. Исследования показали значительное (до 10 раз) ослабление прочностных свойств в слабоконсолированных отложениях при смене естественного насыщения на воду для коллекторов с высоковязкой нефтью и до 2–3 раз для газонасыщенных коллекторов. Аналогичным образом смена флюида насыщения оказывает влияние на прочность глубокозалегающих пород средне- и нижнемеловых отложений. Созданная методика изучения и расчета фильтрационно-значимых геомеханических эффектов, включающая исследования ядра, построение моделей и анализ/сравнение с фактическими наблюдениями, использована для расчета и подтверждения различных значимых геомеханических эффектов для месторождений Западной и Восточной Сибири. Образование «кинжальных» прорывов, подхода воды из аквифера ввиду ослабления прочностных свойств с последующим изменением проницаемости позволяет значительно улучшить качество адаптации гидродинамической модели к реальным данным в момент образования прорыва и спрогнозировать данные негативные геомеханические эффекты, оказывающие значительное влияние на разработку такого типа отложений. Полученные результаты позволят выполнять анализ и прогноз данных ситуаций

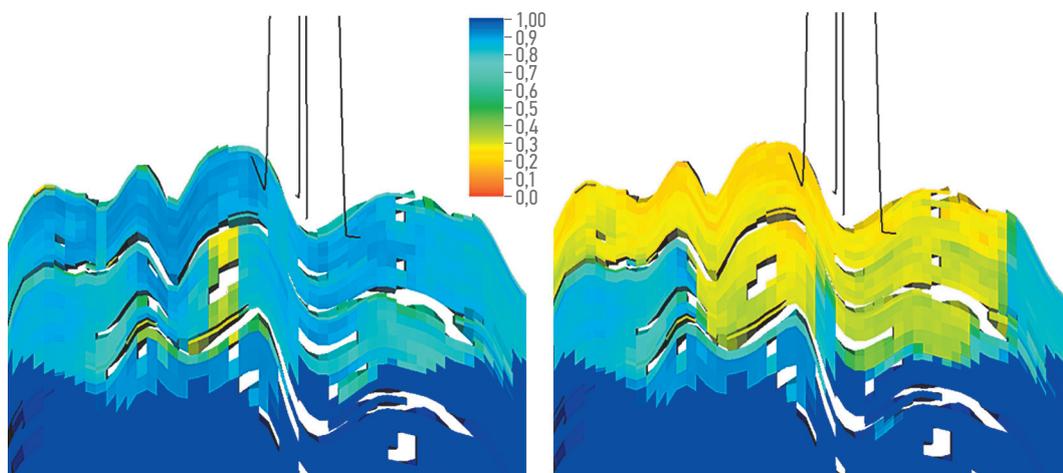


Рис. 5. Разрез по кубу водонасыщенности с результатами численного моделирования связанной гидродинамико-геомеханической модели (слева) и гидродинамической модели (справа) через 30 лет разработки [10]. Составлено авторами

Fig. 5. Intersection of the water saturation cube with the results of numerical modeling of the coupled hydrodynamic-geomechanical model (left) and hydrodynamic model (right) after 30 years of development. Figure prepared by the authors

по моделируемым месторождениям, а также определить предельно допустимые давления закачки в зависимости от конкретных условий проводки скважин и распределения ФЕС для минимизации геомеханических рисков (прорыв, резкое уплотнение).

Экстраполяция полученных подходов на другие значимые для Компании месторождения и отложения позволит снизить влияние возникающих негативных геомеханических эффектов на возможные сценарии разработки месторождений.

Список литературы

1. Heffer K. Geomechanical Influences in Water Injection Projects: An Overview / K. Heffer // *Oil & Gas Science and Technology*, 2002. — № 57 (5). — P. 415–422.
2. Попов С.Н. *Anomalous manifestations of mechanical and chemical effects in the development of oil and gas deposits* [dissertation]. Moscow, 2020. — 364 p.
3. Karmansky A.T. *Experimental substantiation of the strength and destruction of saturated sedimentary rocks* [dissertation]. Saint Petersburg, 2010. — 275 p.
4. Prahlad K.Y., Syed Sh.A., Najeeb A.a.T., Dhameen A.A. Effect of Drilling Fluid on Rock Mechanical Properties at Near-Drilling Conditions: an Implication of Fluid Design on Wellbore Stability // *Materials of the Offshore Technology Conference Asia*, 2016.
5. Кислицын А.А., Липатов Н.В. Воздействие воды и CO₂ на механические свойства низкопроницаемых горных пород // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 2021. — Т. 7. — № 2 (26). — С. 130–146.
6. Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Kudymov A.Yu., Yakubovskiy A.S., Subbotin M.D., Ptashnyy A.V., Abzgildin R.R., Maksimov E.V. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. // *Exposition Oil Gas*, 2021. — Iss. 1. — P. 44–49.
7. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S., Ivantsov N.N., Volgin E.R., Toropov K.V. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented. // *Oil and Gas Territory*, 2019. — Iss. 10. — P. 46–52.
8. Способ определения упругих свойств горных пород различной насыщенности образцов ядра газовых месторождений / Патент РФ №2781042, регистрация 04.10.2022 г.
9. Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Хакимов А.А., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю. Геомеханическое моделирование для оценки влияния разработки слабосцементированных коллекторов // *Нефтяная провинция*, 2022. — № 4(32). — С. 208–222.

References

1. Heffer K. Geomechanical Influences in Water Injection Projects: An Overview / K. Heffer // *Oil & Gas Science and Technology*, 2002. — № 57 (5). — P. 415–422.
2. Popov S.N. *Anomalous manifestations of mechanical and chemical effects in the development of oil and gas deposits* [dissertation]. Moscow, 2020. — 364 p.
3. Karmansky A.T. *Experimental substantiation of the strength and destruction of saturated sedimentary rocks* [dissertation]. Saint Petersburg, 2010. — 275 p.
4. Prahlad K.Y., Syed Sh.A., Najeeb A.a.T., Dhameen A.A. Effect of Drilling Fluid on Rock Mechanical Properties at Near-Drilling Conditions: an Implication of Fluid Design on Wellbore Stability // *Materials of the Offshore Technology Conference Asia*, 2016.
5. Kislitsyn A.A., Lipatov N.V. Impact of water and CO₂ on the mechanical properties of low permeable rocks // *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2021. — Т. 7. — № 2 (26). — P. 130–146.
6. Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Kudymov A.Yu., Yakubovskiy A.S., Subbotin M.D., Ptashnyy A.V., Abzgildin R.R., Maksimov E.V. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks // *Exposition Oil Gas*, 2021. — Iss. 1. — P. 44–49.
7. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S., Ivantsov N.N., Volgin E.R., Toropov K.V. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented // *Oil and Gas Territory*, 2019. — Iss. 10. — P. 46–52.
8. Method for determining the elastic properties of rocks of different saturation of core samples of gas fields / Russian patent №2781042, publication date 04.10.2022.
9. V.A. Pavlov, N.A. Pavlyukov, M.D. Subbotin, A.A. Khakimov, R.A. Yagudin, A.A. Aleksandrov, A.Yu. Goloviznin. Geomechanical modeling to assess the development impact of poorly consolidated reservoirs // *Neftyanaya Provintsiya*, 2022. — № 4(32). — p. 208–222.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Н.А. Павлюков — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи, рисунки, выполнил анализ и обобщил результаты, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.Д. Субботин — выполнил геомеханическое моделирование для подготовки рисунков статьи, выполнил редакцию текста по разделам статьи, подписей к рисункам, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Nikolay A. Pavlyukov — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, performed the analysis and summarized the results, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Mikhail D. Subbotin — carried out geomechanical modeling to prepare the figures of the article, edited sections of the article and captions to figures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

Valery A. Pavlov — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Николай Алексеевич Павлюков* — эксперт по геомеханическому моделированию, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» 625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1. e-mail: napavlyukov@tnnc.rosneft.ru

Nikolay A. Pavlyukov* — Geomechanics modelling expert, LLC "Tyumen Petroleum Research Centre" 79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia. e-mail: napavlyukov@tnnc.rosneft.ru

Михаил Дмитриевич Субботин — менеджер по геомеханическому моделированию, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» 625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.

Mikhail D. Subbotin — Geomechanics modelling manager, LLC "Tyumen Petroleum Research Centre" 79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia.

Валерий Анатольевич Павлов — начальник отдела, кандидат технических наук, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» 625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.

Valery A. Pavlov — Head of department, Cand. Sci. (Eng.), LLC "Tyumen Petroleum Research Centre" 79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ВЛИЯНИЕ ДЕТАЛЬНОСТИ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА ВОСПРОИЗВЕДЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО- МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© Коллектив авторов,
2024



А.В. Полищук*, Е.Н. Петренко, Д.Р. Ибрагимова, О.С. Генераленко, А.С. Осипенко, С.В. Самороков, М.М. Ахмадиев

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В работе рассматриваются вопросы воспроизведения фактических показателей разработки на основе концептуальных геологических моделей пластов Восточно-Мессояхского месторождения. Особенность рассматриваемых пластов, приуроченных к Среднемессояхскому валу (грабенообразная зона), — высокая степень покрытия субвертикальными скважинами, в связи с этим реализации геологических моделей сопоставимы при использовании различных алгоритмов/подходов моделирования. Оценка подвижных запасов газа в газовой шапке по данным работы скважин значительно отличается от запасов в геологической модели (во всех реализациях). Проблема осложняется малым количеством гидродинамических исследований.

Цель. Необходимо уточнить геолого-гидродинамическую модель, согласованную с данными ГИС и динамикой технологических показателей разработки эксплуатационных объектов.

Материалы и методы. Представлен итерационный подход корректировки геолого-гидродинамической модели на основе анализа разрезов скважин, карт палеомощностей, сейсмических атрибутов, фациального анализа.

Результаты. Выявлены предпосылки наличия латеральных барьеров (тектонический и литологический факторы) в межскважинном пространстве, подтвержденные расчетами гидродинамических моделей. Разрез исследуемого интервала пластов, приуроченных к отложениям раннего мела (берриас-валанжин), представлен не просто серией напластований слоев, а чередованием тел различного масштаба, протяженности и фильтрационно-емкостных свойств. Тела могут разделяться глинистыми перемычками или зонами пониженной песчаности — то есть быть разобценными. На основании проведенной работы рекомендованы исследования: мониторинг энергетического состояния газовой шапки пьезометрическими скважинами, снятие КВД и определение $P_{пл}$, проведение гидропрослушивания.

Заключение. При высокой плотности фонда скважин реализации геологических моделей в межскважинном пространстве схожи. Однако, несмотря на высокую степень геолого-геофизической изученности, история эксплуатации скважин свидетельствует о более сложном строении пластов. Это является предпосылкой к детализации и пересмотру геологических моделей. Существуют гидродинамические границы, которые частично видны на сейсмических данных, но они могут быть подтверждены данными ГДИС, энергетическим состоянием залежи, различным положением газожидкостных контактов и обусловлены условиями накопления отложений.

Ключевые слова: геологическое моделирование, Восточно-Мессояхское месторождение, адаптация гидродинамической модели

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Полищук А.В., Петренко Е.Н., Ибрагимова Д.Р., Генераленко О.С., Осипенко А.С., Самороков С.В., Ахмадиев М.М. Влияние детальности концептуальной геологической модели на воспроизведение фактических показателей разработки на примере Восточно-Мессояхского месторождения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):48–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-48-57>

Статья поступила в редакцию 22.12.2023

Принята к публикации 15.01.2024

Опубликована 29.03.2024

THE INFLUENCE OF GEOLOGICAL MODEL RESOLUTION ON THE HISTORY MATCHING BY THE EXAMPLE OF THE EAST-MESSOYAKHSKOE FIELD

Anastasiya V. Polishchuk*, Ekaterina N. Petrenko, Dina R. Ibragimova, Olga S. Generalenko, Alexey S. Osipenko, Sergey V. Samorokov, Marcel M. Akhmadiev

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. This paper considers the issues of history matching process based on different conceptual geological reservoir models of the East-Messoyakhskoe field. The specific feature of considered deposits,

associated with Srednemesoyakhskiy swell (graben area) is high well spacing density, and therefore, the different realizations of geological models are comparable with each other when using different modeling algorithms/approaches. The assessment of gas reserves in the gas cap based on well operation process differs significantly from the reserves in the geological model (in all realizations). The problem is complicated by small number of hydrodynamic studies.

Aim. It is necessary to improve the geological model relying on well log and production data sets.

Materials and methods. The history matching process is presented in iterative way. The iterative approach is based on the analysis of well sections, paleo-thickness maps, seismic attributes, facies analysis.

Results. The presence of lateral barriers (tectonic and lithological factors) was identified based on reservoir simulation results. The geological sections of the studied deposits associated with Early Cretaceous age (berriasian-valanginian) is represented not just by a series of bedding layers, but by an alteration of bodies of various scales, extensions with different poro-perm properties. The sand bodies can be differentiated by shale layers or layers with low net to gross ratio — so these zones will be disconnected. Based on the conducted research, the following studies were recommended: gas cap energy state monitoring using piezometric wells, pressure build up logging, reservoir pressure determination, performing pressure interference test.

Conclusion. With high well spacing density the different realizations of geological models are comparable with each other. However, despite of high degree of geological and geophysical knowledge, the history matching results indicate a more complex geological structure. This is a reason for revising the geological settings. There are disconnected zones that are partially visible on seismic data, but they can be confirmed by well testing data, reservoir energy state, different levels of gas-oil-water contacts and caused by sedimentary environment.

Keywords: geological modeling, East-Messoyakhskoe field, history matching

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

For citation: Polishchuk A.V., Petrenko E.N., Ibragimova D.R., Generalenko O.S., Osipenko A.S., Samorokov S.V., Akhmadiev M.M. The influence of geological model resolution on the history matching by the example of the East-Messoyakhskoe field. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):48–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-48-57>

Manuscript received 22.12.2023

Accepted 15.01.2024

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе Западной Сибири и приурочено к крупной тектонической структуре Восточно-Мессояхского мегавала, осложненного сетью разрывных нарушений сбросо-сдвигового типа. Образовавшаяся грабенообразная структура содержит 37 продуктивных пластов меловой части разреза, продуктивность юрской части не доказана.

По данным региональных работ (АО «ЦГЭ», 2018; ФАУ «ЗапСибНИИГГ», 2019) и [1] Восточно-Мессояхский вал сформировался как самостоятельная структура на границе поздней юры и нижнего мела. В конце сеномана — начале палеогена встречные сжимающие напряжения со стороны Полярного Урала (Щучинский выступ) и Таймыра (Таймырский выступ) привели к изменениям структуры осадочного чехла, увеличению амплитуд существующих ловушек, формированию и переформированию скоплений углеводородов (УВ). Как результат, Восточно-Мессояхский вал испытал дополнительную фазу роста, проявились пликвативные и дизъюнктивные дислокации. Результаты выполненного бассейнового моделирования показали основной этап заполнения ловушек

УВ в меловой части разреза в сеноманское-постсеноманское время.

Существенные структурные перестройки, различные параметры генерирующих толщ, дифференцированное распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу обусловили формирование серии нефтегазоконденсатных залежей с горизонтальными и субгоризонтальными газожидкостными контактами.

Во второй половине 2021 года по ряду залежей в пределах грабена было отмечено снижение добычи газа и газового фактора

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ДЕБИТА ГАЗА И ГАЗОВОГО ФАКТОРА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ПОЗВОЛИЛ ВЫЯВИТЬ ЛАТЕРАЛЬНЫЕ БАРЬЕРЫ И УТОЧНИТЬ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ.

скважин. Дренируемые запасы газа в газовой шапке (ГШ), оцененные по динамике работы скважин, значительно отличаются от запасов в геологической модели (во всех реализациях). Анализ энергетического состояния залежей осложняется отсутствием прямых замеров давления в ГШ.

Уточнение дренируемых объемов ГШ для корректного воспроизведения динамики

добычи газа в геолого-гидродинамических моделях (ГДМ) является общей задачей для группы пластов: $МХ_3$, $МХ_{8-9}$, $МХ_{10}^{1-2}$, $БУ_6^{1-2}$, $БУ_7$, $БУ_8$. Текущее состояние разработки: доля отобранных подвижных запасов нефти 13–21 %, система разработки представлена в основном горизонтальными скважинами с длиной ствола 1000–1700 м. Снижение $P_{пл}$ относительно начального ~20 %. Реализована система поддержания пластового давления (закачка воды) по ряду объектов. Необходимо уточнить ГДМ, выполнив согласование с данными ГИС, для воспроизведения динамики показателей эксплуатации залежей.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Геологические модели пластов исследуемой территории локально обновлялись после бурения новых скважин (за 2020–2021 годы пробурено порядка 80 скважин), в среднем расстояние между скважинами в разбуренной части месторождения составляет 100–200 м. Комплексного пересмотра геологических моделей пластов с учетом новой геолого-геофизической информации не выполнялось. В настоящем исследовании представлены результаты комплексного обновления и пересмотра геологических моделей с учетом бурения новых скважин на примере пластов $МХ_{8-9}$, $БУ_7$, $БУ_8$.

Главным осложняющим фактором является геологическое строение объектов, которые

представлены переходными обстановками осадконакопления (рис. 1), что обуславливает высокую латеральную и вертикальную неоднородность.

Представления об условиях формирования исследуемых пластов учитывались при создании их геологической основы. Так, например, интервал пласта $БУ_7$ представлен в кровельной части отложениями кревассовых каналов (верхняя дельтовая равнина), в подошвенной части — крупными приливно-отливными каналами (нижняя дельтовая равнина). Различные условия накопления отложений обусловили резко отличающиеся характеристики разреза (рис. 2) — диапазоны изменения эффективных толщин, коэффициентов расчлененности, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Как известно, настройка ГДМ — это лучшая проверка качества геологической модели (ГМ). Динамика технологических показателей разработки позволяет обозначить ряд факторов, которые не выявляются напрямую в статической геологической модели, но являются косвенными предпосылками к детализации строения пласта. В этом случае необходимо решить обратную задачу: по результатам обратной связи от специалиста ГДМ найти и обосновать новые подходы к геологическому моделированию, выделению зон или дополнительных фильтрационных барьеров.

При создании ГМ и последующей адаптации ГДМ сформирован основной запрос: уточнение дренируемых объемов в интервале ГШ исследуемых пластов. Рассматривались опции геологических моделей различной степени детальности: без учета и с учетом использования дифференцированных рангов вариограмм, вертикальных трендов, петрофизических зависимостей для оценки коэффициента проницаемости в зависимости от фациальной принадлежности. Так как в разбуренной части среднее расстояние между скважинами составляет порядка 100–200 м, реализации геологических моделей принципиально не отличаются друг от друга, требуется дополнительный анализ для выявления факторов, осложняющих строение пласта.

Во всех реализациях геологической модели основные цели адаптации остаются прежними: динамика добычи газа и газового фактора, пример которой представлен на рис. 3, и темп падения пластового давления.

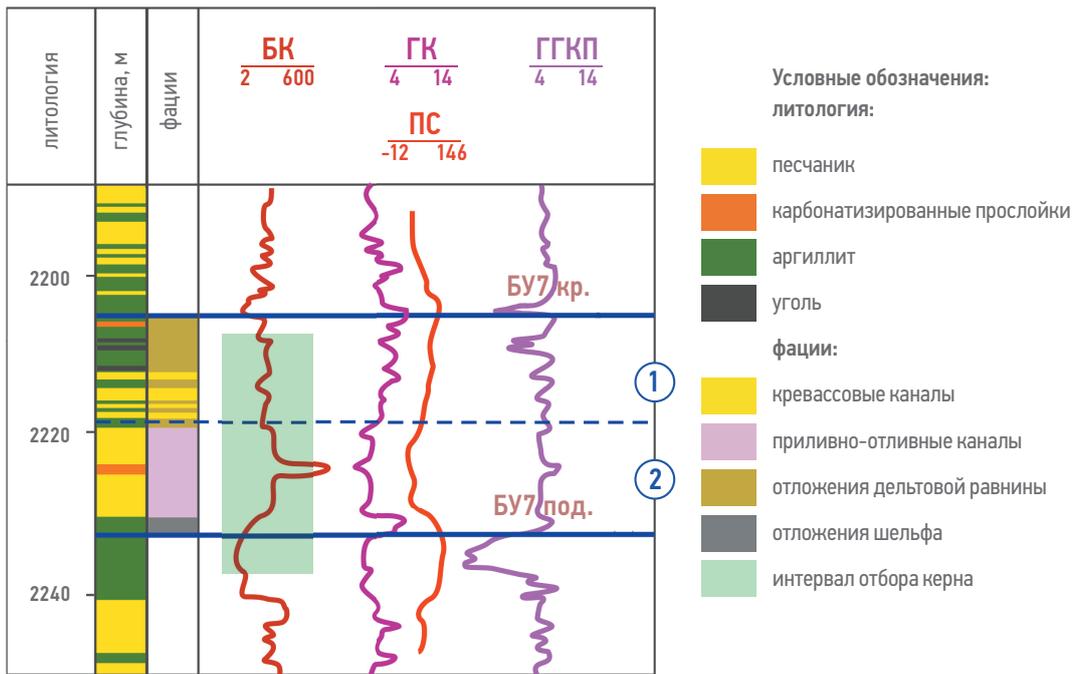
Причинами снижения дебитов газа и газового фактора в процессе разработки залежи с активной ГШ могут быть выработка дренируемых запасов газа либо их уменьшение в процессе разработки. При этом общий

Дельта реки Мессояха (Google maps)



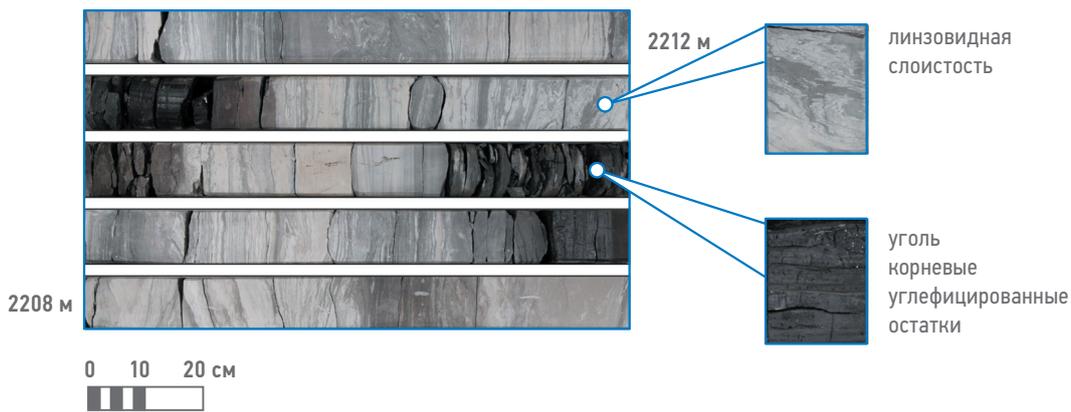
Рис. 1. Концептуальная модель формирования отложений групп пластов БУ, МХ. Составлено авторами

Fig. 1. Conceptual model of BU, MH reservoirs deposition. Prepared by the authors



Зона 1:

дельтовая равнина, кревассовые каналы, углистые отложения заболоченных пойм
 Нэф = 0,6 — 5,6 м (Нэф.ср = 3 м), Кп = 16%, Кпр = 6 мД, Красчл = 3



Зона 2:

дельтовая равнина, крупные канальные системы
 Нэф = 2,9 — 15,6 м (Нэф.ср = 8,5 м), Кп = 16%, Кпр = 36 мД, Красчл = 3

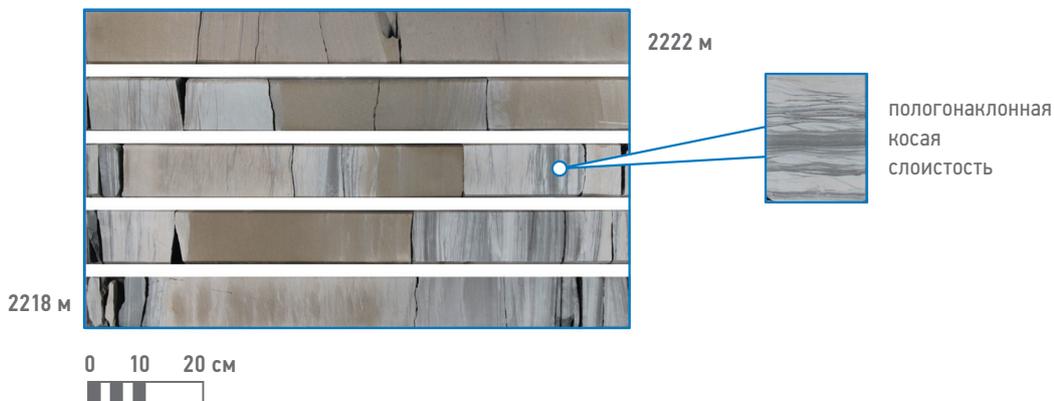


Рис. 2. Отображение в керновых данных различных условий накопления отложений пласта БУ₇.

Составлено авторами

Fig. 2. Representation of different sedimentary environment of BU₇ reservoirs in core data. Prepared by the authors

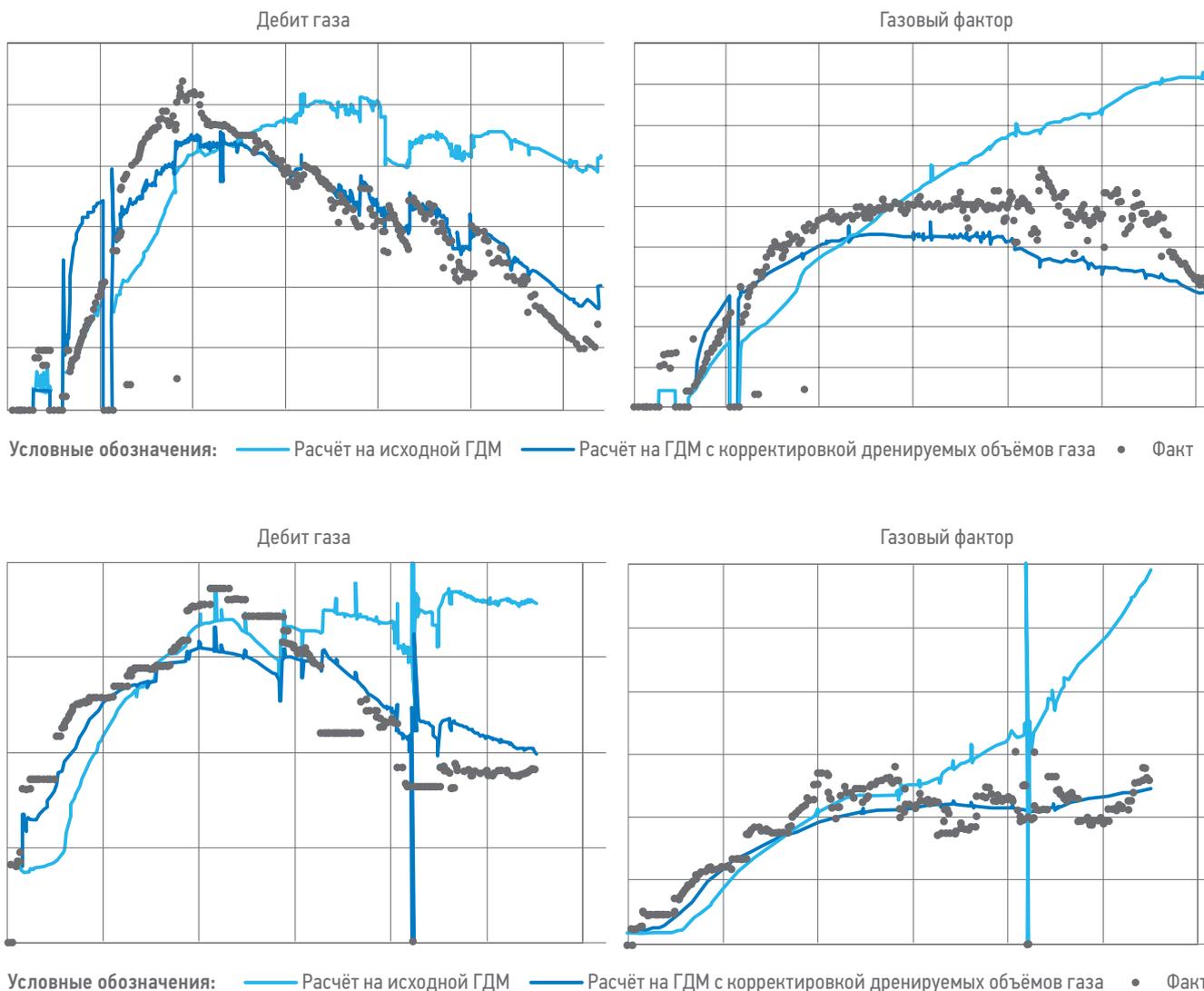


Рис. 3. Сравнение фактической и расчётной динамики дебита газа и газового фактора. Примеры по скважинам. Составлено авторами
 Fig. 3. Comparison of actual and calculated dynamics of gas flow rate and gas-oil ratio. Well examples. Prepared by the authors

объём ГШ в различных реализациях геологических моделей схож и основан на данных ГИС по субвертикальным скважинам. Первая гипотеза — газонасыщенный объём пласта, денируемый эксплуатационными скважинами, меньше, чем общий объём газовой шапки. По динамике показателей разработки произведена аналитическая оценка денируемых объёмов газа. Для анализа использовались косвенные данные, так как целевой флюид — нефть и большая часть гидродинамических исследований направлена на нефтяную оторочку (НО). В результате оценки по модели материального баланса денируемый газонасыщенный объём составляет в среднем одну треть от общего объёма газовой шапки. На рис. 3 представлен вариант адаптации ГДМ с корректировкой денируемых объёмов газа в соответствии с вышеописанной оценкой. Для более точной оценки необходимы прямые замеры

давления в интервале ГШ. Проведение исследований запланировано на 2024 год. Причиной ограничения денируемых объёмов может быть наличие фильтрационных барьеров. Гидропрослушивание на исследуемых объектах не проводилось. По результатам гидродинамических исследований методом КВД барьеры могут быть выделены в вертикальных скважинах либо в горизонтальных при наличии замеров пластового давления в динамике. Так как на пластах с нефтяной оторочкой эксплуатационный фонд представлен горизонтальными, в том числе многозабойными, скважинами, данных для однозначного выделения фильтрационных границ недостаточно. Однако на вышеописанном газовом объекте непроницаемая граница на билогарифмическом графике выделяется. Таким образом, теория о наличии барьеров на нижележащих пластах может считаться актуальной.

Вторая гипотеза — изменение дренируемых объёмов газа вследствие воздействия на пласт. Однако на рассматриваемых объектах барьерное заводнение не реализуется, более того, снижение добычи газа начинается раньше, чем вводятся первые скважины ППД.

В ГДМ проведена оценка влияния дренируемых объёмов газа на энергетическое состояние. Произведён анализ чувствительности динамики снижения дебита газа, газового фактора и пластового давления при изменении дренируемого объёма ГШ, в том числе путём ввода непроницаемых барьеров. Вне зависимости от формы и конфигурации границы в ГДМ результаты адаптации выглядят схожим образом и позволяют воспроизвести

фактические тренды (рис. 3). Таким образом, формируется запрос о корректировке дренируемых объёмов, геометризации и обосновании границ в геологической основе.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Наличие регионов с различным уровнем газожидкостных контактов (ГЖК) также может свидетельствовать о дифференцированном строении интервала пласта. По данным анализа РИГИС, результатов опробования и испытателя пластов на кабеле (MDT) установлено, что в интервале пласта МХ₈₋₉ перепад газожидкостных контактов между южным и северным блоками составляет до 10 м.

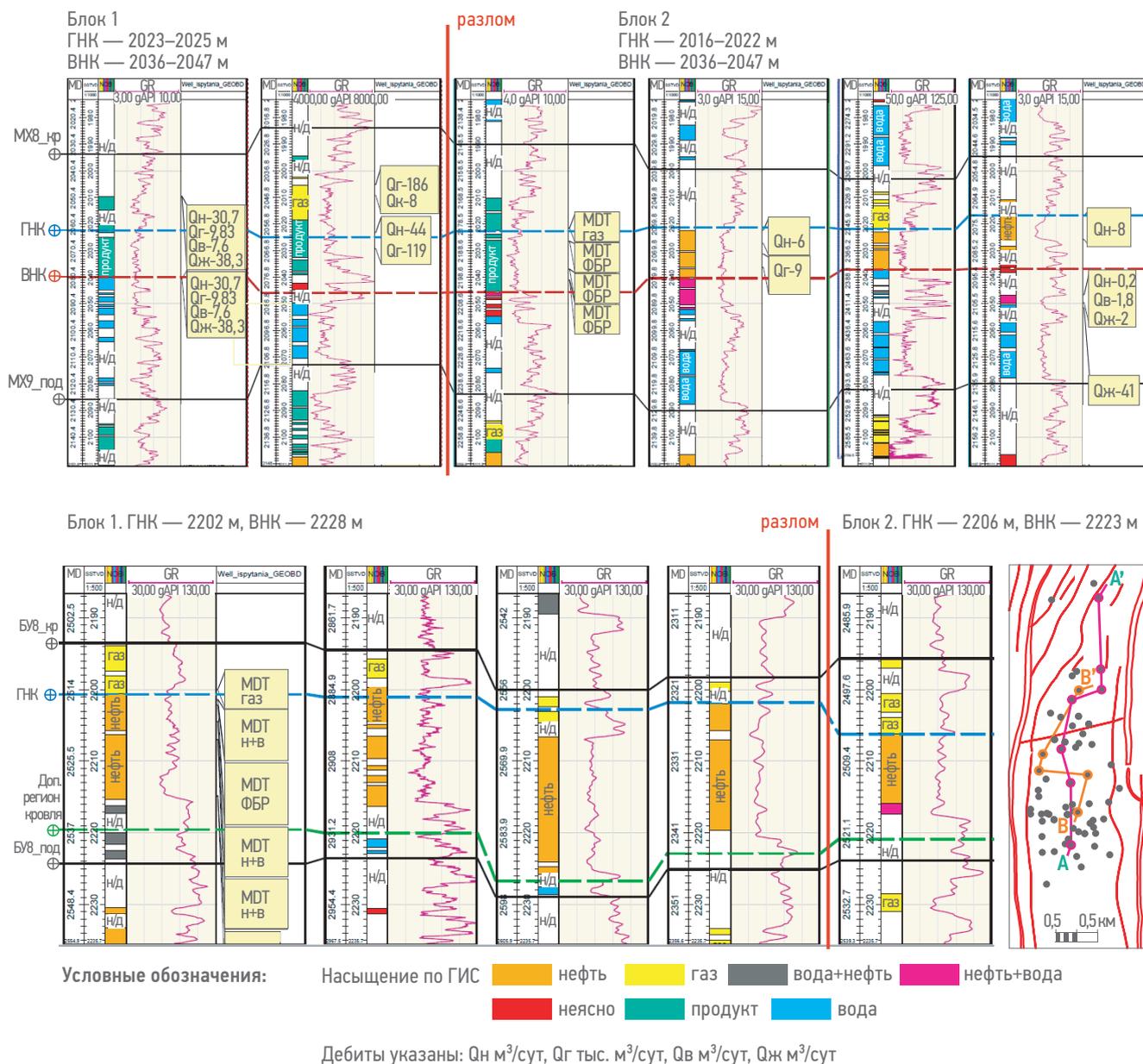


Рис. 4. Положение ГНК и ВНК в интервале пластов МХ₈₋₉, БУ₈. Составлено авторами
Fig. 4. GOC and WOC levels in МХ₈₋₉, БУ₈ reservoir intervals. Prepared by the authors

Для выравнивания положения ВНК в интервале пласта БУ8 введен дополнительный регион, приуроченный к временно заливаемым участкам пойм с единичными каналами (рис. 4).

В работах [2–5] среди возможных причин наклонного положения контактов рассматриваются: капиллярные барьеры, гидравлический подпор, наличие тектонических блоков и зон дезинтеграции различной степени проницаемости для нефтяных и газовых УВ, незавершенные процессы миграции УВ из генерирующих толщ, неотектонические движения.

В работах [6, 7] при задании наклонного положения контакта в гидродинамическом симуляторе предлагают использовать регионы с константным значением контакта и постепенным его изменением от блока к блоку. При анализе разрезов скважин в интервалах пластов БУ₇–БУ₈ установлена фациальная зональность. Интервал пласта БУ₈ разделен на две части: подошвенная — временно заливаемые участки пойм с единичными каналами, кровельная — дельтовая равнина с преобладанием меандрирующих русел/каналов (рис. 4). При анализе ФЕС интервала коллектора пласта БУ₇ отмечается тенденция уменьшения численных значений коэффициентов пористости и проницаемости с юго-запада

на северо-восток, в этом же направлении возрастает обводненность продукции добывающих скважин. В подошвенной части пласта развиты крупные каналные системы юго-восточного и северо-восточного направлений, которые образовались в результате понижения относительного уровня моря. Кровельная часть пласта представлена в основном дельтовой равниной с разветвленной сетью мелких каналных систем и развитием углистых отложений заболоченных пойм (рис. 2). Наличие седиментационных емкостей, сформированных в результате проградации дельтового комплекса, обуславливает изменчивость в характере распределения песчаного материала, качестве коллектора и различных параметров настройки геологической модели.

Таким образом, разрез исследуемого интервала представлен не просто серией напластований слоев, а чередованием тел различного масштаба, протяженности и ФЕС. Тела могут разделяться глинистыми перемычками или зонами пониженной песчаности — то есть быть разобценными.

Пласт МХ₈₋₉ — один из наиболее ярких примеров цикличности разреза. Мощность пласта в среднем составляет порядка 80 м. Пласт хорошо выделяется в поле акустического импеданса (АИ) по пониженным

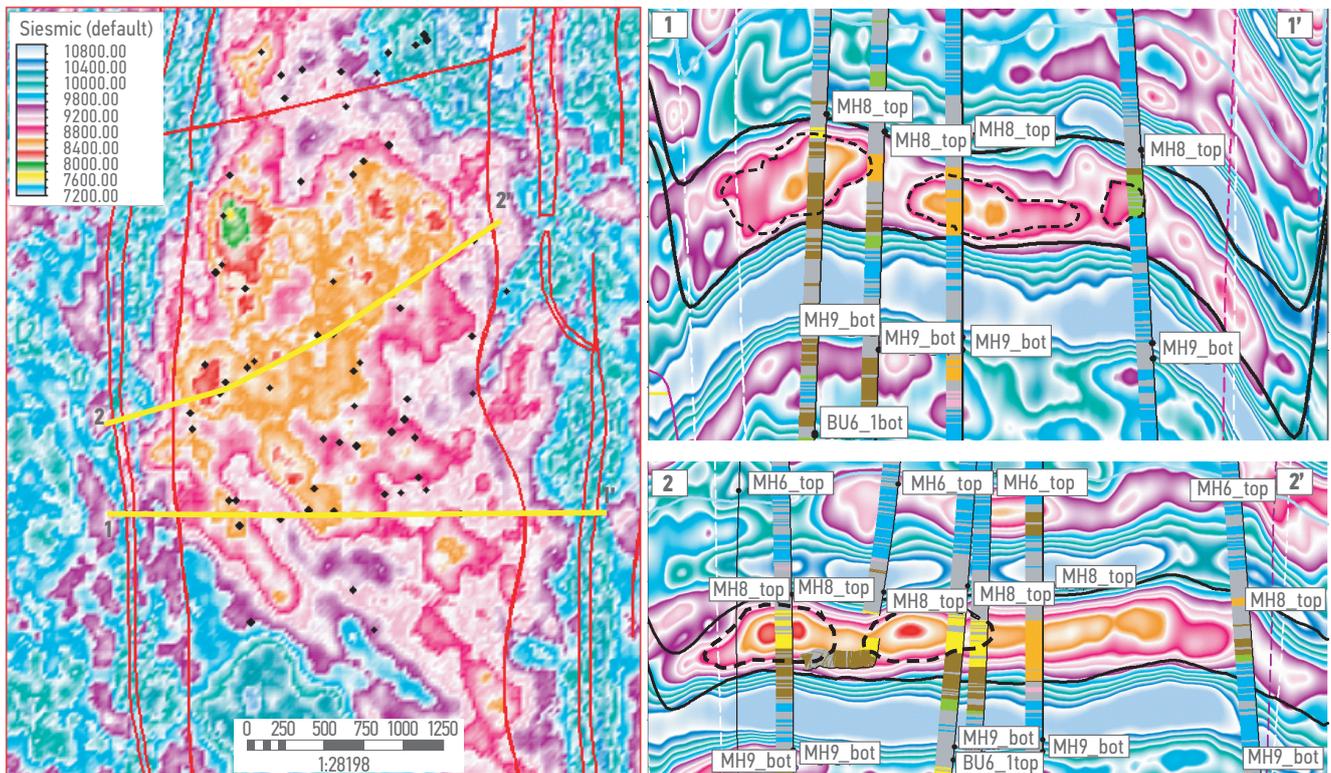


Рис. 5. Срез по кубу акустического импеданса в интервале пласта МХ₈₋₉. Разрезы по кубу АИ. Составлено авторами
 Fig. 5. Acoustic impedance slice in МХ₈₋₉ interval. Intersections of the acoustic impedance cube. Prepared by the authors

значениям. На срезах по кубу АИ и сейсмических разрезах (в том числе амплитудных) видно, что пласт — это скорее не монолитный объект, а серия линз, сформированных распределительными каналами дельтового комплекса. Русла идентифицируются на картах спектральной декомпозиции и атрибутах (рис. 5).

В интервале пласта МХ₈₋₉ распределение флюидов кроме фациального фактора обусловлено также и тектоническим. Хотя по данным атрибутного анализа положение разлома, разделяющего грабен на северные и южные блоки, однозначно не выявлено в силу разрешающей способности сейсмических данных, малой амплитуды самого разлома (рис. 6), существуют косвенные признаки его подтверждения — глинизация разреза в зоне разлома по данным горизонтальных скважин, различное положение флюидальных контактов. Это позволяет сделать вывод о потенциальном присутствии дополнительных экранирующих границ, которые могут оказывать принципиальное влияние на динамику технологических показателей разработки.

По данным палеотектонического анализа отмечается неунаследованное развитие территории. В сеноманское и постсеноманское время (ОГ С — кровля нижней

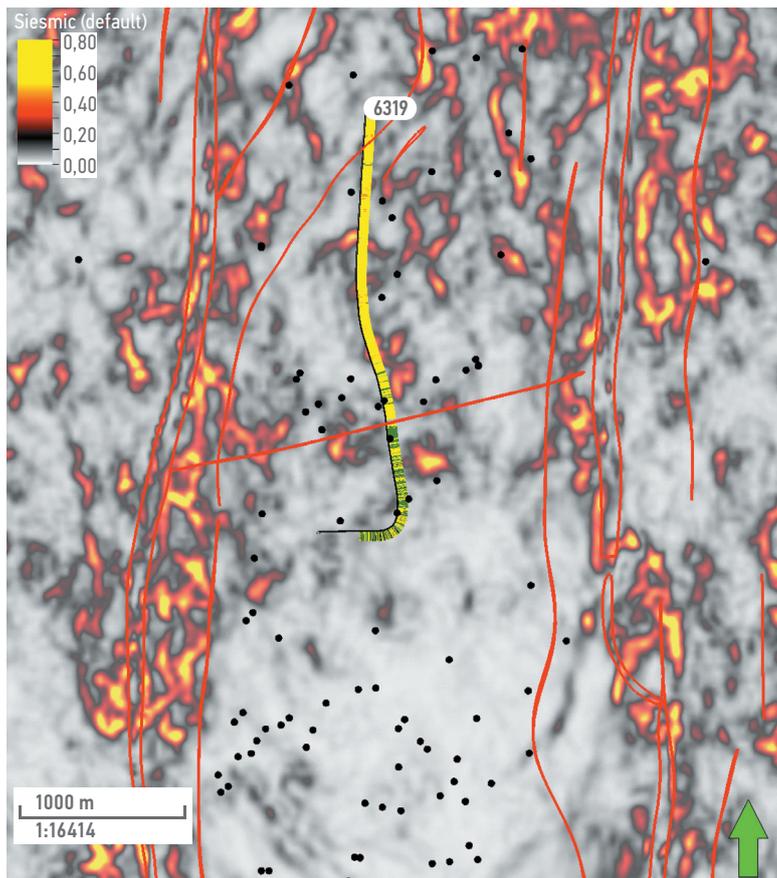


Рис. 6. Атрибут Variance (когерентность) в интервале пласта МХ₈₋₉. Составлено авторами

Fig. 6. Attribute Variance (coherence) in MH₈₋₉ interval. Prepared by the authors

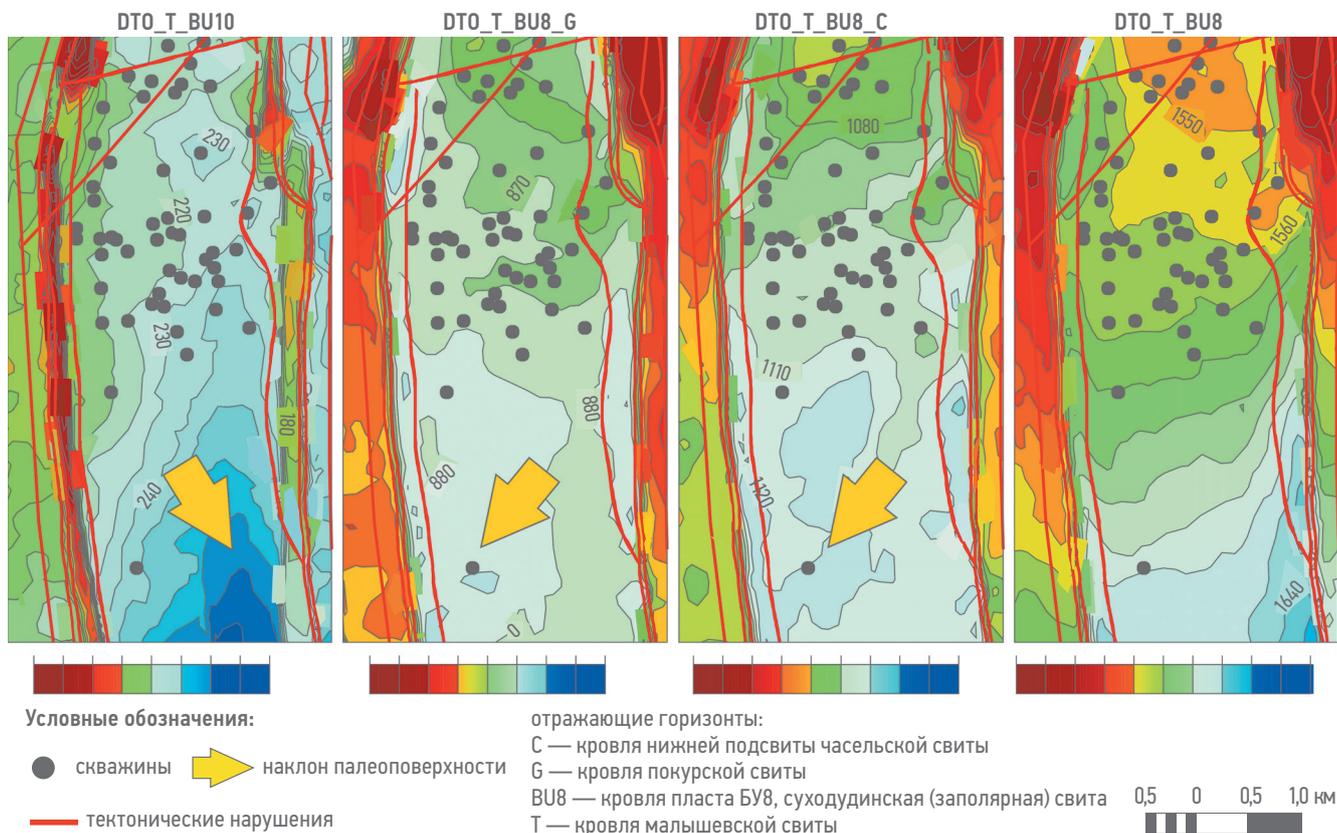


Рис. 7. Палеотектонический анализ. Составлено авторами

Fig. 7. Paleotectonic analysis. Prepared by the authors

подсвиги часельской свиты, коньяк-сантон) юго-западная часть структуры испытала наклон в западном направлении относительно юго-восточной части (рис. 7). Эффективность миграции и заполнение углеводородами интервала коллектора определяется как изменчивостью ФЕС интервала миграции, так и расчлененностью (связностью) коллектора и наклоном поверхности палеоплана в постсеноманское время (основной этап заполнения ловушек). Таким образом, наклонное положение водонефтяных контактов на площади является следствием разнонаправленных неотектонических движений и приуроченности скважин к фациальным зонам с различными ФЕС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При высокой плотности фонда скважин реализации геологических моделей в межскважинном пространстве схожи. Однако, несмотря на высокую степень геолого-геофизической изученности, история эксплуатации скважин свидетельствует о более сложном строении пластов. Это является предпосылкой к детализации и пересмотру геологических моделей. Существуют гидродинамические границы, которые частично видны на сейсмических данных, но они могут быть подтверждены данными ГДИС, энергетическим состоянием залежи, различным положением газожидкостных контактов и обусловлены условиями накопления отложений.

Список литературы

1. Лобусев М.А. Концепция формирования арктической газоносной провинции Западной Сибири : автореф. дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Лобусев Михаил Александрович. — М., 2020 — 46 с.
2. Дручин В.С., Панов С.Ф., Аржиловская Н.Г., Хлызов П.В., Музыченко А.А. Особенности геологического строения пласта Ю₁₁, влияющие на распределение нефтенасыщенности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2014. — №10. — С. 7–12.
3. Панина Е.В., Гришкевич Г.Ф., Касаткин В.Е., Лагутина С.В., Москаленко Н.Ю., Ламинский Д.А., Блинкова А.В. О наклонных водонефтяных контактах верхнеюрских нефтяных залежей на примере Ватьеганского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2020. — №9. — С. 31–36.
4. Пенягин П.В., Язьков А.В., Стывбун Ю.А., Ульянова В.П., Швецова Е.Ю. Новая сейсмогеологическая модель Яро-Яхинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2016. — №8. — С. 20–27.
5. Хромовских А.Ю. Природа наклонных водонефтяных контактов верхнеюрских нефтяных залежей Каймысовского свода // Известия Томского политехнического университета, 2012. — №1. — С. 130–133.
6. Красовский А.В., Мавлетдинов М.Г., Петров С.А., Свентский С.Ю. Моделирование газоконденсатных залежей в условиях неопределенности геолого-промышленной информации // Наука и ТЭК, 2011. — №1. — С. 54–55.
7. Мамедов Э.А., Ахметзянов А.В., Сальников А.М., Закиров Э.С. Новый подход к моделированию залежей нефти и газа с наклонными флюидальными контактами // Нефтегазопромышленное дело, 2016. — №2. — С. 35–44.

References

1. Lobusev M.A. *The formation concept of the Arctic gas province of West Siberia*: dissertation abstract: 25.00.12 / Lobusev Mikhail Aleksandrovich. — M., 2020, 46 p.
2. Druchin V. S., Panov S.F. Arzhilovskaya N.G., Khlyzov P.V., Muzychenko A.A. Some specific features of Yu11 formation that affect distribution of oil saturation // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2014, no. 10, pp. 7–12 (In Russ.).
3. Panina E.V., Grishkevich G.F., Kasatkin V.E., Lagutina S.V., Moskalenko N.Yu., Laminskii D.A., Blinkova A.V. About inclined oil-water contacts of the upper Jurassic oil pools on the example of Vatiegan field // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2020, no. 9, pp. 31–36 (In Russ.).
4. Penyagin P.V., Yazkov A.V., Stovbun Yu.A., Ulyanova V.P., Shvetsova E.Yu. New seismogeological model of Yaro-Yakhinsky field // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2016, no. 8, pp. 20–27 (In Russ.).
5. Khromovskikh A.Yu. The origin of inclined oil-water contacts of the Upper Jurassic oil deposits of the Kaimys arch // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, no. 1, pp. 130–133 (In Russ.).
6. Krasovskii A.V., Mavletdinov M.G., Petrov S.A., Svetskii S.U. Modelling of gas condensate deposits under conditions of uncertainty of field geological information // *Science and FEC*, 2011, no. 1, pp. 54–55 (In Russ.).
7. Mamedov E.A., Akhmetzyanov A.V., Salnikov A.M., Zakirov E.S. New approach to simulation of oil and gas deposits with inclined fluidal contacts // *Oilfield engineering*, 2016, no. 2, pp. 35–44 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А. В. Полищук — построение 3D геологических моделей исследуемых пластов, обоснование положения газожидкостных контактов с учетом палеотектонического анализа и фациальной принадлежности отложений.

Е.Н. Петренко — выполнение качественного и количественного атрибутивного анализа для пластов грабена. Расчёт атрибутов для уточнения структурно-тектонической модели, анализ блокового строения.

Anastasiya V. Polishchuk — creation of 3D geological models of the studied formations, specification of the gas-liquid contact levels taking into account the results of paleotectonic and facies analysis.

Ekaterina N. Petrenko — qualitative and quantitative attribute analysis for graben reservoirs, seismic attributes calculation for structural and tectonic framework update.

Д.Р. Ибрагимова — аналитическая оценка дренируемых объёмов, расчёты на ГДМ.

О.С. Генераленко — работа с материалами керна и ГИС, создание концептуальных седиментологических моделей.

А.С. Осипенко — формирование общей концепции статьи.

С.В. Самороков — экспертная поддержка аналитических расчетов и создания концептуальных моделей объектов исследования.

М.М. Ахмадиев — стратегическое планирование мероприятий по доизучению объектов исследования.

Dina R. Ibragimova — analytical assessment of drainage volumes, calculation of reservoir simulation models.

Olga S. Generalenko — core and well log studies, making the conceptual sedimentological models.

Alexey S. Osipenko — development of the general concept of the article.

Sergey V. Samorokov — expert support for analytical calculations and creation of conceptual models of the studied objects.

Marcel M. Akhmadiev — strategic planning for additional well tests studies of the research formations.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анастасия Валерьевна Полищук* — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Екатерина Николаевна Петренко — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Дина Ренатовна Ибрагимова — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Ольга Сергеевна Генераленко — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Алексей Станиславович Осипенко — руководитель по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Сергей Владимирович Самороков — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Марсель Мансурович Ахмадиев — начальник управления, Группа компаний «Газпром нефть»

Anastasiya V. Polishchuk* — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Geology discipline leader, Gazprom нефt company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Ekaterina N. Petrenko — Seismic discipline leader, Gazprom нефt company group

Dina R. Ibragimova — Chief specialist, Gazprom нефt company group

Olga S. Generalenko — Expert, Gazprom нефt company group

Alexey S. Osipenko — Product development manager, Gazprom нефt company group

Sergey V. Samorokov — Expert, Gazprom нефt company group

Marcel M. Akhmadiev — Department head, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОБОСНОВАНИЕ СКВАЖИНЫ ЦЕЛЕВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СТИМУЛЯЦИИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

© Коллектив авторов,
2024



Д.Ю. Колупаев, А.С. Угрюмов, О.Ю. Кашников*, А.В. Ханов, А.С. Продан, С.Л. Поветкин, А.М. Брусничкин, С.А. Зырянов

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В статье рассмотрены результаты фактической эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Бурение и ввод скважин проводится в рамках реализации технологического эксперимента по поиску оптимальной технологии разработки баженовской свиты. Представлены материалы, обосновывающие выбор целевой технологии стимуляции.

Цель. Разработка оптимальной технологии, обеспечивающей рентабельную добычу УВС из баженовской свиты.

Материалы и методы. Использованы фактические промысловые данные по эксплуатации скважин баженовской свиты, рассмотрены методы гидродинамического и вероятностного моделирования.

Результаты. Определены целевые параметры горизонтальной скважины на баженовскую свиту: длина ствола, объем проппанта, количество стадий ГРП, расход.

Заключение. Результаты работы использованы при проектировании разработки баженовской свиты на рассматриваемом участке недр.

Ключевые слова: баженовская свита, низкопроницаемый пласт, уровень технологии, вероятностное моделирование, гидродинамическое моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Колупаев Д.Ю., Угрюмов А.С., Кашников О.Ю., Ханов А.В., Продан А.С., Поветкин С.Л., Брусничкин А.М., Зырянов С.А. Обоснование скважины целевой технологии для стимуляции баженовской свиты. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):58–69. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-58-69>

Статья поступила в редакцию 20.12.2023

Принята к публикации 15.01.2024

Опубликована 29.03.2024

JUSTIFICATION OF A WELL WITH TARGET TECHNOLOGY FOR STIMULATION OF THE BAZHENOV FORMATION

Dmitry Yu. Kolupaev, Alexander S. Ugryumov, Oleg Yu. Kashnikov*, Alexander V. Khanov, Artem S. Prodan, Sergei L. Povetkin, Alexey M. Brusnichkin, Sergey A. Zyryanov

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The article discusses the results of actual operation of horizontal wells with multi-zone hydraulic fracturing (MSHF) in the Bazhenov formation. Drilling and commissioning of wells is carried out as part of a technological experiment to find the optimal technology for developing the Bazhenov formation. Materials justifying the choice of target stimulation technology are presented.

Aim. Development of optimal technology to ensure cost-effective production of hydrocarbons from the Bazhenov formation.

Materials and methods. Actual field data on the operation of wells in the Bazhenov formation were used, and methods of hydrodynamic and probabilistic modeling were considered.

Results. The target parameters of a horizontal well for the Bazhenov formation have been determined — length, proppant volume, amount of hydraulic fracturing, flow rate.

Conclusion. The materials were used in designing the development of the Bazhenov formation in the subsoil area under consideration.

Keywords: Bazhenov formation, low-permeability formation, level of technology, probabilistic modeling, hydrodynamic modeling

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

For citation: Kolupaev D.Yu., Ugryumov A.S., Kashnikov O.Yu., Khanov A.V., Prodan A.S., Povetkin S.L., Brusnichkin A.M., Zyryanov S.A. Justification of a well with target technology for stimulation of the Bazhenov formation. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):58–69. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-58-69>

Manuscript received 20.12.2023

Accepted 15.01.2024

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Основной сложностью разработки баженновской свиты являются уникальные особенности ее геологического строения и свойств, требующие принципиально нового подхода к выбору как конструкции скважины, так и метода интенсификации добычи нефти.

В этой связи основной целью технологического эксперимента, проводимого на одном месторождении Западной Сибири, являлась разработка технологии стимуляции пласта, обеспечивающей рентабельную добычу УВС. При этом главным направлением эксперимента выбрано бурение горизонтальных скважин с реализацией многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по аналогии с активно применяемыми в США и Канаде МГРП на залежах сланцевой нефти и газа. Работы по данному направлению ориентированы на использование естественного потенциала

залежи и эксплуатации скважин на режиме истощения.

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Технологический эксперимент на баженновской свите стартовал в 2017 году. За это время введены в эксплуатацию 51 скважина различного уровня технологии. Под уровнем технологии понимается совокупность параметров конструкции скважины, вторичного вскрытия и дизайна МГРП, таких как: длина горизонтального ствола, количество стадий и кластеров перфорации, масса, состав и размер расклинивающего агента, расход жидкости при стимуляции и др.

Далее по тексту и в **табл. 1** приводится описание технологий, которые были реализованы на скважинах в процессе эксперимента. На **рис. 1** представлена схема размещения скважин с привязкой по технологиям.

Таблица 1. Основные технологические параметры по скважинам
Table 1. Main technological parameters for wells

Технология	Количество скважин, ед.	Длина ГС, м	Число стадий ГРП, шт.	Число кластеров, шт.	Масса проппанта на стадию, т	Расход, м ³ /мин
Т0	7	265–1092	5–10	2–5	60–80	5–14
		604	7	3	69	8
Т1	4	977–1322	13–15	2	67–70	7–9
		1121	14	2	69	8
Т2	6	1120–1646	14–15	3	94–100	8–11
		1273	15	3	97	9
Т3	6	1042–1607	17–18	3	95–150	9–12
		1317	18	3	115	10
Т4	5	1057–1327	24	3–4	127–150	12–15
		1218	24	3	144	13
Т5	14	1241–1600	24–30	4–5	146–190	14–17
		1461	29	4	157	15
Т3+	4	1432–1501	23–24	4	98–124	14–16
		1484	24	4	105	15
Тупр	3	1446–1639	14–15	4–5	148–150	14–15
		1528	15	4	149	15
Тст	2	1390–1502	13–14	1	150	5,9
		1446	14	1	150	5,9

Примечание	265–1092	Диапазон значений
	604	Среднее

Технология Т0 (7 скважин, введены в 2017–2019 годах) представлена пятью боковыми горизонтальными стволами (ЗБС) с длиной ствола от 260 до 570 м и двумя горизонтальными скважинами (ГС) длиной 1000 м. На скважинах проведено от 5 до 10 стадий ГРП с вариантами вторичного вскрытия пласта при использовании гидропескоструйной или кумулятивной перфорации. Масса расклинивающего агента на стадию составляла от 60 до 80 т, средняя скорость закачки варьировалась от 5 до 14 м³/мин. Диапазон стартового дебита нефти (IP30/30) составил от 7 до 35 т/сут, накопленной добычи за 180 суток эксплуатации (IP180) — от 0,95 до 6 тыс. т.

Технология Т1 (4 скважины, введены в 2018 году) представлена скважинами с длиной горизонтального участка 1000–1300 м. Впервые

была применена плотность ГРП одной стадии менее 100 м: на горизонтальном участке длиной 1000 м реализовано 13–15 стадий 2-кластерных ГРП. Масса расклинивающего агента на стадию составила 70 т, средняя скорость закачки — 8 м³/мин. Вероятно, что по этой причине полученные стартовые дебиты (26–43 т/сут) и накопленная величина добычи нефти (3,2–4,5 тыс. т) превысили показатели по скважинам, реализованным по технологии Т0.

Технология Т2 (6 скважин, введены в 2019 году) представлена скважинами с длиной горизонтального участка 1100–1600 м. На скважинах проведено 14–15 стадий ГРП. Основной отличительной особенностью данных скважин явилось то, что впервые были применены 3-кластерные ГРП, суммарная масса закачанного проппанта на скважину превысила показатель по скважинам технологии Т1 и составила 1500 т (на 1 стадию — 100 т), скорость закачки достигла 12 м³/мин. Диапазон значений IP30/30 по скважинам составил от 16 до 69 т/сут, IP180 — от 3,2 до 9,2 тыс. т.

Технология Т3 (6 скважин, введены в 2019–2020 годах) представлена скважинами с длиной горизонтального участка 1000–1600 м. Длины пробуренных горизонтальных участков, создаваемый расход жидкости ГРП (до 12 м³/мин), масса проппанта на стадию (100 т) и количество кластеров (3 ед.) практически не отличались от скважин технологии Т2. Вместе с тем произошло увеличение количества стадий ГРП (до 18 ед.), что привело к увеличению плотности стадий ГРП на горизонтальном участке — 73 м/стадия (технология Т2 — 84 м/стадия). Диапазон значений IP30/30 — от 14 до 108 т/сут, IP180 — от 1,9 до 9,3 тыс. т.

Технология Т4 (5 скважин, введены в 2020 году) представлена скважинами с длиной горизонтального участка 1000–1300 м. В данной технологии произошел существенный рост основных параметров и дизайна ГРП относительно ранее реализованных. Увеличилось количество стадий ГРП (до 25 ед.) и расход проппанта на стадию (140–150 т). В этой связи суммарная масса закачанного проппанта выросла до 3500–3600 т. Впервые были реализованы 4-кластерные ГРП. Плотность стадий ГРП составила 49 м/стадия. Закономерно, что данный технологический рост повлиял на дебиты и накопленные показатели: диапазон IP30/30 составил 39–139 т/сут, IP180 — 4,8–16,1 тыс. т.

Технология Т5 (14 скважин, введены в 2021–2022 годах) являлась «целевой» технологией данного эксперимента. Она включала бурение горизонтального участка 1500 м,

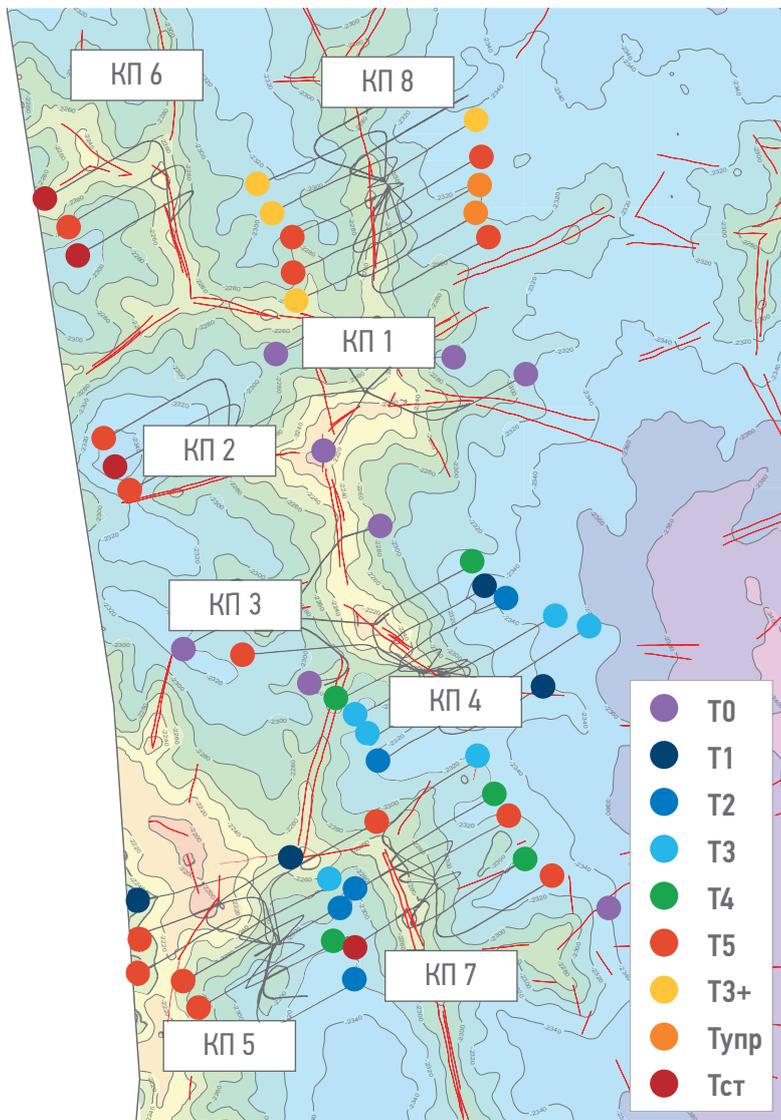


Рис. 1. Схема пробуренного фонда скважин с привязкой к технологиям.
Составлено авторами
Fig. 1. Diagram of the drilled well stock with reference to technologies.
Prepared by the authors

проведение 30-стадийного ГРП с закачкой 150 т проппанта на 1 стадию и создание расхода 12–14 м³/мин.

По факту на скважинах проведено от 24 до 30 стадий ГРП. Масса расклинивающего агента на стадию составляла 150–190 т, скорость закачки варьировалась от 14 до 17 м³/мин, количество кластеров перфорации — от 4 до 5. Длина горизонтального участка — 1200–1600 м. Диапазон значений IP30/30 по скважинам — 23–103 т/сут, IP180 — от 3,2 до 12,2 тыс. т. Технология Т3+ (4 скважины, введены в 2022 году) представлена скважинами с длиной горизонтального участка от 1400 до 1500 м. На скважинах проведено по 24 стадии ГРП. Масса расклинивающего агента на стадию составляла от 100 до 120 т, скорость закачки варьировалась от 14 до 16 м³/мин, количество кластеров перфорации — 4. Диапазон значений IP30/30 по скважинам — 26–43 т/сут, IP180 — от 2 до 3 тыс. т.

Технология Тупр (3 скважины, введены в 2022 году) представлена скважинами с длиной горизонтального участка от 1500 до 1600 м. На скважинах проведено от 14 до 15 стадий ГРП. Масса расклинивающего агента на стадию составляла 150 т, скорость закачки варьировалась от 14 до 15 м³/мин., количество кластеров перфорации — от 4 до 5. Диапазон значений IP30/30 составил от 10 до 36 т/сут, IP180 — от 0,8 до 3,7 тыс. т.

Технология Тст (2 скважины, со стандартной технологией нижнего заканчивания с использованием нецементируемого хвостовика, введены в 2023 году), представлена скважинами с длиной горизонтального участка от 1400 до 1500 м. На скважинах проведено от 13 до 14 стадий ГРП. Масса расклинивающего агента на стадию составила 150 т, средняя скорость закачки варьировалась от 5 до 6 м³/мин. Диапазон значений IP30/30 по скважинам составляет от 18 до 20 т/сут, IP180 — от 1,4 до 2,1 тыс. т.

Важно отметить, что распределение скважин по уровню технологичности имеет весьма условный характер, поскольку некоторые из обозначенных параметров в процессе бурения и проведения МГРП могли варьироваться в пределах одной скважины от технологии к технологии. В этой связи более наглядно рассматривать динамику технологий по скважинам в координатах: расход — масса проппанта/длина горизонтального участка скважины (рис. 2).

Накопленная за весь период эксперимента геолого-промысловая информация позволила сформировать ряд основных выводов и наблюдений об эффективности эксплуатации скважин [1, 2, 3]. Приведем некоторые из них.

- При вводе в работу ГС скважин с МГРП на режиме фонтанирования наблюдается непродолжительный (до 2-х месяцев) период роста и достижения максимальных дебитов нефти, связанный с активным дренированием зон трещиноватости. В дальнейшем, по мере снижения пластового давления и деградации трещин, выделяется длительный период интенсивного падения дебита (2–2,5 года), затем — период

ОПРЕДЕЛЕНА ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С МНОГОЗОННЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.

- стабилизации, связанный с работой и истощением низкопроницаемой матрицы.
- Анализ динамики дебитов нефти показал, что за период естественного фонтанирования отбирается не более 15–20 % от суммарной накопленной добычи, при этом снижение пластового давления от начального составляет 30–40 %. В том числе за периоды роста и интенсивного снижения дебитов отбирается не более 50 % суммарной добычи по скважине.
- Темпы падения дебитов нефти за первый год эксплуатации по скважинам, реализованным по различным технологиям, значительных отличий не имеют и находятся в диапазоне значений от 70 до 75 %.
- Характерной особенностью эксплуатации ГС в первые месяцы работы является высокая стартовая обводненность продукции (40–60 %). Основной источник обводнения — техническая вода, закачанная в скважину при проведении МГРП. В дальнейшем, в процессе эксплуатации, обводненность снижается, достигая 10–15 % к периоду стабилизации.
- Все скважины после непродолжительного периода добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) на уровне начального газо-содержания (184 м³/т) демонстрируют существенный рост газового фактора (до 1000–2500 м³/т). Интенсивность роста газового фактора связана как со степенью агрессивности вывода на режим (ВНР), так и с проведением геолого-технологических мероприятий (ГТМ), интенсификацией отбора и пр. Вероятнее всего, причиной существенного роста газового фактора является не только процесс разгазирования пластовой нефти, но и наличие в трещинных пустотах пласта газа в свободном состоянии.

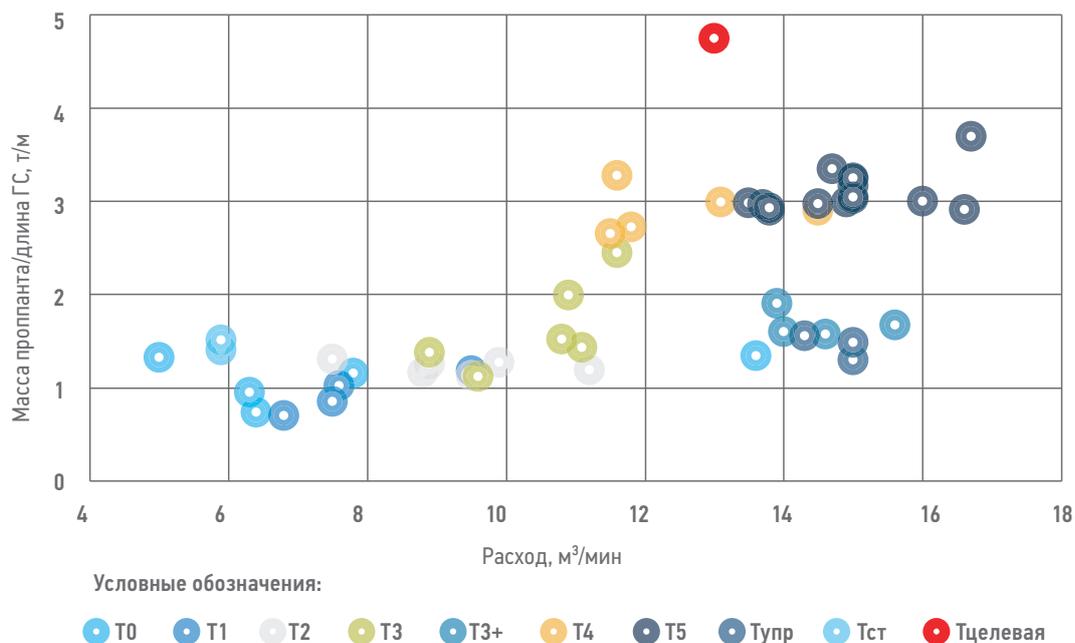


Рис. 2. Показатели «Расход-масса проппанта/длина ГС» по скважинам различных технологий.
Составлено авторами
Fig. 2. Indicators "Injection rate-mass proppant / horizontal line length" for wells of various technologies.
Prepared by the authors

- Результаты проведенных на скважинах промыслово-геофизических исследований (технологии T0–T2) в условиях высоких депрессий, низких дебитов и большой доли свободного газа в потоке оказались малоинформативны. Тем не менее следует констатировать, что в среднем доля работающих трещин МГРП, зарегистрированных по данным шумометрии составляет 80–90 %.
- Изучение возможных причин низкой стартовой продуктивности скважин указывает на необходимость своевременных мероприятий по нормализации забоя ГС и фрезерованию композитных пакер-пробок с промывкой от проппантно-песчаной смеси. Анализ результатов работы скважин, для которых была проведена нормализация забоя во время эксплуатации, показал значительный технологический эффект от мероприятий.
- Согласно промысловым наблюдениям и результатам численного моделирования, для снижения процесса деградации трещин МГРП и сохранения продуктивных характеристик необходимо проводить «плавный» ВНР путем регулирования устьевого давления штуцерами различного диаметра.
- Результаты работ по МГРП показали, что наиболее перспективным направлением является технология «Plug&Perf», когда каждая стадия формируется независимо

путём создания интервалов перфорации в цементированном хвостовике. При этом для разделения ранее выполненных стадий от новой используются композитные пробки, которые отсекают предыдущую часть ствола путём посадки шара на седло установленной пробки.

- Важным промысловым наблюдением явилось следующее: внедрение на ряде скважин систем типа «Production packer», что позволило избежать использования тяжелых жидкостей глушения при спуске глубинно-насосного оборудования (ГНО) в процессе текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС), в результате спуск оптимального промыслового лифта существенно снизил темп падения дебита нефти (до 65 % за 1-й год эксплуатации скважины).

АНАЛИЗ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

На продуктивность скважин влияние могут оказывать две группы факторов: технологические и геологические. Некоторые результаты исследований по поиску зависимости дебитов горизонтальных скважин с МГРП от геологических и технологических факторов применительно к пластам баженновской свиты приведены в источниках [1, 4–7]. Результаты данных исследований сводятся к следующему.

- Высокие корреляционные связи между добычными характеристиками и геологическими параметрами (ФЕС, газовым фактором, нефтенасыщенной толщиной) не обнаружены.
- Продуктивность горизонтальных скважин связана с геологическим структурным фактором и объясняется процессами осадконакопления верхнеюрских отложений.
- Основное влияние на продуктивность скважин оказывают технологические факторы, характеризующие количественные и качественные параметры МГРП и жидкости разрыва.

Анализируя текущую геолого-промысловую информацию по скважинам технологического эксперимента, следует отметить, что в силу большого числа как геологических, так и технологических параметров, влияющих на продуктивность скважин, нельзя однозначно выделить один или несколько факторов, повлиявших на добычные параметры. Приведенные в **табл. 2** результаты корреляционного анализа, показывают, что значимая корреляционная связь между каким-либо параметром технологии и добычными показателями отсутствует.

Важный вывод, который можно сделать по результатам анализа, — это высокие коэффициенты корреляции ($R^2=0,88$ и $0,85$) между показателями по стартовому дебиту выведенных на режим скважин и показателями накопленной добычи (**рис. 3**).

Рассматривая распределение параметра накопленной добычи за 180 суток эксплуатации (IP180) по технологиям, можно отметить, что скважины, реализованные по технологиям Т4 и Т5, характеризуются как высокопродуктивные. Диаграмма данного параметра приведена на **рис. 4**. Исходя из этого, можно сделать вывод о влиянии комплекса технологических параметров на стартовые и накопленные показатели по скважинам.

Проанализировать фактор влияния геологических свойств пласта на продуктивность скважин затруднительно, поскольку достоверно оценить свойства всего разреза баженновской свиты вдоль протяженных горизонтальных стволов на сегодня невозможно. Для изучения характеристик резервуара применяется редкая сеть пилотных стволов с комплексом исследований (расширенный комплекс ГИС, исследования керна, предназначенные для ультранизкопроницаемых пород), дополненных данными из вертикальных разведочных скважин более ранних периодов геологоразведки, в которых записан лишь ограниченный комплекс ГИС, позволяющий делать оценки только емкостных свойств пласта. Тем не менее для оценки влияния площадной изменчивости свойств пласта на добычные показатели можно использовать приуроченность скважин к кустовым площадкам. Из **рис. 5** видно, что наиболее продуктивными в плане добычных параметров являются кустовые площадки №5 и 7. Очевидно, что однозначное сравнение приуроченности скважин к кустовым площадкам как фактора латеральной изменчивости резервуара осложняется разбросом по технологиям заканчивания как внутри кустовых площадок, так и между ними.

В дополнение рассмотрим результаты оценки проницаемости, проведенной на основе интерпретации ГДИ скважин методом RTA-анализа с использованием трилинейной модели притока. По результатам построения совмещенной карты накопленных отборов по скважинам (IP180) и проницаемости можно сделать следующий вывод: максимальные отборы по скважинам приурочены к зонам с повышенными значениями проницаемости. Также следует отметить, что уменьшение величины проницаемости наблюдается в погруженных частях резервуара (**рис. 6**).

Таблица 2. Матрица попарной корреляции между технологическими параметрами по скважинам и показателями добычи
Table 2. Pairwise correlation matrix between technological parameters for wells and production indicators

Параметр	Дебит нефти (IP30/30), т/сут	Накопленная добыча (IP180), т	Накопленная добыча (IP360), т
Количество стадий ГРП, шт.	0,52	0,53	0,51
Количество кластеров, шт.	0,25	0,28	0,29
Количество трещин, шт.	0,45	0,47	0,46
Расход жидкости ГРП на стадию, м ³ /мин	0,36	0,37	0,37
Масса проппанта на скважину, т	0,51	0,54	0,53
Объем жидкости ГРП на скв, м ³	0,51	0,56	0,57
Расстояние между трещинами, м	-0,27	-0,28	-0,28

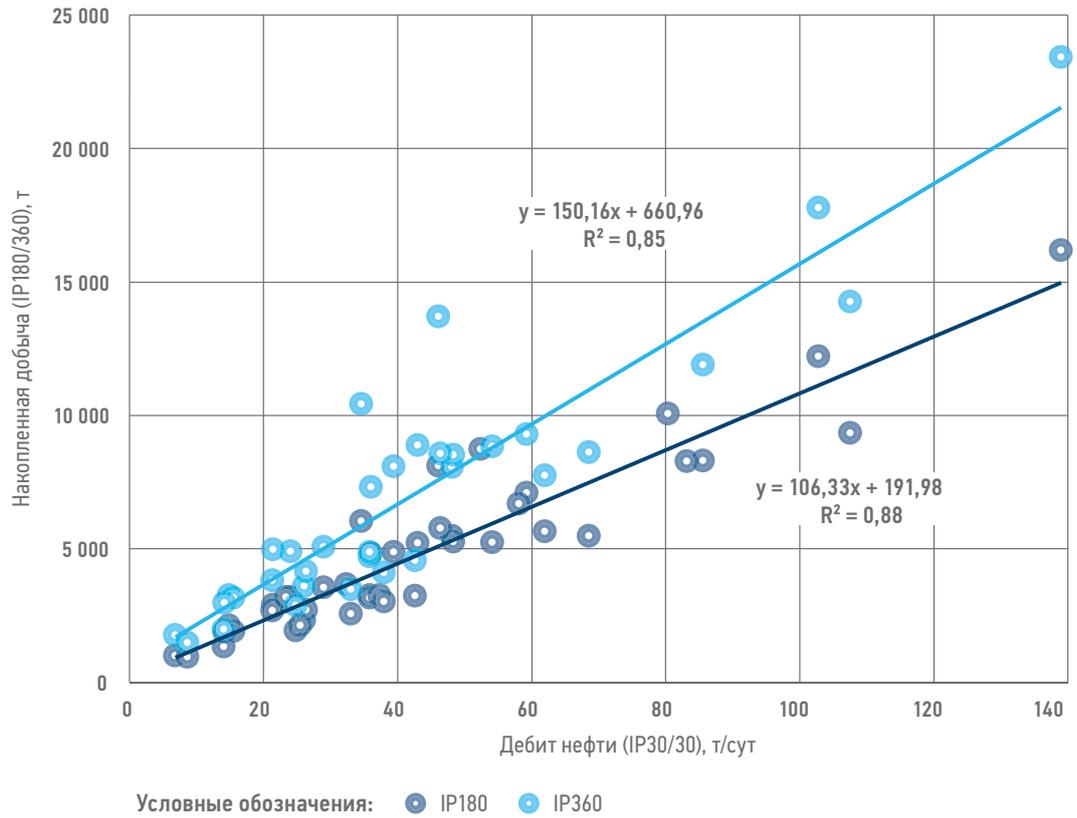


Рис. 3. Зависимость накопленной добычи нефти от стартового дебита скважины. Составлено авторами
Fig. 3. Dependence of accumulated oil production on the starting flow rate of the well. Prepared by the authors

Таким образом, имеющая геолого-геофизическая информация позволяет говорить о том, что в пределах залежи имеет место площадная изменчивость фильтрационных свойств и продуктивных характеристик.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для количественной оценки геологических и технологических факторов, влияющих на продуктивность скважин, и проведения прогнозных расчетов выбраны несколько секторных гидродинамических моделей (ГДМ) единичных скважин, расположенных в различных участках залежи.

Модели учитывают геолого-физическую характеристику по пачкам баженовской свиты, включают траектории фактических скважин и дизайн проведенного на них МГРП. Трещины ГРП в ГДМ заданы при помощи локального измельчения сетки с минимальным размером блока, равным ширине трещины (2–3 мм). При адаптации моделей на фактические показатели работы скважин параметрами вариации явились как геолого-физические (проницаемость матрицы и зоны стимулированного объема пласта, ширина зоны, доля коллектора), так и технологические параметры (количество трещин МГРП, их полудлина, проницаемость проппантной пачки). По результатам адаптации определено несколько наборов параметров, позволяющих достичь одинаковой степени сходимости, на основании которых в дальнейшем выполнены вариативные прогнозные расчеты.

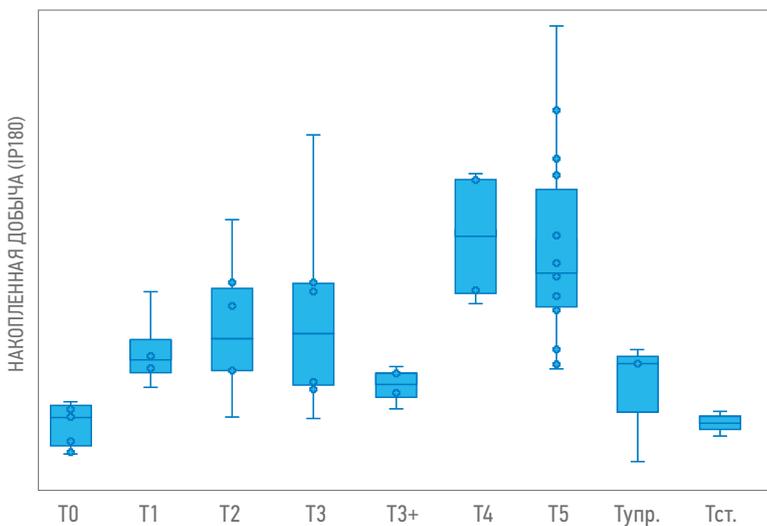


Рис. 4. Распределение накопленной добычи (IP180) по технологиям. Составлено авторами

Fig. 4. Distribution of cumulative production (IP180) by technology. Prepared by the authors

Результаты расчета анализа чувствительности показали:

1. Основными неопределенностями модели, ключевым образом влияющими на прогнозную добычу, являются: проницаемость матрицы, доля коллектора в разрезе, полудлина трещины, количество инициируемых трещин из интервалов перфораций (рис. 7).
2. Параметры стимулированной зоны пласта (ширина, проницаемость) с учетом текущих диапазонов геолого-геомеханических свойств существенно не влияют на добычные показатели. Данный эффект объясняется малым размером зоны (1–2 м вокруг трещины) в сравнении с расстоянием (>10 м) между трещинами ГРП и, следовательно, незначительным охватом вовлекаемых в разработку запасов.
3. При ультранизкой проницаемости матрицы баженовской свиты (0,2–1,8 мкД) последовательное уплотнение системы трещин приводит к увеличению охвата дренированием области вдоль ствола скважины и, как следствие, к повышению добычных показателей. При этом влияние интерференции наблюдается только в долгосрочной перспективе (более 1–2 лет), позволяя воронкам депрессии вокруг трещин слиться в единую зону дренирования и обеспечить равномерную выработку по всей длине горизонтального участка.
4. Вероятно, что увеличение закрепленной полудлины трещин ГРП является основным путем оптимизации проектной скважины. Это связано с тем, что трещина МГРП, формируемая внутри ультранизкопроницаемых коллекторов, является трещиной бесконечной проводимости и может доставить к интервалу перфорации весь объем флюида, поступающий из матрицы.

ОБОСНОВАНИЕ СКВАЖИНЫ ЦЕЛЕВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Подходы к обоснованию дизайна МГРП и соответствующих добычных характеристик скважины целевой технологии исходят из следующего.

1. Уплотнение создаваемых трещин в условиях ультранизкой проницаемости в диапазоне, который может быть технически реализован (до 5 м между трещинами) ведет к увеличению стартовых и накопленных показателей по скважине. Данный тезис подтвержден результатами расчетов на секторных ГДМ.

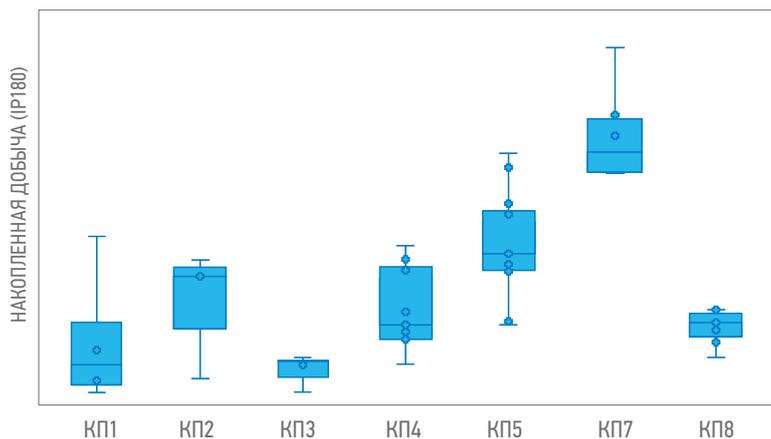


Рис. 5. Распределение накопленной добычи (IP180) по кустовым площадкам. Составлено авторами
 Fig. 5. Distribution of accumulated production (IP180) across well pads. Prepared by the authors

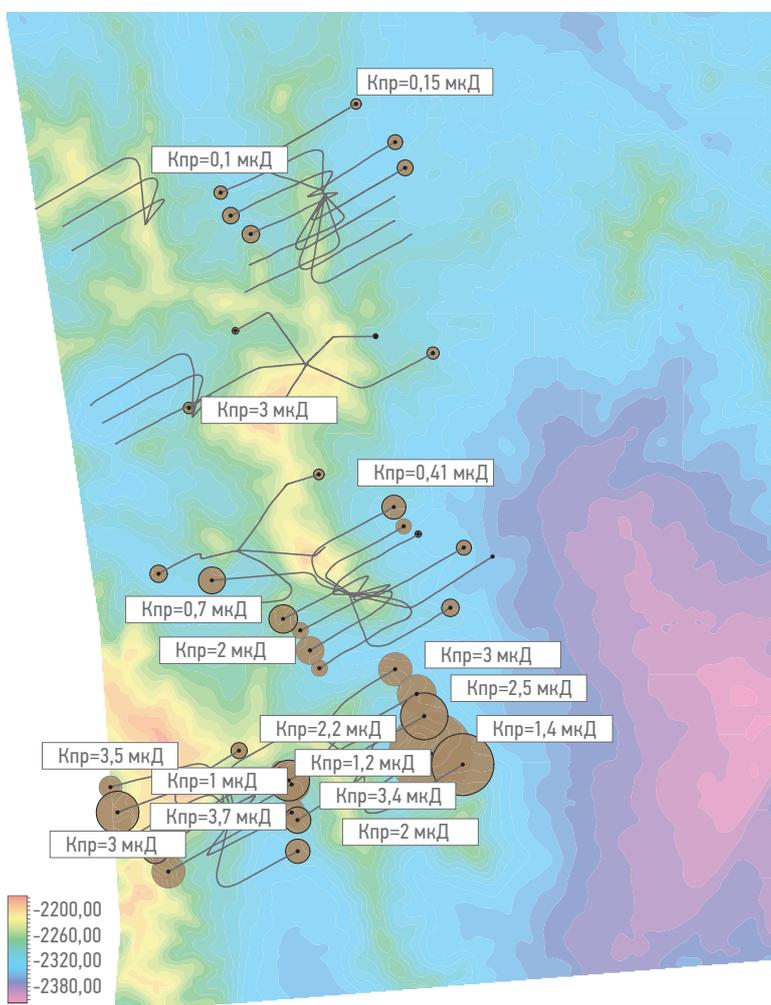


Рис. 6. Совмещенная карта накопленной добычи (IP180) и проницаемости (основа — структурная карта). Составлено авторами
 Fig. 6. Combined map of cumulative production (IP180) and permeability (based on a structural map). Prepared by the authors

2. Увеличение массы расклинивающего агента на стадию до момента прорыва стресс-барьеров ведет к увеличению

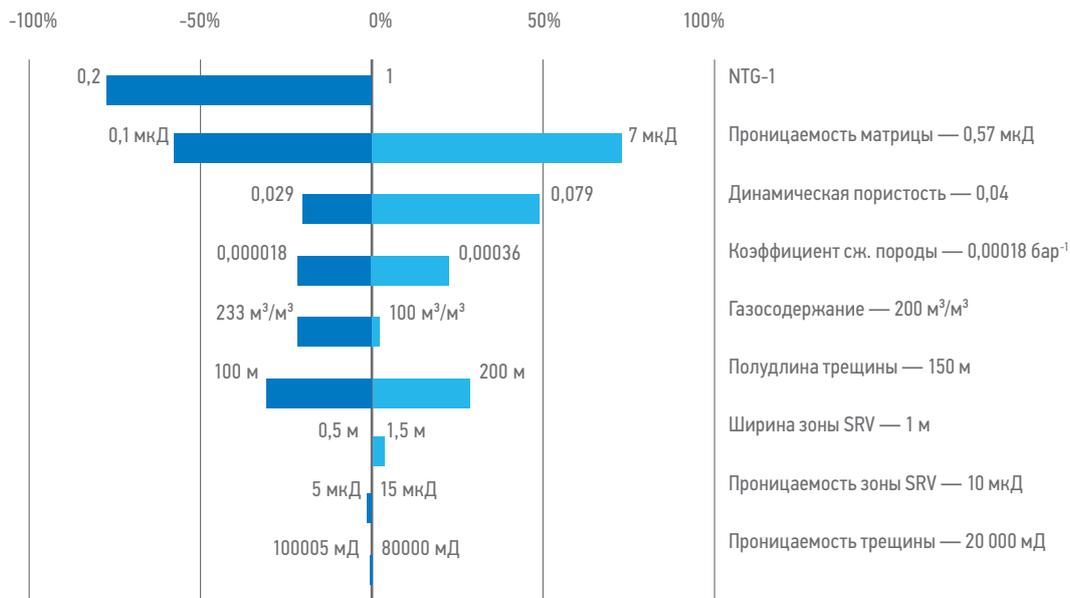


Рис. 7. Торнадо-диаграмма влияния геолого-технологических факторов на прогнозную накопленную добычу.
Составлено авторами

Fig. 7. Tornado diagram of the influence of geological and technological factors on the forecast cumulative production.
Prepared by the authors

создаваемой полудлины трещины и увеличению стартовых и накопленных показателей добычи.

С учетом расположения кластеров перфорации наименьшее расстояние, с которым можно инициировать кластеры перфорации, составляет 10 м. При одновременной инициации (в границах одной стадии) трещин ГРП необходимо уменьшить риск взаимного влияния трещин друг на друга и прекращения развития некоторых из них из-за индуцированных напряжений, которые убывают с увеличением расстояния между трещинами. При значении модуля Юнга около 10 ГПа и средней гидравлической ширины трещины 2 мм для того, чтобы трещины не оказывали существенного влияния друг на друга, расстояние между соседними кластерами должно быть более 10 м, в противном случае индуцированных напряжений будет достаточно для прекращения роста трещин. С учетом текущих ограничений перфорационных систем и длины лубрикатора, максимальное количество кластеров перфорации составляет 6 единиц.

Очевидно, что увеличение массы расклинивающего агента при условии непрорыва стресс-барьеров ведет к увеличению геометрического объема трещины, который упрощенно может быть описан в терминах средней ширины и полудлины. При этом оба этих параметра связаны между собой: при увеличении полудлины трещины будет увеличиваться и средняя ширина, однако именно полудлина трещины оказывает влияние

на долгосрочные накопленные отборы по скважине. Это объясняется низкой проницаемостью пласта, в связи с чем добыча нефти происходит только в системе пласт—трещина, исключая традиционные радиальные притоки нефти в интервал перфорации. Это также подтверждается ГДМ: увеличение полудлины трещины в 2 раза ведет к увеличению удельной накопленной добычи на трещину ГРП в 1,8 раза. В этой связи наиболее обоснованным видится максимизация массы расклинивающего агента на стадию с учетом ограничений по расходу жидкости ГРП и количеству кластеров перфорации на стадию. Технично-экономические расчеты показали, что двумя наиболее устойчивыми (с наибольшей закрепленной полудлиной трещин ГРП) и реализуемыми с учетом всех технологических ограничений сценариями являются варианты с использованием хвостовика 114 или 127 мм при 4 кластерах перфорации с массой расклинивающего агента на стадию 250–265 т, расстояние между кластерами перфорации от 10 м (минимальное расстояние с учетом конструктивных особенностей применяемых перфорационных систем и отсутствие влияния соседних трещин) до 12,5 м (достигнутое на сегодня минимальное расстояние между трещинами для технологии T5).

На **рис. 8** в координатах удельных параметров (расход жидкости/кластер и масса агента/кластер) определены группы скважин для последующего вероятностного моделирования и оценки параметров скважины целевой технологии. Скважины определены

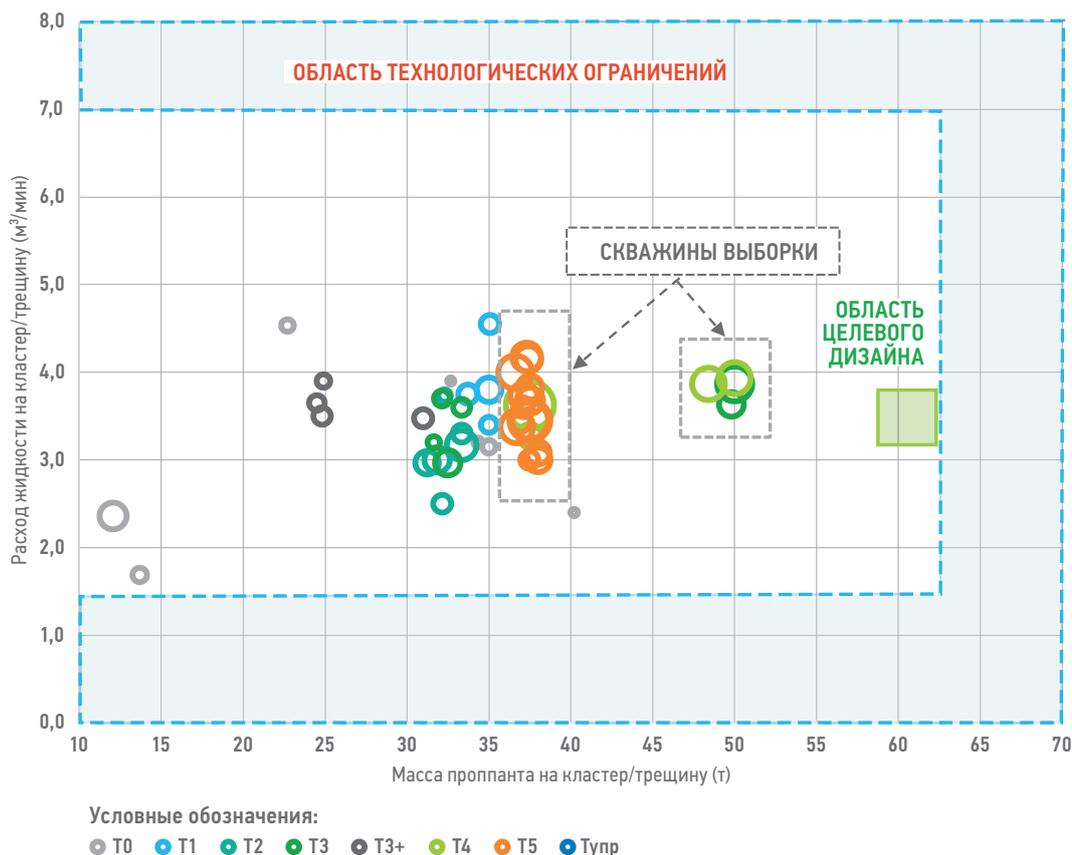


Рис. 8. Показатели «масса пропанта на кластер/трещину» и «расход жидкости на кластер/трещину» по скважинам различных технологий (размер круга соответствует накопленной добыче). Составлено авторами
Fig. 8. Indicators “proppant mass per cluster/fracture” and “fluid flow per cluster/fracture” for wells of various technologies (the size of the circle corresponds to the accumulated production). Prepared by the authors

с учетом близости удельных параметров дизайна к области целевого. При этом очевидно, что предлагаемый к реализации дизайн ГРП является более агрессивным в части загрузки расклинивающим агентом на кластер перфорации, однако для оценки влияния данного фактора на прирост добычных параметров фактические данные отсутствуют. Оценка продуктивных параметров по скважине на основе геолого-гидродинамического моделирования сопряжена с высокой неопределенностью ключевых параметров и соответственно широким диапазоном результатов расчета. Поэтому дальнейшее обоснование скважины целевой технологии проводилось на основе методов моделирования, включающих адаптацию кривых падения добычи на основе аналитической модели и вероятностное моделирование.

1. Адаптация кривых падения добычи нефти (DCA) на фактический период эксплуатации выполнена с использованием модели «Hyperbolic modified» (комбинация модели Арпса в начальный период и экспоненциального участка в период истощения) [8]. Определены параметры, наилучшим образом описывающие динамику работы

скважины: стартовый дебит нефти, коэффициент начального темпа снижения (D_i), степенной показатель (b), темп падения при переходе на режим истощения (TDR) и накопленная добыча нефти (EUR).

2. Вероятностное моделирование выполнялось с использованием метода Монте-Карло для сформированной выборки, состоящей из скважин технологий T3–T5. Данные скважины расположены на различных кустовых площадках и, соответственно, в различных геологических зонах, а также приближены к предлагаемой целевой технологии по своим технологическим параметрам: загрузке расклинивающего агента на кластер перфорации (37–50 т/кластер), расходу жидкости ГРП на кластер (3,0–4,2 м³/сут/кластер) и расстоянию между кластерами (10–12,5 м). Для каждого из параметров, определённых на первом этапе, заданы распределения плотности вероятности. Результаты вероятностного моделирования показали следующее: стартовый дебит (IP30/30) по вероятностям P10/90 находится в диапазоне 88/37 (т/сут), темп падения за 1-й год работы скважины — 68/75 (%).

ВЫВОДЫ

1. Анализ продуктивности скважин, реализованных по различным технологиям, показал, что значимая корреляционная связь между каким-либо одним из параметров технологии и добычными показателями отсутствует. При этом наиболее успешными по продуктивным характеристикам являются скважины технологий Т4–Т5 (длина ГС 1200–1500 м, 25–30 стадий, 140–150 т проппанта на стадию, расход 10–13 м³/мин).
2. В связи с отсутствием эффективного подхода к интерпретации и осреднению геологических свойств баженовской свиты вдоль всего ствола горизонтальной скважины достоверно оценить влияние свойств разреза на продуктивность скважины не представляется возможным. Вместе с тем подтверждается наличие площадной изменчивости фильтрационных свойств пласта и продуктивных характеристик скважин.
3. Результаты гидродинамического моделирования показали, что основным направлением для повышения продуктивных характеристик по скважине является увеличение закрепленной полудлины трещины ГРП.
4. Рассмотренная скважина целевой технологии (ГС 1000 м, 20 стадий МГРП, 250 т проппанта на стадию, расход 12–13 м³/мин) обладает минимальной базовой конструкцией, удельные параметры которой, а именно расстояние между кластерами (трещинами) и загрузка расклинивающего агента на кластер, близки к достижимому на сегодня технологическому пределу.
5. Основными потенциальными направлениями повышения эффективности минимальной базовой конструкции являются использование подземного оборудования, включающего «production packer», дартовых систем в компоновке нижнего заканчивания, а также удлинение горизонтального ствола с увеличением числа стадий ГРП.

Список литературы

1. Шевчук Т.Н., Кашников О.Ю., Мезенцева М.А., Байков И.В., Каримов Т.С., Гатин Р.И., Ломовицкий П.В., Коробицын Д.А. Прогноз показателей добычи из пластов баженовской свиты на основе статистических зависимостей и методов машинного обучения // PRONEFT. Профессионально о нефти, 2020. — № 4 (18). — С. 63–68. <https://doi.org/10.7868/S2587739920040096>
2. Байков И.В., Кашников О.Ю., Гатин Р.И., Ханов А.В., Данько М.Ю. Прогнозирование работы скважин баженовской свиты на основе модифицированной модели динамического материального баланса // PRONEFT. Профессионально о нефти, 2021. — № 6 (4). — С. 106–115. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-106-115>
3. Ющенко Т.С., Демин Е.В., Хабидуллин Р.А., Сорokin К.С., Хачатурян М.В., Байков И.В., Гатин Р.И. Особенности эксплуатации скважин баженовской свиты с протяженным горизонтальным стволом и многостадийным ГРП // PRONEFT. Профессионально о нефти, 2022. — № 7 (1). — С. 72–88. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-72-88>
4. Kim O.O., Privoznova A.E., Nemova V.D. Анализ продуктивности скважин с горизонтальным окончанием в верхнеюрских отложениях Западной Сибири в зависимости от палеорельефа // Нефтепромысловое дело, 2022. — № 7 (643). — С. 13–18. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-7\(643\)-13-18](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-7(643)-13-18)
5. Kim O.O., Privoznova A.E., Nemova V.D. Сопоставление геологических особенностей верхнеюрских отложений и работы скважин с горизонтальным окончанием // Нефтепромысловое дело, 2022. — № 9 (645). — С. 45–48. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-45-48](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-45-48)
6. Егоров Д.С., Михайлов Н.Н. Влияние геологических факторов на динамику дебитов скважин в отложениях баженовской свиты // Нефтепромысловое дело, 2022. — № 10 (646). — С. 5–16. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-10\(646\)-5-16](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-10(646)-5-16)
7. Егоров Д.С., Михайлов Н.Н. Влияние технологических факторов на динамику дебитов скважин в отложениях баженовской свиты // Нефтепромысловое дело, 2023. — № 6 (654). — С. 23–31. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6\(654\)-23-31](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6(654)-23-31)
8. Olivey Uz, Didier Viturat, Ole S. Fjaere. Анализ динамических данных // КАППА. v5.42, 1988–2021. — С. 442–443

References

1. Shevchuk T.N., Kashnikov O.Yu., Mezentseva M.A., Baykov I.V., Karimov T.S., Gatin R.I., Lomovitskiy P.V., Korobitsyn D.A. Production forecast for bazhenov formation reservoirs on the basis of statistical analyses and machine learning techniques // PRONEFT. Professionally about oil, 2020, no. 4 (18), pp. 63–68. <https://doi.org/10.7868/S2587739920040096> (In Russ.)
2. Baykov I.V., Kashnikov O.Yu., Gatin R.I., Khanov A.V., Danko M.Yu. Forecasting the operation of wells in the Bazhenov formation based on a modified dynamic material balance model // PRONEFT. Professionally about oil, 2021, no. 6 (4), pp. 106–115. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-106-115> (In Russ.)
3. Yushchenko T.S., Demin E.V., Khabibullin R.A., Sorokin K.S., Khachatryan M.V., Baykov I.V., Gatin R.I. Operation features of wells with an extended horizontal wellbore and multistage hydraulic fracturing operation in bazhenov formation // PRONEFT. Professionally about oil, 2022, no. 7 (1), pp. 72–88. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-72-88> (In Russ.)
4. Kim O.O., Privoznova A.E., Nemova V.D. Analysis of horizontal wells productivity in the upper jurassic deposits of the Western Siberia depending on the paleorelief // Oilfield engineering, 2022, no. 7 (643), pp. 13–18. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-7\(643\)-13-18](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-7(643)-13-18) (In Russ.)
5. Kim O.O., Privoznova A.E., Nemova V.D. Comparison of the geological features of the upper Jurassic deposits and the operation of horizontal wells // Oilfield engineering, 2022, no. 9 (645), pp. 45–48. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-45-48](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-45-48) (In Russ.)
6. Egorov D.S., Mikhailov N.N. Influence of geological factors of wells production rate dynamics in bazhenov formation deposits // Oilfield engineering, 2022, no. 10 (646), pp. 5–16. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-10\(646\)-5-16](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-10(646)-5-16) (In Russ.)
7. Egorov D.S., Mikhailov N.N. Technological factors influence on wells flow-rate dynamics in the bazhenov formation deposits // Oilfield engineering, 2023, no. 6 (654), pp. 23–31. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6\(654\)-23-31](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6(654)-23-31) (In Russ.)
8. Olivier Houze, Didier Viturat, Ole S. Fjaere Dynamic Data Analysis // KAPPA. V5.42, 1988–2021, pp. 442–443.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.Ю. Колупаев — принял участие в организации и координации работ, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.С. Угрюмов — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

О.Ю. Кашников — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, таблицы и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Ханов — выполнил и обработал технические расчеты.

А.С. Продан — подготовил геомеханическую модель, выполнил и обработал технические расчеты по гидроразрыву пласта.

С.Л. Поветкин — подготовил секторные геологические модели, рисунки.

А.М. Брусничкин — подготовил секторные гидродинамические модели, выполнил и обработал технические расчеты.

С.А. Зырянов — принял участие в организации и координации работ.

Dmitry Yu. Kolupaev — took part in organizing and coordinating the work, and finally approved the published version of the article.

Alexander S. Ugryumov — developed the concept of the article and finally approved the published version of the article.

Oleg Yu. Kashnikov — developed the concept of the article, prepared the text of the article and drawings. Agrees to accept responsibility for all aspects of the job.

Alexander V. Khanov — performed and processed technical calculations.

Artem S. Prodan — prepared a geomechanical model, processed technical calculations for hydraulic fracturing.

Sergei L. Povetkin — prepared sector geological models and drawings.

Alexey M. Brusnichkin — prepared sector hydrodynamic models, performed and processed technical calculations.

Sergey A. Zyryanov — took part in organizing and coordinating the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дмитрий Юрьевич Колупаев — генеральный директор, ООО «Газпромнефть-Пальян», Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 57200083598

Александр Сергеевич Угрюмов — технический руководитель — директор по развитию разработки трудноизвлекаемых запасов, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 57331494200

Олег Юрьевич Кашников* — кандидат технических наук, менеджер по разработке, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
Scopus ID: 6505692609

Александр Викторович Ханов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 56087991200

Артем Сергеевич Продан — менеджер по геомеханике и ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus ID: 57220022423

Сергей Леонидович Поветкин — менеджер по геологии, Группа компаний «Газпром нефть»

Алексей Михайлович Брусничкин — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Сергей Анатольевич Зырянов — руководитель центра по развитию разработки трудноизвлекаемых запасов, Группа компаний «Газпром нефть»

Dmitry Yu. Kolupaev — CEO, LCC Gazpromneft-Paljan, Gazprom нефт company group
Scopus ID: 57200083598

Alexander S. Ugryumov — Technical manager — director for development of hard-to-recover reserves, Gazprom нефт company group
Scopus ID: 57331494200

Oleg Yu. Kashnikov* — Cand. Sci. (Eng.), Manager, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
Scopus ID: 6505692609

Alexander V. Khanov — Head of Department, Gazprom нефт company group
Scopus ID: 56087991200

Artem S. Prodan — Manager, Gazprom нефт company group
Scopus ID: 57220022423

Sergei L. Povetkin — Manager, Gazprom нефт company group

Alexey M. Brusnichkin — Head of Department, Gazprom нефт company group

Sergey A. Zyryanov — Head of the center for the development of hard-to-recover reserves, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



УДК 550.8.072+622.24
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-70-77>

СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И РЕШЕНИЕ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ С ПЛИКАТИВНЫМ СТРОЕНИЕМ ВНК

© Коллектив авторов,
2024



И.А. Щетинин*, **Р.Р. Фахртдинов**, **И.В. Евдокимов**, **И.И. Шрубковский**, **Г.Г. Саркисов**
ООО «ПетроТрейс», РФ, Москва

Электронный адрес: Ivan.Shchetinin@ptgeos.com

Введение. Работа является описанием практической реализации подхода к созданию геологической модели юрских пластов месторождения Западной Сибири с целью прогноза строения в неразбуренной части лицензионного участка. Авторы опирались на ранее накопленный опыт создания постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей Ватинского, Мегионского, Аригольского, Южно-Аганского месторождений.

Цель. С целью реализации бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин эксплуатационного и разведочного этапа реализуется создание постоянно действующей геолого-гидродинамической модели, отражающей основные характеристики объекта и дающей наилучший результат при реализации по принципу «прогноз—факт».

Материалы и методы. Авторы выполнили анализ предыдущих реализаций геологических моделей объекта и сопоставление с фактическими данными. Сформировав концепцию и выполнив обоснование, реализовали геологическую модель с пликативным строением ВНК пласта ЮВ1(1).

Результаты. Изменение геологической основы геолого-гидродинамической модели позволило улучшить модель разработки и повысить качество адаптации, оценить потенциал площади в сторону увеличения, модель апробирована на реализации двухзабойной пилотной скважины, подтвердившей прогноз модели за контуром залежи.

Заключение. Наилучший практический результат получен на модели, базирующейся на альтернативных, неклассических теориях, что указывает на необходимость дальнейшего развития научной основы для решения актуальных производственных задач.

Ключевые слова: постоянно действующие геолого-гидродинамические модели, объекты с пликативным строением ВНК, геологические задачи при строительстве скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Щетинин И.А., Фахртдинов Р.Х., Евдокимов И.В., Шрубковский И.И., Саркисов Г.Г. Создание геологической модели и решение прикладных задач для объектов с пликативным строением ВНК. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):70–77. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-70-77>

Статья поступила в редакцию 10.12.2023

Принята к публикации 15.01.2024

Опубликована 29.03.2024

CREATING A GEOLOGICAL MODEL AND SOLVING APPLIED PROBLEMS FOR OBJECTS WITH A PLICATIVE STRUCTURE OF THE OWC

Ivan A. Shchetinin*, **Renat R. Fakhrtdinov**, **Ivan V. Evdokimov**, **Ivan I. Shrubkovsky**,
Gennady G. Sarkisov
PetroTrace LLC, RF, Moscow

E-mail: Ivan.Shchetinin@ptgeos.com

Introduction. The paper is a description of the practical implementation of an approach to creating a geological model of the Jurassic strata of a deposit in Western Siberia in order to predict the structure in the undeveloped part of the license area. The authors relied on the previously accumulated experience of creating permanent geological and hydrodynamic models of the Vatsinsky, Megionsky, Arigolsky, Yuzhno-Agansky deposits.

Aim. In order to implement the drilling of directional and horizontal wells for production and exploration, a permanent geological and hydrodynamic model is being created that reflects the main characteristics of the object and gives the best result when implemented according to the "predict -fact" principle.

Materials and methods. The authors analyzed previous implementations of geological models of the object and compared with actual experience. As a result, having formed a concept, performed a justification and implemented a geological model with a plicative structure of the OWC of J1(1).

Results. The change in the geological base of the geological and hydrodynamic model made it possible to improve the development model and improve the quality of adaptation, changed the estimate of the resource potential of the area upside, the model was tested for the implementation of a two-bottomhole pilot well, which confirmed the forecast of the model beyond the reservoir contour.

Conclusion. The best practical result made it possible to obtain a model based on alternative, non-classical theories, which indicates the need for further development of science for current production problems.

Keywords: permanent geological and hydrodynamic models, objects with plicative structure of OWC, geological tasks of well construction process

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

For citation: Shchetinin I.A., Fakhrtudinov R.Kh., Evdokimov I.V., Shrubkovsky I.H., Sharkisov G.Kh. Creating a geological model and solving applied problems for objects with a plicative structure of the OWC. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):70–77. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-70-77>

Manuscript received 10.12.2023

Accepted 15.01.2024

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность вопроса сложности строения ВНК юрских отложений Южно-Аганского месторождения обусловлена двумя причинами. Первая — это строение пласта ЮВ1(1) рассматриваемой площади, осложнённое значительным перепадом абсолютных отметок ВНК по площади. Вторая — отсутствие модели объекта, которая позволяла бы объяснить данное строение с учетом истории разработки и спрогнозировала строение пласта в неразбуренных участках.

В рамках создания постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей (ПДГГ) прошлых лет отдельной задачей являлось объяснение причин наблюдаемых аномалий. С этой целью рассматривались две возможные причины разноуровневого контакта: основная — влияние тектонических процессов различной интенсивности, что привело к гипотезе блокового строения площади; альтернативная — влияние процессов осадконакопления на формирование литологических экранов на границах фациальных зон.

Результаты предыдущих работ позволили перейти к объектному описанию рассматриваемой площади, детализировать строение пласта. Были выделены дополнительные стратиграфические границы разделения верхнего и нижнего циклита ЮВ1(1)а и ЮВ1(1)б, детализированы линии замещения, установлены закономерности аккумуляции эффективных толщин для создания более точной геологической модели, но объяснить строение ВНК не удалось. В результате даже при совмещении серий границ, введении поправок в альтитуды скважин и получении статичной геолого-гидродинамической модели реализация новых скважин приводила к новым противоречиям отметок ВНК принятой модели, как показано на **рис. 1**, где скважина 335ПЛ вскрыла подошву «нефть+вода» на абс. отм. 2468,5 м при принятом ВНК 2464,0 м. Это приводит к необходимости введения новых и новых

тектонических нарушений или фациальных границ, или «массовых поправок» в новые скважины.

По совокупности перечисленных факторов, с учетом ряда проблем адаптации гидродинамической модели к истории разработки на разных вариантах геологической основы, модель была отправлена на повторный анализ строения ВНК.

ЦЕЛЬ

Создание геологической модели объекта для выполнения следующих задач.

- Моделирование разработки.
- Создание объяснительной модели строения ВНК.
- Реализация прогностической функции модели.

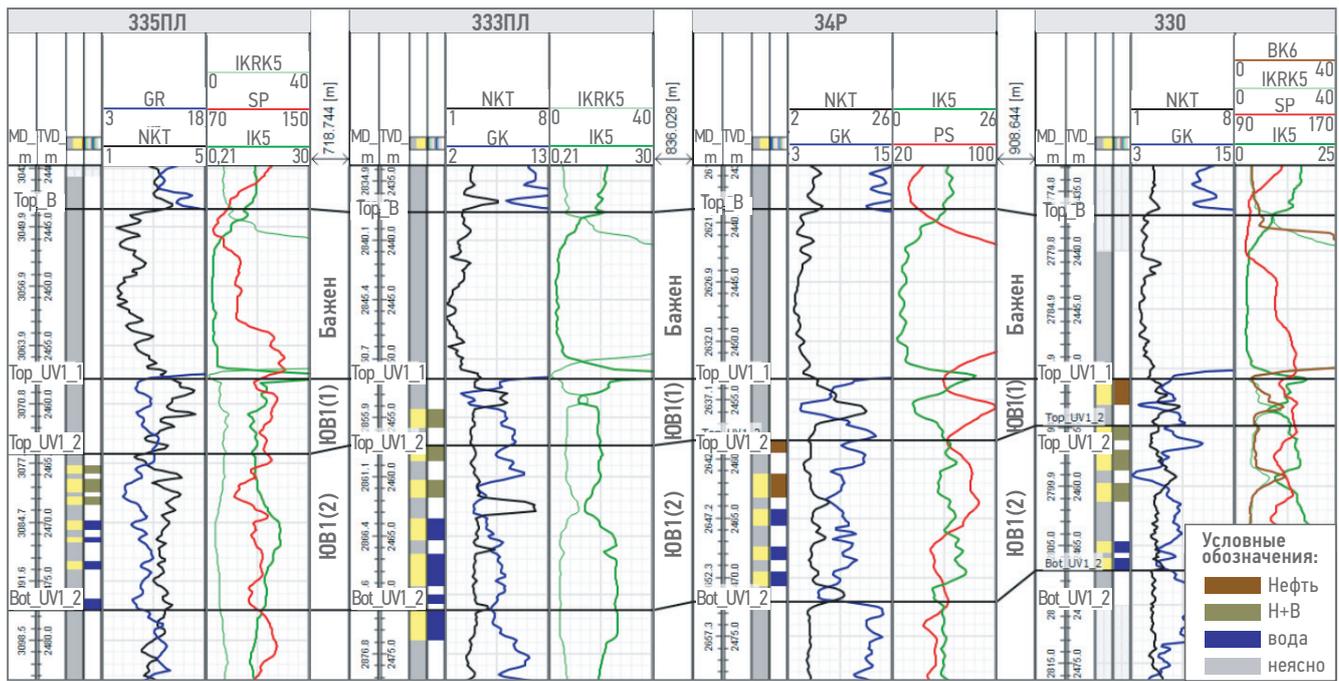
ПРИЧИНОЙ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО ВНК МОЖЕТ БЫТЬ ПРОЦЕСС ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЗАЛЕЖИ ПОСЛЕ НАРУШЕНИЯ ИСХОДНОЙ ГЕОМЕТРИИ И ВТОРИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ, КОТОРЫЙ МОЖЕТ ПРОДОЛЖАТЬСЯ СОТНИ ТЫСЯЧ ЛЕТ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

РЕАЛИЗАЦИЯ МОДЕЛИ ПЛИКАТИВНОГО СТРОЕНИЯ ВНК

Перед началом построения обновленной версии модели, авторами были проанализированы прошлые работы, которые позволили детализировать представление об объекте и исключить ряд гипотез, которые изложены выше.

В качестве альтернативы был выбран вариант представления поверхности ВНК как наклонной, складчатой или деформированной поверхности, что не является новаторским подходом [1, 2] и применяется при описании юрских отложений Западной Сибири на изученных месторождениях, поэтому анализ исходной информации проходил по известным этапам.

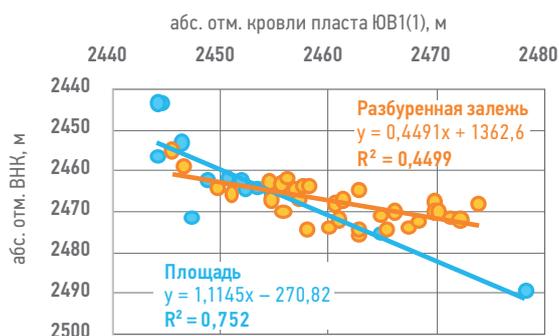


Комментарии:

- По результатам бурения 335 выявлено противоречие (ГС 335 провели в плане на расстоянии порядка 20 м, а разница в абс. отм. составила 5 м), в связи с чем в инклинометрию скважины 335ПЛ введена поправка 5 м.
- Согласно заключению ГИС, проведенного в стволе скважины 335ПЛ, кровля пласта ЮВ1(1) вскрыта на абс. отм. -2457,9 м, пласта ЮВ1(2) — на абс. отм. 2464,2 м.
- По данным РИГИС в пласте ЮВ1(1) отсутствует коллектор, насыщение пласта ЮВ1(2) охарактеризовано как «нефть+вода» в интервалах абс. отм. 2465,2–2465,9; 2466,4–2467,5 и 2467,8–2468,5 м. С абс. отм. 2469,8 м выделено 4 водонасыщенных интервала суммарными толщинами 3 м (отметки указаны с учетом поправки).
- В геологической модели ВНК принят горизонтальной плоскостью на уровне -2464 м.

Рис. 1. Архивный материал оперативного обновления модели пласта ЮВ1(1) по результатам бурения скважины 335ПЛ. Автор неизвестен
 Fig. 1. Archival material of the operational update of the J1(1) reservoir model based on the results of drilling the 335PL well. The author is unknown

Зависимость абс. отм. ВНК и кровли ЮВ1(1) по всей площади



Распределение отметок кровли пласта и наблюдений ВНК

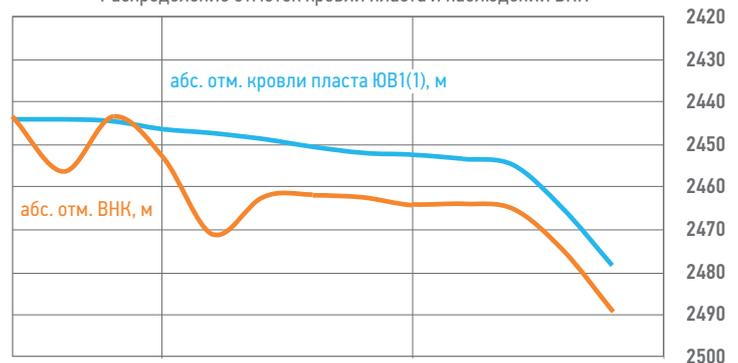


Рис. 2. Анализ поведения ВНК по площади месторождения. Совместный результат группы авторов
 Fig. 2. Analysis data of the OWC by the area of the field. Joint Author Group Result

В данной концепции предполагается, что залежь претерпела вторичные изменения залегания, что привело к нарушению ранее сформировавшихся уровней флюидалных контактов и гидродинамического равновесия. В данный момент идет сохранение нарушенного контакта в залежи, который восстановится в масштабе геологического времени [3]. Было выполнено графическое и аналитическое сопоставление отметок ВНК и кровли

пласта ЮВ1(1), где наблюдается их корреляция, что косвенно указывает на наклонный характер ВНК (рис. 2). Площадное распределение скважинных наблюдений указывает на наличие замыкающей изогипсы, за пределами которой расположены оконтуривающие скважины — т.е. залежь не растекается [4]. Основываясь на всей описанной информации, при реализации ПДГГ модели и в результате выполненного анализа были установлены

признаки пликативного строения ВНК, которые выражаются в наличии обширной зоны наклонного положения контакта, находящейся в корреляции со структурой: от сводовой части к замыкающей отметке, что формирует основную часть залежи как переходную зону смешанного насыщения. Это позволило обоснованно представить поверхность ВНК как «складчатую» границу, повторяющую очертания структуры кровли пласта в соответствии со скважинной информацией.

ПРОВЕРКА МОДЕЛИ В РАМКАХ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ

Для дополнительной проверки гипотезы был выбран способ моделирования на ГДМ возможности длительного переформирования залежи при изменении конфигурации структуры.

На начальном этапе залежь формировалась моделированием насыщения нефтью путем

закачки нефти через 7 скважин в течение 40 лет с расходом $1,57 \text{ м}^3/\text{сут}$. Объем закачанной нефти составил примерно 160 тыс. м^3 , что соответствует моделируемым запасам нефти в реальной гидродинамической модели. Данный объем и способ заполнения модели нефтью не отражает всей сложности процессов миграции и формирования залежи, но позволяет задать процесс формирования устоявшейся залежи в начальных условиях. За 200 тыс. лет залежь полностью сформировалась при «начальной» геометрии структуры, образовав переходную зону. Насыщенность в зоне предельного насыщения была определена параметром критической водонасыщенности.

Далее в модели был произведен рестарт с «подменой» геометрии — таким образом была воспроизведена серия тектонических движений, произошедшая «очень быстро» в масштабах исследуемого времени — в приведенной на **рис. 3** структуре

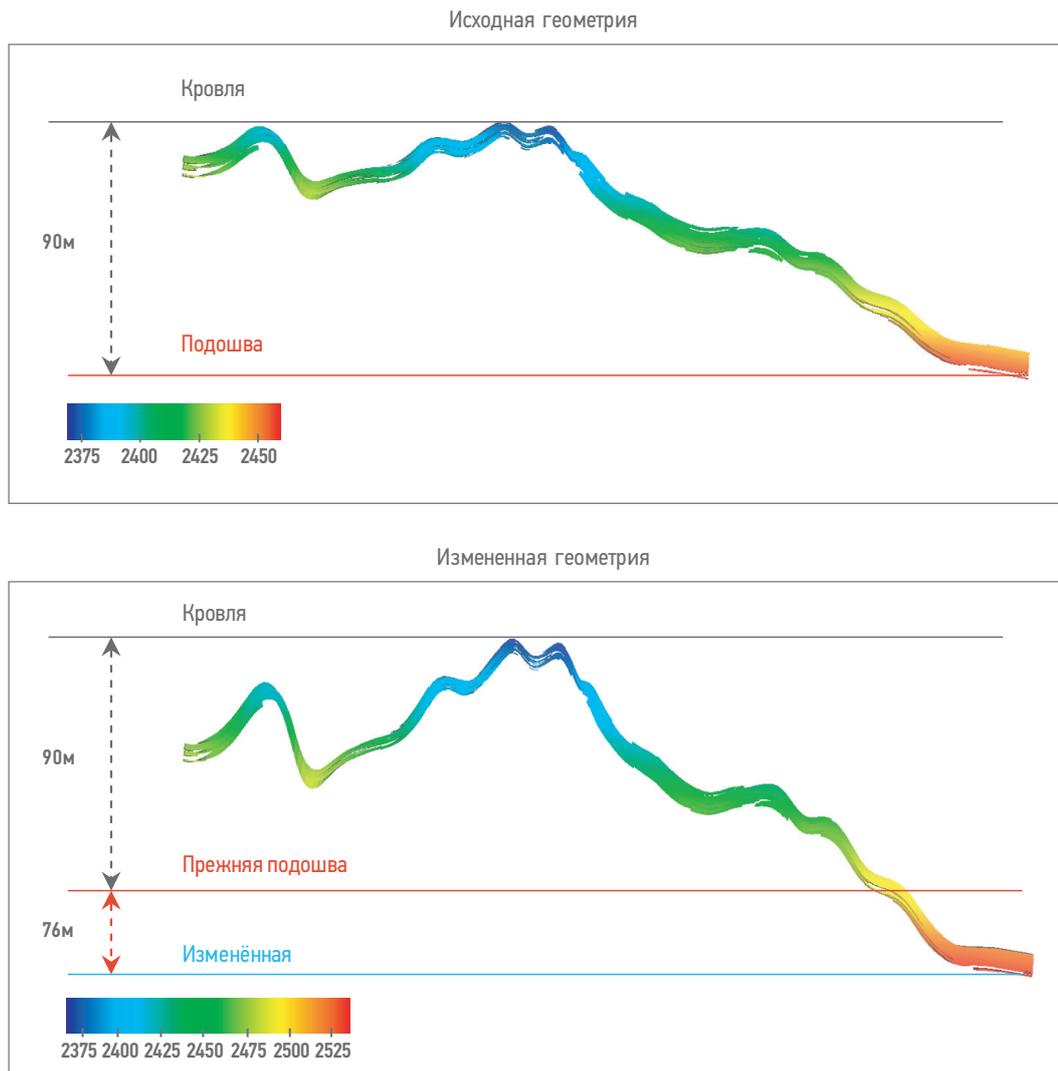


Рис. 3. Изменение геометрии с целью экспериментального расчета. Составлено Р.Р. Фахртдиновым
Fig. 3. Changing geometry for experimental calculation. Prepared by R.R. Fakhrtidinov

первоначальная амплитуда порядка 90 м увеличилась до 166 м. Перераспределение давления произошло быстро (рис. 4), а переформирование залежи и ее уравнивание потребовало порядка 150–200 тыс. лет (рис. 5).

В результате модельные расчеты показали теоретическую возможность описанных геологических процессов в данный момент, которые завершатся примерно через 200 тыс. лет. Исходная гипотеза для представленного расчета подтвердилась — после нарушения

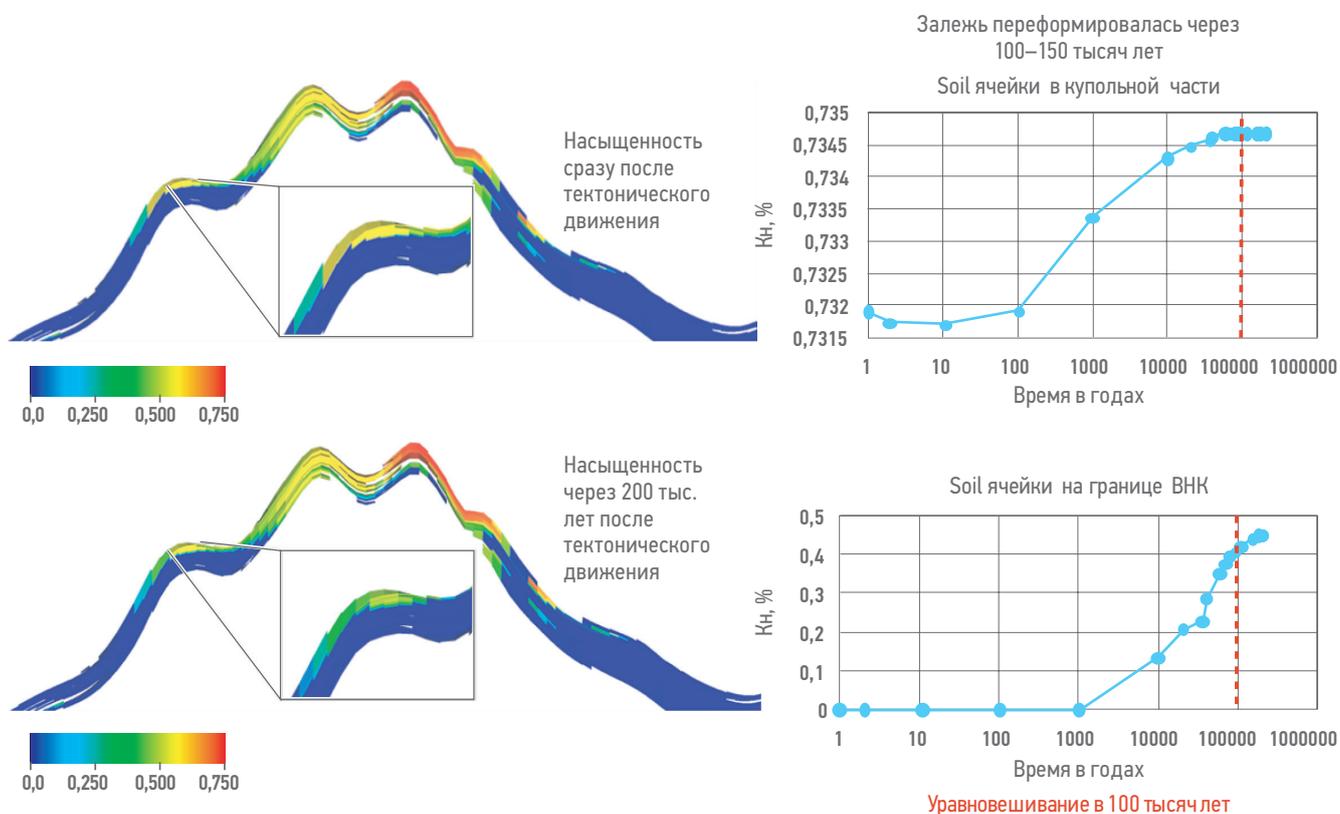


Рис. 4. Восстановление давления в залежи. Составлено Р.Р. Фахртдиновым
Fig. 4. Recovery of pressure in the deposits. Prepared by R.R. Fakhrtidinov

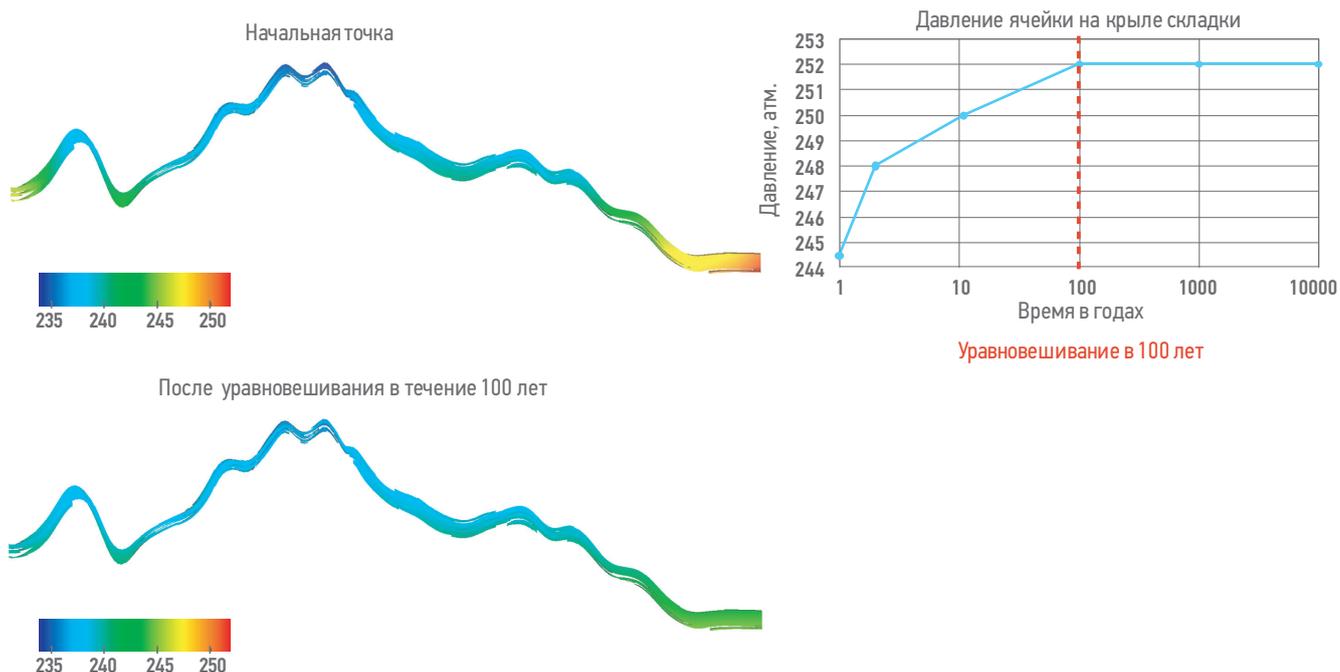


Рис. 5. Восстановление насыщения. Составлено Р.Р. Фахртдиновым
Fig. 5. Restoration of saturation. Prepared by R.R. Fakhrtidinov

исходной геометризации залежи процесс восстановления горизонтального уровня ВНК может продолжаться сотни тысяч лет.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Основным результатом обновления модели являлась качественная адаптация гидродинамической модели по истории разработки месторождения. Модель хорошо инициализировалась, отсутствовали необоснованные перетоки внутри залежей и модель параметра коэффициента нефтенасыщенности соответствовала фактическими показателями разработки по гидродинамике. Это позволило настроить ПДГГ с целью обоснованной локализации остаточных запасов и поиска ГТМ по их извлечению. До актуализации модели и пересмотра концепции ВНК модель «растекалась» в состоянии покоя, но в актуализированной версии геологической основы такого эффекта не наблюдалось. Также скважины, расположенные в переходной зоне, улучшили соответствие модельных показателей факту по накопленной добыче нефти. Рассмотрение полученной модели указывало на наличие обширных зон на западе месторождения, не охваченных бурением, с потенциалом для прироста запасов к текущему балансу. На основании этого была описана концептуальная модель неопределённости строения этих залежей и выполнена

вариативная оценка ресурсной базы с реализацией многовариантной модели пликативного ВНК, что привело к оценке ресурса для доразведки текущих малых залежей с возможным увеличением площади нефтеносности до оконтуривающей, по аналогии с разбуренной основной залежью и приростом до 1,5 млн т (рис. 6).

На основании скорректированной модели по результатам выполненного анализа строения пласта ЮВ1(1) Южно-Аганского месторождения и представленных результатов было принято решение об углублении двух-зубойной скважины до юрского комплекса с целью доразведки возможных ресурсов. По результатам реализации стволов 341PL и 341-2 были скорректированы принятые при подсчете запасов отметки ВНК с абс. отм. 2464,0 м до 2470–2472 м, что соответствует увлечению площади залежи в соответствии с моделью пликативного строения ВНК.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При наблюдении сложнопостроенного ВНК одной из возможных гипотез является модель пликативно-наклонного строения, которое основано на гипотезе неотектонических движений, нарушивших залегание пласта после первоначального формирования залежи. Помимо стандартных статистических и графических форм анализа предпосылок

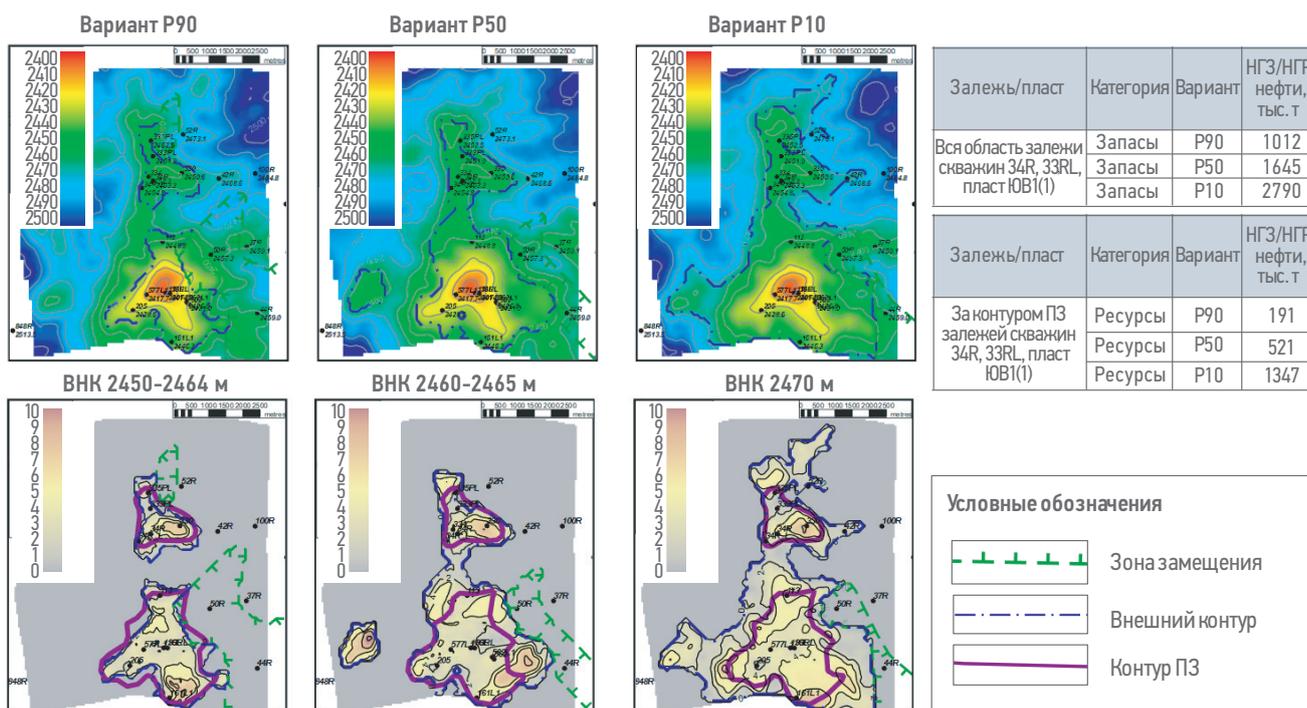


Рис. 6. Оценка ресурсной базы на основании концепции пликативного строения ВНК. Составлено И.А. Щетининым
 Fig. 6. Assessment of the resource base based on the concept of the plicative structure of the OWC. Prepared by I.A. Shchetinin

пликативного строения ВНК, в данной работе был использован метод моделирования процесса нарушенной геометрии залежи и последующего восстановления состояния равновесия на основе ПДГГ модели. Результат моделирования показал процесс восстановления залежи в модельных условиях в течение 100–150 тыс. лет. Выполненная актуализация модели пласта ЮВ1(1) позволила скорректировать геометризацию залежи

и параметр коэффициента нефтенасыщенности, что привело к улучшению качества адаптации ГДМ. Применение описанных подходов к созданию геолого-гидродинамических моделей показывает свою эффективность и практическую применимость при решении задач геолого-разведочных работ и проектировании эксплуатационного бурения в неразбуренных или краевых частях площади месторождения.

Список литературы

1. Щетинин И.А., Максимюк И.Н. Построение наклонно-направленного водонефтяного контакта пласта ЮВ1(1) Тиванского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2015. — №2. — С. 74–79.
2. Евдокимов И.В. Создание геолого-фильтрационных моделей сложнопостроенных месторождений на основе фациального анализа (на примере Аригольского месторождения): автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: специальность 25.00.12 Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений / Автореферат диссертации, 2012. — Москва. — 26 с.
3. Стовбун Ю.А. Влияние неотектонических движений на строение верхнеюрских залежей нефти месторождений Александровского мегавала / Ю. А. Стовбун, К. В. Светлов, И. А. Теплоухова [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Материалы VI научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 2002. — Т. 1. — С. 329–335.
4. Грищенко М.А. Трансформация геологической модели Пермьяковского месторождения в процессе освоения запасов / М. А. Грищенко, К. В. Светлов // Вестник недропользователя ХМАО. — 2007. — № 17. — С. 266–271.

References

1. Shchetinin I.A., Maksimuk I.N. Construction of a directional water-oil contact of formation J1 (1) of the Tivan field // *Review of higher educational institutions. Oil and Gas*, 2015, no. 2, pp. 74–79 (In Russ.)
2. Evdokimov I.V. Creation of geological and filtration models of complex deposits based on facies analysis (on the example of the Arigolskoye field): abstract of the dissertation for the degree of candidate of Geological and mineralogical sciences: specialty 25.00.12 Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields / *Abstract of the dissertation*, Moscow, 2012, 26 p. (In Russ.)
3. Stovbun Yu.A. The influence of neotectonic movements on the structure of the Upper Jurassic oil deposits of the Alexandrovsky megaval deposits / Yu.A. Stovbun, K.V. Svetlov, I.A. Teploukhova [et al.] // *Ways of realizing the oil and gas potential of the KhMAO / Materials of the VI Scientific and Practical Conference*, Khanty-Mansiysk, 2002, vol. 1, pp. 329–335. (In Russ.)
4. Grishchenko M.A. Transformation of the geological model of the Permyakovsky deposit in the process of reserves development / M.A. Grishchenko, K.V. Svetlov // *Bulletin of the subsoil user of the KhMAO*, 2007, no. 17. Pp. 266–271. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.А. Щетинин — выполнил работу по созданию геологической модели, подготовил текст статьи и графические материалы.

Р.Р. Фахртдинов — провел анализ информации разработки месторождения, выполнил экспериментальный модельный расчет гипотезы пликативного строения ВНК.

И.В. Евдокимов — руководитель проекта, координировал все этапы по созданию постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей, в рамках которых была реализована изложенная работа.

И.И. Шрубковский — участвовал в анализе проблематики противоречий результатов гидродинамической модели и геологической основы, а также выполнял оценку результатов обновления модели для решения производственных задач.

Г.Г. Саркисов — оказывал экспертную поддержку выполняемых работ, проработку методических подходов решаемых задач и предложил экспериментальный расчет упрощенного процесса формирования залежи с целью проверки гипотезы.

Ivan A. Shchetinin — performing work on creating a geological model, preparing the text of the article and graphic materials.

Renat R. Fakhrtdinov — analysis of field development information, performance of experimental model calculation of OWC plicative structure hypothesis.

Ivan V. Evdokimov — Project Manager, coordinated all steps for the creation of permanent geological and hydrodynamic models, within which the work was implemented.

Ivan I. Shrubkovsky — participated in the analysis of the problems of contradictions between the results of the hydrodynamic model and the geological basis, and also assessed the results of updating the model to solve production problems.

Gennady G. Sarkisov — provided expert support for the work being performed, worked out methodological approaches to the problems being solved and proposed an experimental calculation of a simplified process of reservoir formation in order to test the hypothesis.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Александрович Щетинин* — ведущий геолог, ООО «ПетроТрейс»
625000, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, д. 65,
эт. 8.
e-mail: Ivan.Shchetinin@ptgeos.com

Ренат Робертович Фахртдинов — младший инженер-разработчик, ООО «ПетроТрейс»
115114, Россия, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10,
к. 4, эт. 5.

Иван Владиславович Евдокимов — руководитель программы проектов по Западной Сибири, ООО «ПетроТрейс»
625000, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, д. 65,
эт. 8.

Иван Игоревич Шрубковский — ведущий инженер-разработчик — руководитель группы, ООО «ПетроТрейс»
628680, Россия, г. Мегион, ул. Советская, д. 23, эт. 6.

Геннадий Геннадьевич Саркисов — ведущий эксперт, ООО «ПетроТрейс»
115114, Россия, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10,
к. 4, эт. 5.

Ivan A. Shchetinin* — Leading geologist,
PetroTrace LLC
65, floor 8, Republic str., 625000, Tyumen, Russia.
e-mail: Ivan.Shchetinin@ptgeos.com

Renat R. Fakhrtdinov — Junior developer engineer,
PetroTrace LLC
4, floor 5, Letnikovskaya str., 115114, Moscow, Russia.

Ivan V. Evdokimov — Project program manager for
Western Siberia, PetroTrace LLC
65, floor 8, Republic str., 625000, Tyumen, Russia.

Ivan I. Shrubkovsky — Leading development
engineer — group leader, PetroTrace LLC
23, floor 6, Sovetskaya str., 628680, Megion, Russia.

Gennady G. Sarkisov — Leading expert,
PetroTrace LLC
10, floor 5, Letnikovskaya str., 115114, Moscow, Russia.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ И ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО МНОГОФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ В НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИНАХ С ГС И МГРП, РАБОТАЮЩИХ С ЭЦН В РЕЖИМЕ ПКВ

© Коллектив авторов,
2024



Т.С. Ющенко*, Е.В. Демин, В.А. Иванов, Р.А. Хабибуллин, А.В. Волков
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Для промышленной добычи нефти из низкопроницаемых нефтяных пластов необходимо бурение скважин с протяженным горизонтальным стволом (ГС) и многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). В течение всего периода жизни скважины темп снижения дебитов хорошо описывается кривыми Арпса. За первый год работы темпы снижения добычи варьируются от 60 до 80 %, скважины становятся низкодебитными и для эффективной добычи нефти из них необходимо использования механизированных способов добычи. Наиболее популярным и эффективным способом на сегодня является электроцентробежный насос (ЭЦН), который используют как при работе в постоянном режиме, так и при работе в режиме периодических кратковременных включений (ПКВ), что позволяет добывать нефть из скважин при дебитах, не превышающих нескольких тонн в сутки.

При работе ЭЦН в режиме ПКВ течение в скважине является нестационарным, и для оптимизации режимов работы необходимо использования специализированных симуляторов моделирования многофазного нестационарного течения.

Цель. Данная работа посвящена анализу и моделированию режимов работы низкодебитных скважин с протяженным ГС и МГРП при механизированной добыче с ЭЦН. В статье проведен комплексный анализ режимов работы скважин баженновской свиты с ГС и МГРП, работающих с ЭЦН. Показаны осложнения при работе ЭЦН в подобных скважинах, связанные с постоянным снижением продуктивности и ростом газового фактора, приводятся данные эксплуатации различных типов ЭЦН в скважинах сложной конструкции.

Материалы и методы. Одним из основных достижений работы является методика создания модели многофазного нестационарного течения в скважине с ЭЦН, работающим в режиме ПКВ с использованием специализированного ПО. Для точного описания физических процессов использовались различные подходы для численного моделирования нестационарных многофазных течений в скважине с ЭЦН с забойным сепаратором.

Результаты. В статье продемонстрирован процесс адаптации нестационарных режимов работы двух скважин с ЭЦН в режиме ПКВ с использованием специализированного ПО на основе реальных промысловых данных (многофазный расходомер, манометры и т.д.) с учетом конструкции скважины, характеристик ЭЦН, дополнительного оборудования (клапаны, сепаратор и т.д.) и параметров пласта. Проведена адаптация модели на фактические данные, показаны возможные пути оптимизации режима работы. Кроме этого, в работе приводится анализ чувствительности свойств жидкости и параметров скважины к нестационарному течению в скважине.

Заключение. В работе проведен анализ работы более 40 малодебитных скважин с ГС и МГРП с ЭЦН в режиме ПКВ. По результатам проведенного анализа ЭЦН в ПКВ могут эффективно снижать забойное давление до минимальных значений в 20–30 бар при условии наличия стабильного уровня жидкости в затрубном пространстве. Для выбора оптимального режима работы ЭЦН в ПКВ для малодебитных скважин рекомендуется использование математических моделей нестационарного многофазного течения в скважинах.

Ключевые слова: низкодебитные скважины, нестационарное течение, математическое моделирование, оптимизация режима работы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: авторы статьи благодарят Вознюк Светлану за неоценимый вклад в создание, адаптацию и стабилизацию расчета математической модели нестационарного многофазного течения в скважине с ГС и МГРП, работающей с ЭЦН в режиме ПКВ в ПО OLGA. Благодаря этой поддержке удалось разработать универсальную методику создания моделей подобных скважин с учетом забойного сепаратора и проводить расчеты сложных нестационарных течений в них.

Для цитирования: Ющенко Т.С., Демин Е.В., Иванов В.А., Хабибуллин Р.А., Волков А.В. Анализ режимов работы и особенности моделирования нестационарного многофазного течения в низкодебитных скважинах с ГС и МГРП, работающих с ЭЦН в режиме ПКВ. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024,9(1):78–94. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-78-94>

Статья поступила в редакцию 20.10.2023

Принята к публикации 14.11.2023

Опубликована 29.03.2024

CASE STUDIES AND OPERATION FEATURES OF TRANSIENT MULTIPHASE FLOW IN LOW-FLOW WELLS WITH MULTISTAGE FRACTURING AND EXTENDED HORIZONTAL WELLBORE OPERATED WITH ESP IN PSA MODE

Taras S. Yushchenko*, **Evgeniy V. Demin**, **Vladimir A. Ivanov**, **Rinat A. Khabibullin**, **Alexey V. Volkov**
Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. For industrial oil production from shale oil formations, it is necessary to drill wells with an extended horizontal wellbore (HW) and multi-stage hydraulic fracturing (MHF). During the entire life of the well, the rate of decline in production rates is well described by Arps curves. During the first year of operation, the rate of decline in production varies from 60 to 80%, wells become low-flow and to effectively extract oil from them it is necessary to use artificial extraction methods. The most popular and effective method today is an electric centrifugal pump (ESP), which is used both when operating in continuous mode and when operating in periodic short-term activation mode (PSA), which allows oil to be extracted from wells at flow rates not exceeding several tons per hour.

When the ESP operates in the PCA mode, the flow in the well is unsteady, and to optimize operating modes it is necessary to use specialized simulators for modeling multiphase unsteady flow.

Aim. This work is devoted to the analysis and modeling of operating modes of low-flow wells with an extended HW and MHF during artificial lift with an electric submersible pump (ESP). The article provides a comprehensive analysis of the operating modes of wells in the Bazhenov formation with HW and MHF, operating with an ESP. Complications during the operation of ESPs in such wells are shown, associated both with the removal of proppant and with a constant decrease in productivity and an increase in the gas factor, and data on the operation of various types of ESPs in wells of complex design are provided.

Materials and methods. One of the main achievements of the work is the methodology for creating a model of multiphase unsteady flow in a well with an ESP operating in the PSA mode using specialized software. To accurately describe the physical processes, various approaches were used to numerically simulate unsteady multiphase flows in a well with an ESP with a downhole separator. Difficulties that may arise during well operation were considered through the analysis of field data and the results of numerical modeling.

Results. The article demonstrates the process of tuning the unsteady operating modes of two wells with ESP in PSA mode using specialized software based on real field data (multiphase flow meter, pressure gauges, etc.) taking into account the well design, ESP characteristics, additional equipment (valves, separator and etc.) and formation parameters. The model was tuned to actual data, and possible ways to optimize the operating mode were shown. In addition, the work provides an analysis of the sensitivity of fluid properties and well parameters to unsteady flow in the well.

Conclusion. The work analyzed the operation of more than 40 low-flow wells with HW and MHF with ESP in PSA mode. According to the results of the analysis, ESPs in PSA mode can effectively reduce bottomhole pressure to minimum values of 20–30 bar, provided there is a stable fluid level in the annulus. To select the optimal operating mode of the ESP in PSA mode for low-flow wells, it is recommended to use mathematical models of unsteady multiphase flow in wells.

Keywords: low-flow wells, transient flow, mathematical modeling, well production

Conflict of interest: There was no conflict of interest when performing the work and preparing the article.

Acknowledgments: The authors of the article thank Svetlana Voznyuk for her invaluable contribution to the creation, tuning and stabilization of the calculation of a mathematical model of unsteady multiphase flow in a well with horizontal and multi-stage hydraulic fracturing, working with an ESP in the PSA mode in OLG software. Thanks to this support, it was possible to develop a universal methodology for creating models of such wells taking into account the downhole separator and carrying out calculations of complex unsteady flows in them.

For citation: Yushchenko T.S., Demin E.V., Ivanov V.A., Khabibullin R.A., Volkov A.V. Case studies and operation features of transient multiphase flow in low-flow wells with multistage fracturing and extended horizontal wellbore operated with ESP in PSA mode. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):78–94. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-78-94>

Manuscript received 20.10.2023

Accepted 14.11.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

На сегодня промышленная добыча нефти из низкопроницаемых нефтяных пластов (в том числе баженовской свиты) возможна после бурения скважин с протяженным горизонтальным стволом (ГС) и проведения многостадийного

гидро разрыва пласта (МГРП) [1–7]. Согласно последним тенденциям общемировой практики после проведения МГРП скважины запускаются в работу на режиме фонтанирования для проведения плавного вывода на режим (ВНР) с целью предотвращения преждевременной деградации трещин ГРП [8–10].

В течение всего периода жизни скважины темп снижения дебитов хорошо описывается кривыми Арпса [11, 12]. Кривая Арпса с указанием стандартных этапов жизненного цикла скважины показана на **рис. 1**. На режиме фонтанирования скважины работают первую часть жизненного цикла (6–24 месяца). За этот период забойное давление снижается значительно ниже давления насыщения, за счет чего газовый фактор (ГФ) по скважине в разы превышает начальное газосодержание [8, 13], а дебиты падают на 60–80 % от стартового значения [8, 14]. МГРП требует больших расходов жидкости ГРП при закачке в пласт и, соответственно, применения труб большого диаметра (114, 127, 140 мм), поэтому скорость потока после запуска скважины даже в первые сутки работы не превышает 0,5 м/с, а спустя месяц падает до 0,2 м/с и ниже. Скважины являются низкодебитными, вследствие этого затруднен вынос тяжелой фазы (воды) и твердых частиц (проппант и частицы породы), которые могли остаться в скважине после МГРП или выноситься из дыр перфорации при работе скважин [15–17]. Это приводит к созданию пробок в горизонтальном стволе скважины и, как следствие, к появлению существенных гидравлических сопротивлений на пути движения пластовых флюидов по скважине, что может быть причиной уменьшения продуктивности скважины и замеряемых дебитов при постоянном или снижающемся устьевом давлении [18, 19]. Методика борьбы с осложнениями в подобных скважинах, работающих в режиме фонтанирования, подробно описана в работах [8–10].

После прекращения фонтанирования необходимо переводить скважины на механизированный способ добычи. Учитывая особенности работы скважин низкопроницаемых залежей, нестабильный режим эксплуатации и широкий диапазон по дебитам, выделяется несколько перспективных методов мех. добычи: в первую очередь это газлифт, электроприводной центробежный насос (ЭЦН) с широкой рабочей зоной, объемный насос с погружным приводом (ПЛЭН) [20, 21]. Согласно проведенным исследованиям [20, 22], наиболее используемым и перспективным методом механизированной добычи нефти из подобных низкодебитных скважин с ГС и МГРП является ЭЦН, в том числе с расширенной рабочей зоной. Учитывая, что эти скважины характеризуются высоким ГФ, ЭЦН довольно быстро переходит в режим периодического кратковременного включения (ПКВ). Это, с одной стороны, отчасти решает проблему транспортировки флюида с достаточно глубокого горизонта с большим объемным содержанием газа, но вносит существенную нестабильность в работу скважины и приводит к быстрому выходу из строя ЭЦН [23]. Стоит отметить, что вследствие постоянного снижения коэффициента продуктивности и пластового давления режим ПКВ необходимо адаптировать под текущую продуктивность пласта. Основным способом эксплуатации скважин в России является эксплуатация при помощи УЭЦН (более 70 %) [20]. При этом низкодебитный фонд скважин для повышения энергоэффективности УЭЦН часто эксплуатируется в периодических режимах (ПКВ, АПВ и т.д.). В настоящий момент

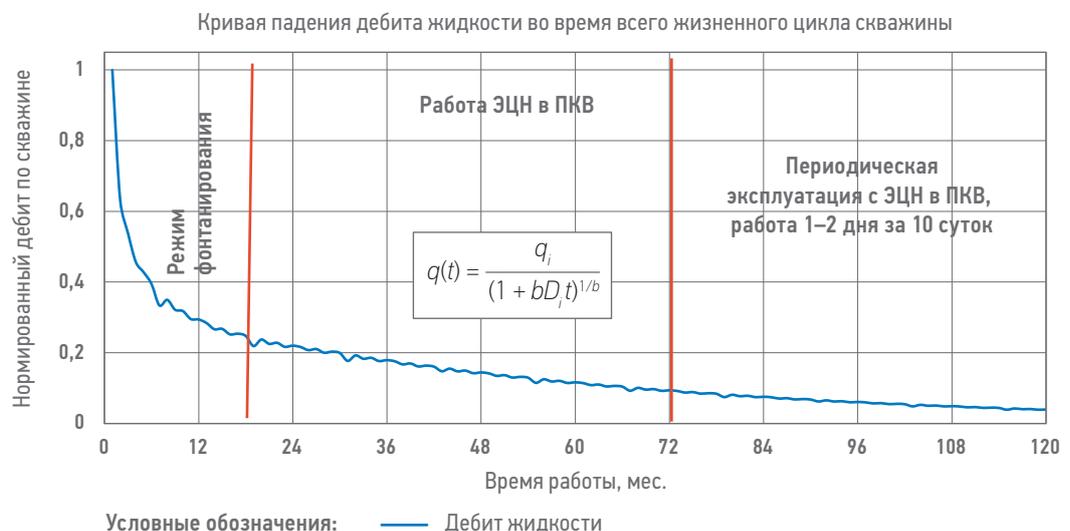


Рис. 1. Кривая падения добычи на скважинах низкопроницаемых нефтяных залежей с ГС и МГРП [8]
Fig. 1. Production decline curve for shale reservoir wells with HW and MHF [8]

«оптимизация» работы скважин, эксплуатируемых в периодических режимах, часто осуществляется эмпирическим путем, то есть последовательным изменением режимов работы с дальнейшим выбором лучшего варианта эксплуатации. Подобный подход связан с технологическими трудностями (срыв подачи, уменьшение межремонтного периода и т.д.), неопределенностями и рисками. Альтернативой данному подходу является моделирование работы скважин в специализированном ПО.

Существенной проблемой при этом является прогнозирование работы подобных скважин. Большинство симуляторов имеют возможность расчета только стационарного режима, в то время как для низкодебитных скважин с ГС и МГРП на первый план выходит именно моделирование нестационарных режимов течения [20, 21]. Одним из немногих коммерческих симуляторов, позволяющих проводить расчеты нестационарного многофазного (3 и более фаз) течения в скважинах, является ПО OLGA, разработанное на результатах стендовых испытаний за 30 лет [24]. Данный программный продукт позволяет проводить расчеты в скважинах с протяженным ГС и МГРП, учитывать наличие в потоке газа, нефти, воды, а также эмульсии и твердых частиц пропана, моделировать скважинное оборудование (штуцеры, клапаны, пакеры, насосное оборудование, сепараторы и т.д.), и пласт на основе нескольких распространенных моделей течения [25].

Одной из основных задач, которым посвящена данная работа, является возможность стабильного моделирования нестационарного режима работы скважины при работе ЭЦН в режиме ПКВ при наличии газосепаратора на забое. Данная работа выполняется впервые и является перспективной для оптимизации режима работы низкодебитных скважин с высоким ГФ с помощью математического моделирования. Целью работы было создание в нестационарном гидродинамическом симуляторе цифрового прототипа скважины, оснащенной ЭЦН и эксплуатируемой в периодическом режиме. Данный прототип применим для решения широкого класса задач моделирования скважинного потока в неустановившемся режиме, дает возможности оптимизации режимов эксплуатации. Прототип апробирован на нескольких сложных скважинных компоновках с ГС и МГРП, работающих при низких дебитах. Стоит отметить, что подобной модели на данный момент не существует.

АНАЛИЗ РАБОТЫ НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН С ЭЦН

После прекращения стабильного фонтанирования скважину переводят на механизированный способ добычи. Для скважин с ГС

СИМУЛЯТОР OLGA ПОЗВОЛЯЕТ СОЗДАВАТЬ МОДЕЛИ СКВАЖИН С ЭЦН В ПКВ ДЛЯ ЗАЛЕЖЕЙ С ГАЗОСОДЕРЖАНИЕМ ВЫШЕ 100 М³/М³ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НА РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ.

и МГРП низкопроницаемых залежей это происходит через 6–24 месяца после начала эксплуатации (рис. 1). К этому моменту пластовое давление снижается в большинстве случаев ниже гидростатического, что позволяет проводить глушение технической водой и минимизировать влияние раствора глушения на проводимость в трещинах и коллекторе. В случае если пластовое давление в момент перевода на механизированную добычу выше гидростатического, рекомендуется использовать специальное внутрискважинное оборудование (эксплуатационные пакеры или клапана с возможностью временной изоляции пласта и т.д.) [26, 27].

На основе опыта эксплуатации более 50 скважин баженовской свиты, режим ПКВ на ЭЦН в первый год эксплуатации приходится менять 1–2 раза в месяц, далее 2–4 раза в год. При этом, режим работы в ПКВ обычно подбирается таким образом, чтобы общий период ПКВ был равен 30–60 минутам. Это делается для поддержания стабильно низкого забойного давления и постоянного притока флюида из пласта в скважину. В таком случае в скважине наблюдается нестационарный режим течения. На рис. 2 показан пример перехода ЭЦН из постоянного режима работы в ПКВ вследствие снижения продуктивности для скважины №1. В скважину спущен ЭЦН с номинальным дебитом 80 м³/сут, первый период времени ЭЦН работает в постоянном режиме, забойное давление изменяется в пределах 1 бар (от 30 до 31 бар). При работе ЭЦН в постоянном режиме частота насоса минимальная, дебит нефти изменялся в диапазоне от 30 до 50 м³/сут, дебит воды от 10 до 20 м³/сут, среднесуточный дебит жидкости по скважине — 54 м³/сут, средний дебит газа — 20 900 ст. м³/сут, ГФ — 387 м³/м³. Из-за срыва подачи ЭЦН был переведен в режим ПКВ 15х15 с номинальной частотой, забойное давление после смены режима (рис. 2) изменяется в пределах 4 бар (от 29 до 34 бар), при этом видны колебания

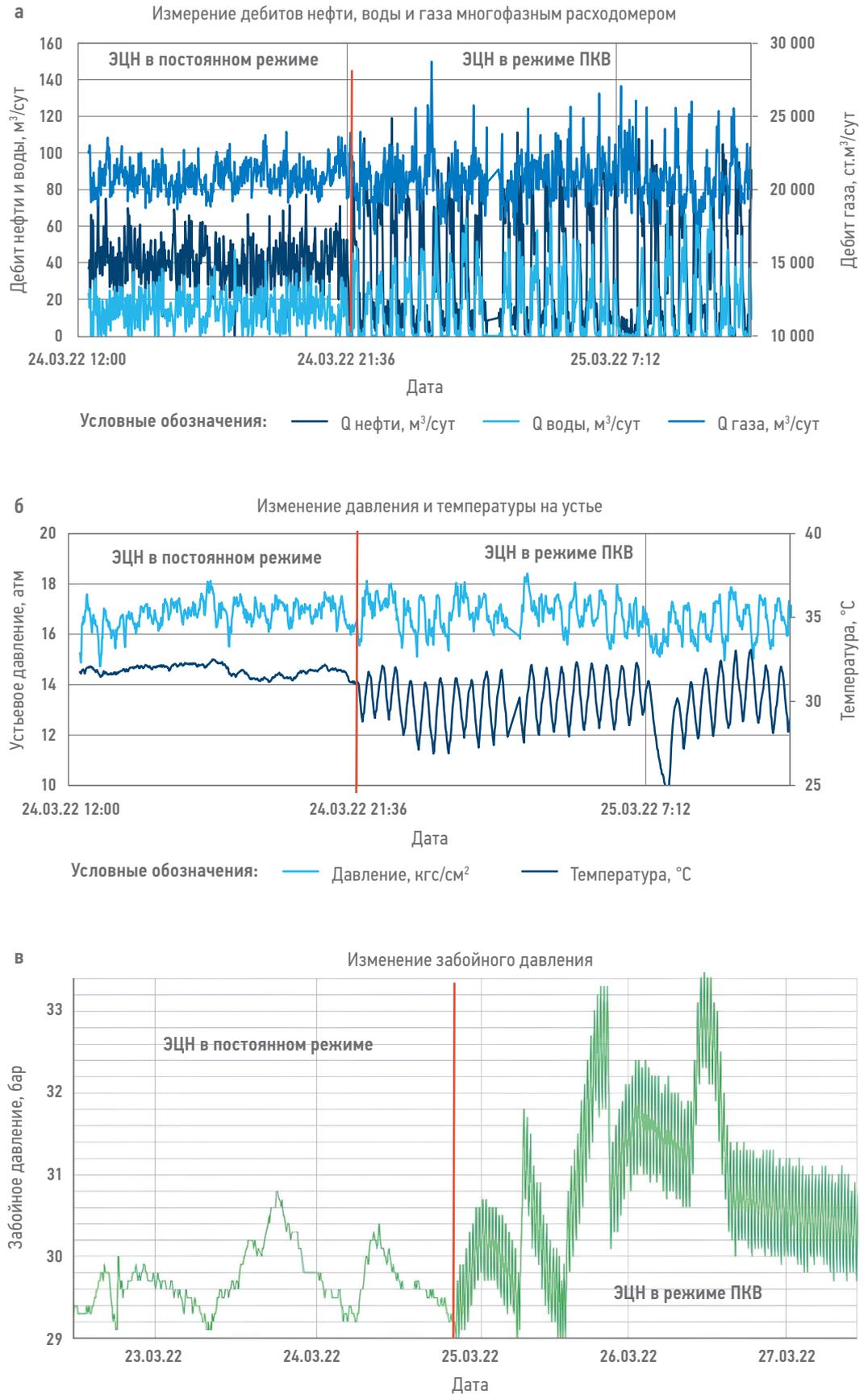


Рис. 2. Изменение параметров работы скважины № 3 при переводе ЭЦН из постоянного режима работы в ПКВ.
Составлено авторами
Fig. 2. Changes in the well 3 operation mode when transferring the ESP from the constant operating mode to the PSA mode. Made by the authors

забойного давления за период ПКВ амплитудой в 1 бар. На режиме ПКВ дебит нефти изменяется в диапазоне от 5 до 80 м³/сут, дебит воды от 0 до 50 м³/сут, среднесуточный дебит жидкости по скважине — 51 м³/сут, средний дебит газа — 20 800 ст. м³/сут, ГФ — 407 м³/м³. Нестабильность режима течения в скважине возрастает.

Основными ограничениями на использование малодебитных и малогабаритных ЭЦН является высокий ГФ (свыше 500–700 м³/м³) и высокое содержание мех. примесей в потоке. Низкопроницаемые залежи разрабатываются на режиме истощения, забойное давление в таких случаях значительно ниже давления насыщения, вследствие чего ГФ по скважине растет и может достигать до значений на порядок выше начального газосодержания [28]. Для месторождений с газосодержанием пластовой нефти свыше 120–150 м³/м³ применение малодебитных и малогабаритных ЭЦН ограничено вследствие высокого ГФ.

Работа ЭЦН с внешним диаметром 115 мм (5-й габарит) и номинальным дебитом 80–120 м³/сут в скважинах с ГС и МГРП при использовании эксплуатационной колонны 178 мм и забойного сепаратора (центробежный, гравитационный и т.д.) позволяет снизить и держать постоянным давление на приеме ЭЦН до 20–30 бар при газовых факторах до 3000 м³/м³ (на примере 35 скважин) при дебитах газа ниже 30 000 м³/сут (рис. 3). При этом устьевое давление не превышает 10–15 бар.

В случае спуска ЭЦН с внешним диаметром 103 мм (3-й габарит) в эксплуатационной колонне 127 мм достичь снижения забойного

давления до величины 20–30 бар не удавалось (на примере 4 скважин). Минимальным значением давлений было 65–70 бар, после чего ЭЦН останавливался по причине срыва подачи. Аналогично не удавалось снизить давление на входе ЭЦН до 20–30 бар в случае спуска ЭЦН с внешним диаметром 103 мм в эксплуатационную колонну 140 мм. Одной из вероятных версий срыва подачи является отсутствие уровня в затрубном пространстве, так как при работе ЭЦН в режиме ПКВ основной поток в ЭЦН идет именно из затрубного пространства. Продуктивности пласта недостаточно, чтобы обеспечить номинальный дебит. Отсутствие уровня связано с небольшим зазором между ЭЦН и эксплуатационной колонной, вследствие чего в затрубном пространстве у забоя скорость газа превышает минимальную скорость потока, требуемую для выноса жидкой фазы. По этой причине жидкость в затрубном пространстве поднимается вместе с газом, и скважина частично фонтанирует по затрубному пространству. Данная теория подтверждается замерами многофазным расходомером (пример модели для скважины №25 ниже). Дебит газа для скважин №1–40 находится в диапазоне от 3000 до 30 000 м³/сут.

Для различных диаметров НКТ и эксплуатационной колонны по формуле Тёрнера [29] был проведен расчет минимальной скорости выноса жидкой фазы, данные приведены в табл. 1. Свойства фаз (поверхностное натяжение, плотности и т.д.) были рассчитаны с использованием адаптированной PVT- модели [30] в специализированном ПО.

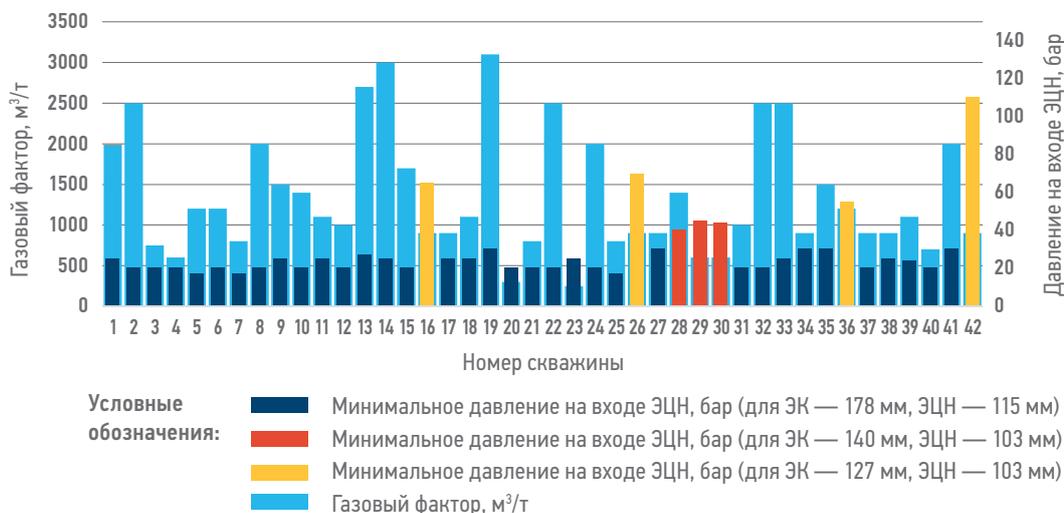


Рис. 3. Достижение минимального давления на входе ЭЦН и газового фактора в скважинах различной конструкции. Составлено авторами

Fig. 3. Achieving the minimum pressure at the inlet of the ESP and the gas-oil ratio in wells of various designs. Made by the authors

Таблица 1. Минимальные скорости для выноса нефти газом по критерию Тёрнера
Table 1. Minimum velocities for oil removal by gas according to the Turner criterion

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Диаметр ЭЦН, мм	Забойное давление, бар	Минимальная скорость газа для выноса нефти, м/с	Минимальный дебит газа по затрубному пространству, м ³ /сут
127	103	75	1,5	13 180
127	103	60	1,7	12 045
140	103	40	2,1	27 339
178	115	20	3,3	79 407

Оценка минимальной скорости по формуле Тёрнера является оценкой «сверху», по факту при таких значениях дебитов скважина полноценно фонтанирует по затрубному пространству без работы через ЭЦН и НКТ (скв. №40 на **рис. 3**). При этом срыв подачи происходит при дебитах в 1,5–2 раза меньше по затрубному пространству, это подтверждается расчетом нестационарных режимов в ПО OLGA. В случае фонтанирования по затрубному пространству забойное давление будет определяться плотностью столба жидкости в затрубном пространстве и потерями на трение.

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ СХЕМА ПРОЦЕССА МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для выбора оптимального режима работы ЭЦН необходимо понимание физических процессов в горизонтальном стволе (ГС), затрубном пространстве и НКТ, так как их влияние является значимым. В таком случае необходимо проведение математического моделирования нестационарного течения в скважине, адаптация модели на промысловые данные и дальнейшая оптимизация режима работ.

Анализ технологического режима работы скважины и необходимость его оптимизации являются предпосылками к моделированию. После выбора скважины-кандидата для моделирования осуществляется сбор всей необходимой информации и исходных данных для создания первичной модели. Для создания гидродинамических моделей нестационарного течения в скважинах с ГС и МГРП, работающих с ЭЦН, в данной работе использовался симулятор OLGA. При создании математической модели скважины в нем используются следующие исходные данные:

- инклинометрия и конструкция скважины;
- диаметр НКТ и глубина спуска ЭЦН, диаметры штуцеров на устье (на выкидной линии НКТ и выкидной линии затрубного пространства), наличие пакеров, обратных клапанов в скважине, наличие

дополнительного оборудования ЭЦН, а также положение датчиков измерения температуры и давления по стволу скважины;

- адаптированная PVT-модель пластового флюида (в формате таблиц *.tab) зависимости свойств фаз от температуры и давления или параметров корреляционных зависимостей, встроенных в ПО OLGA);
- модель пласта для каждой стадии ГРП и свойств пласта в выбранной модели притока;
- граничные условия на устье скважины в НКТ и затрубном пространстве, а также начальное состояние скважины.

Моделирование скважины, работающей в нестационарном режиме (ПКВ и пр.), состоит из следующей последовательности действий:

- 1) формирование первичной комплексной модели, состоящей из:
 - модели скважины — модель нестационарного течения в скважине (например, в ПО OLGA);
 - модели флюидов — адаптированная на исходные данные PVT-модель (например, в ПО PVTsim или Multiflash);
 - модели пласта — модель, адаптированная на результаты ГДИ (например, в ПО Карра);
- 2) адаптация — проведение многовариантных расчетов на первичной комплексной модели при изменении наименее достоверных параметров системы ($K_{\text{прод}}$, $P_{\text{пл}}$, ГФ, Водогазовый фактор (ВГФ) и т.д.) с целью поиска наиболее согласованного с фактом режима работы модели;
- 3) оптимизация — проведение многовариантных расчетов на адаптированной комплексной модели при изменении технологических параметров, определяющих режим работы модели (частота, цикл работы периодической скважины, диаметры штуцеров на устье и т.д.) с целью поиска оптимального режима работы модели;
- 4) разработка рекомендаций по оптимизации работы скважины для промысла.

Изначально исходные данные по конструкции скважины, инклинометрии, свойствам

флюида и пласта, граничным и начальным условиям, а также внутрискважинному обору- дованию, включая ЭЦН, задаются на вклад- ке дизайнера скважины. ЭЦН устанавливает- ся выше нижней точки НКТ на определенное количество секций, необходимое для даль- нейшего задания сепаратора, что будет рассмотрено далее. Полноценную модель скважины с ЭЦН в ПКВ и дополнительным оборудованием невозможно создать в ди- зайнере скважины в ПО OLGA, для этого необходимо использовать вкладку по по- строению сети трубопроводов, чтобы доба- вить забойный сепаратор, установить режим ПКВ и т.д.

Далее подробнее остановимся на особеннос- тях и ограничениях при моделировании не- стационарного многофазного течения в мате- матической модели.

Отдельное внимание следует уделить распо- ложению обратного клапана над ЭЦН. Важно уточнить, на каком расстоянии установлен обратный клапан на реальной скважине, по- скольку это сильно сказывается на расчетах в симуляторе, так как в момент откачки насос может развивать давление выше давления насыщения, а в момент накопления давле- ние может падать ниже давления насыще- ния. Подобные колебания могут приводить к явлению скопления избыточного коли- чества газа под обратным клапаном в ЭЦН (Gas-Lock эффект), что может сопровождать- ся нестабильной работой насоса в модели, деградацией его напорно-расходной харак- теристики или срывом подачи. Для коррект- ной работы модели в отношении Gas-Lock эффекта важным будет уточнение, в каком режиме работает периодическая скважина: ПКВ, АПВ (автоматических повторных вклю- чений) или РИЧ (режим изменения частоты, при котором частота накопления не равна 0). От данных уточнений будет зависеть обос- нование физичности процессов, происходя- щих в скважине. Если в модели наблюдается образование газового пузыря над ЭЦН, а на реальной скважине подобного эффек- та нет, то для адаптации модели возможно либо изменение глубины установки обрат- ного клапана; либо принудительная откачка избыточного количества газа, выделяюще- гося в насосе в момент накопления, из-под обратного клапана в затрубное пространство; либо использование повышенной частоты насоса в момент накопления (недостаточ- ной для подъема жидкости на поверхность, но достаточной для предотвращения выде- ления избыточного количества газа в насосе). Необходимо отметить допущение мате- матических моделей скважин по дости- жению фазового равновесия в каждой

точке пространства и времени. В частности, из данного допущения может следовать, что в момент откачки при давлении, развива- емом насосом, весь выделившийся газ будет растворяться в нефти, хотя по факту этого может не происходить из-за неравновесных процессов в скважине.

Следующим важным допущением математи- ческой модели скважины, связанным с расче- том свойств флюидов, является использо- вание *.tab файла. Данный файл содержит интерполяционные зависимости различ- ных свойств флюидов, рассчитанные в PVT- симуляторе в определенных диапазонах температуры и давления. При использовании *.tab файла свойства и соотношение фаз в по- токе рассчитываются в зависимости от термо- барических условий, поэтому при увеличении давления в ЭЦН выше давления насыщения свойства нефти будут соответствовать на- чальному пластовому давлению насыщения и газосодержанию несмотря на то, что часть газа была отсепарирована и до началь- ного газосодержания нефть дойти физически не может. Авторам статьи кажется логичным доработка концепции использования *.tab файлов с зависимостями свойств флюидов от давления и температуры. Необходимо попытаться добавить ветки с различным га- зосодержанием нефти и конденсатосодер- жанием газа при каждом значении давления и температуры, как это сделано для моделей black oil для гидродинамического моделиро- вания течения в пласте. Еще одним вари- антом ухода от данного допущения может являться использование других моделей расчета свойств флюидов. Эффекты от отсут- ствия веток с различным газосодержанием в *.tab файле необходимо оценить для раз- личных типов скважин и алгоритмов работы ЭЦН, это является темой отдельного иссле- дования.

АДАПТАЦИЯ МОДЕЛЕЙ

Следующий этап моделирования — адап- тация первичной нестационарной модели скважины. Стоит отметить, что для прове- дения адаптации необходимо определить набор параметров, которые являются ре- зультатами расчета модели для сопостав- ления их с фактическими данными, а также набор адаптируемых переменных, в зна- чениях которых мы уверены меньше всего и изменение которых вносит достаточно серьезные коррективы в работу модели, а также значения, которые следует изме- нять для адаптации модели на настраивае- мые параметры.

Для настройки существующих моделей скважин могут использоваться следующие адаптируемые параметры: положение обратного клапана, цикл работы периодической скважины (соотношение времени откачки и времени накопления), реализация схемы принудительной откачки газа из-под обратного клапана в момент накопления, коэффициент продуктивности/пластовое давление, частота работы насоса (в момент откачки и в момент накопления), шероховатость труб, коэффициент общей сепарации, газовый фактор, влагосодержание, диаметр штуцера на устье в НКТ и затрубном пространстве, характеристики ЭЦН. Стоит отметить, что адаптация модели скважины в подобной постановке может являться задачей с множеством различных решений.

Рассмотрим адаптацию математической модели скважины на двух реальных примерах низкодебитных скважин, работающих с ЭЦН в режиме ПКВ.

Скважина №25 имеет протяженный ГС и МГРП, эксплуатационный диаметр колонны равен 127 мм, в скважину спущен ЭЦН (3-й габарит) с номинальным дебитом 140 м³/сут на глубину 2685 м по MD (2250 м по TVDSS), длина скважины — 4100 м по MD (2350 м по TVDSS). ЭЦН работает в режиме ПКВ 14х16.

ЭЦН спущен на 100 м выше верхних дыр перфорации, оснащен фильтром от мех. примесей и центробежным сепаратором. Над ЭЦН установлен обратный клапан. На устье на затрубном пространстве установлен обратный клапан с диаметром отверстия — 32 мм, диаметр устьевого штуцера на НКТ — 10 мм, диаметр НКТ — 73 мм.

Адаптируемыми параметрами для модели скважины №25 были выбраны: частота ЭЦН, коэффициент общей сепарации, газосодержание, обводненность и коэффициент продуктивности. В настроенной модели данные параметры принимают значения, представленные в **табл. 2**.

Параметрами для модели скважины №25, на которые ведется настройка, были выбраны следующие: зависимости изменения дебитов жидкости, нефти, газа (по НКТ и затрубному пространству) от времени; зависимость изменения давления на приеме ЭЦН от времени. Среднесуточные параметры представлены в **табл. 3**. Граничные условия — температура и давление на устье в линии и свойства пласта. Специально для создания и адаптации математической модели скважины на промысле проводился замер дебитов скважины №25 с помощью многофазного расходомера. При этом отдельно проводился замер дебитов по затрубному пространству и отдельно по НКТ в течение 3 суток на стабильном режиме работы.

Адаптация модели скважины №25 на среднесуточные параметры показана в **табл. 3**. Динамика изменения объема жидкости в затрубном пространстве и НКТ показана на **рис. 4**. Из **рис. 4** видно, что есть потенциальная возможность снижения забойного давления за счет снижения объема жидкости в затрубном пространстве. Сравнение динамического изменения забойного давления и дебитов в реальной скважине (по данным многофазного расходомера и телеметрической системы на входе ЭЦН) показано на **рис. 5**.

Как видно из **рис. 5**, для скважины №25 удалось адаптировать не только средние показатели работы скважины, но и динамику изменения забойного давления и дебитов. Скважина №41 имеет протяженный ГС и МГРП, эксплуатационный диаметр колонны равен 178 мм, в скважину спущен ЭЦН (5-й габарит) с номинальным дебитом 80 м³/сут на глубину 3550 м по MD (3305 м по TVDSS), длина скважины — 4952 м по MD (3501 м по TVDSS). ЭЦН работает в режиме ПКВ 6х15, спущен на 473 м выше верхних дыр перфорации, оснащен фильтром от мех. примесей и центробежным сепаратором. Над ЭЦН установлен обратный клапан. На устье

Таблица 2. Адаптационные входные параметры настроенной модели скважины №25
Table 2. Tuning input parameters of the configured model of well No. 25

Настраиваемые параметры	Значение
Частота ЭЦН (F), Гц	47
Коэффициент общей сепарации	0,99
Газосодержание, м ³ /м ³	600
Обводненность, %	45
Коэффициент продуктивности на 1 стадию МГРП, м ³ /сут/атм	0,011

Таблица 3. Адаптационные выходные параметры модели скважины №25
Table 3. Tuning output parameters of the well No. 25 model

Параметр	Факт	Расчет	Относительная погрешность, %
Давление на приеме ЭЦН, бар	65,3	67,1	2,7
Дебит нефти НКТ, м ³ /сут	21,3	19,6	8,2
Дебит воды НКТ, м ³ /сут	22,3	21,5	3,4
Дебит нефти затруб, м ³ /сут	7,9	7,4	6,8
Дебит воды затруб, м ³ /сут	0	2,1	-
Дебит газа затруб, м ³ /сут	15317	14737	3,8
Дебит газа НКТ, м ³ /сут	3124	4028	29
Дебит газа общий, м ³ /сут	18441	18765	1,8
Дебит жидкости общий, м ³ /сут	51,3	50,6	1,4

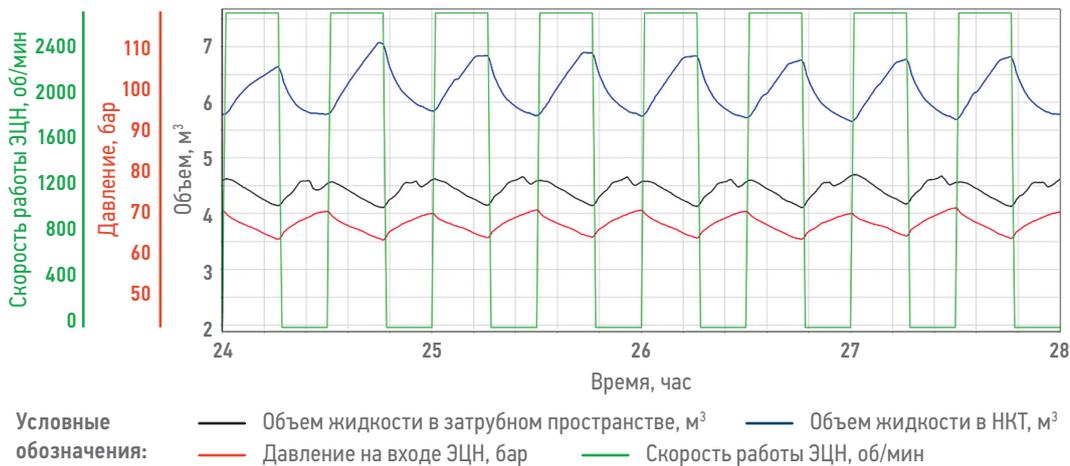


Рис. 4. Объем жидкости в НКТ и затрубном пространстве скважины №25, давление и скорость работы ЭЦН в ПКВ на основе данных математической модели в ПО OLGA. Составлено авторами

Fig. 4. The volume of fluid in the tubing and the annulus of well No. 25, the pressure and speed of the ESP in the PSA mode based on the data of the mathematical model in OLGA software. Made by the authors

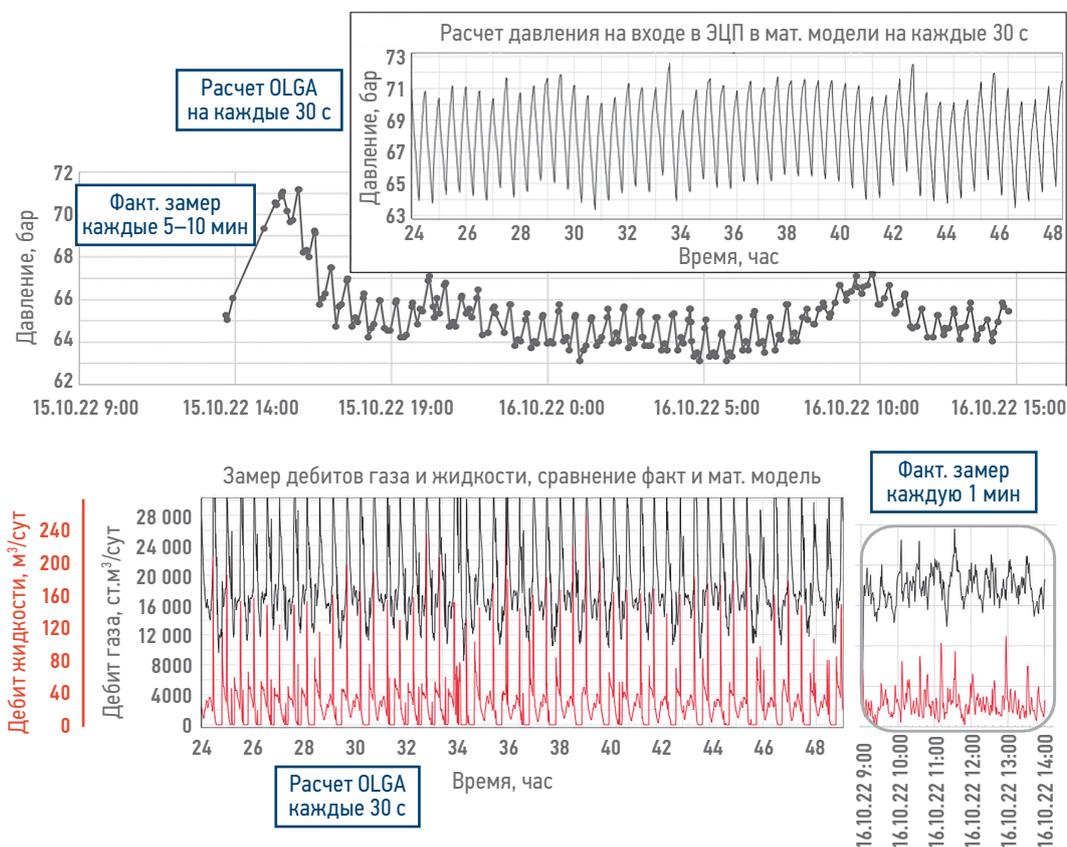


Рис. 5. Сравнение фактических и расчетных дебитов газа и жидкости, а также давления на входе в ЭЦН. Составлено авторами

Fig. 5. Comparison of real and calculated gas and liquid flow rates, as well as pressure at the inlet to the ESP. Made by the authors

на затрубном пространстве установлен обратный клапан с диаметром отверстия — 32 мм, диаметр устьевого штуцера на НКТ — 18 мм, диаметр НКТ — 73 мм. Настраиваемыми параметрами для модели скважины №41 были выбраны: частота ЭЦН (в момент откачки и в момент накопления),

коэффициент общей сепарации, газовый фактор, шероховатость труб, коэффициент продуктивности, положение обратного клапана, соотношение времени откачки и накопления внутри цикла ПКВ. В настроенной модели данные параметры принимают значения, представленные в табл. 4.

Параметрами, на которые ведется настройка, для модели скважины №41 были выбраны общие среднесуточные дебиты жидкости, нефти, газа, давление на приеме ЭЦН, забойное давление, газовый фактор. Параметры и расчет модели представлены в **табл. 5**. При адаптации модели скважины № 41 с ЭЦН, работающем в ПКВ режиме, возникли трудности, связанные с избыточным количеством газа в системе (завышенный газовый фактор), и, следовательно, с излишним количеством газа, выделяющимся на приеме насоса и идущим в насос, что приводило к деградации напорно-расходной характеристики (НРХ) ЭЦН. Также с этим связано излишнее количество газа, выделяющееся в насосе при его остановке в момент накопления жидкости, что приводило к Gas-Lock эффекту, когда при запуске насосу сложно протолкнуть скопившуюся над ним газовую пробку и развить давление выше, чем давление над обратным клапаном. Это, в свою очередь, приводило к срыву подачи. Для адаптации модели скважины по количеству газа в системе была проведена корректировка следующих настраиваемых параметров.

1. Газосодержание нефти. Для модели скважины №41 было использовано

уменьшение количества газа в системе по сравнению с принятым по месторождению. Газосодержание было уменьшено с 104 до 50 ст. м³/м³ вследствие чего, согласно PVT-зависимостям, полученным по адаптированной PVT-модели, давление насыщения снизилось со 115 до 60 бар. Необходимость подобных значительных изменений параметров флюидов объясняется настройкой на фактические значения газового фактора по скважине, а также снижением количества газа на ЭЦН.

2. Коэффициент общей сепарации системы был подобран равным 0,91. Он влияет на распределение потоков газа между НКТ и затрубным пространством скважины, от него зависит эффективность работы ЭЦН. Для наиболее корректной адаптации модели скважины №41 по сопоставлению фактического и модельного общего коэффициента сепарации необходимо обладать исходными данными по отдельным дебитам газа, нефти, жидкости по НКТ и затрубному пространству. Если подобных исходных данных нет, то коэффициент сепарации выступает в роли настраиваемой переменной.

Таблица 4. Адаптационные входные параметры настроенной модели скважины №41
Table 4. Tuning input parameters of the configured model of well No. 41

Параметр	Значение в модели	Факт
Газосодержание, ст. м ³ /м ³	50	104 (среднее по месторождению)
Расположение обратного клапана	на 10 м выше ЭЦН	–
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/бар	0,21	0,24
Частота ЭЦН в работе, Гц	58	58
Частота ЭЦН при остановке, Гц	23	0
Шероховатость НКТ, м	5e-04	–
Шероховатость ЭК, м	3e-04	–
Коэффициент сепарации, д. ед.	0,91	–
Работа/накопление, с	354/922	350/926

Таблица 5. Адаптационные выходные параметры модели скважины №41
Table 5. Tuning output parameters of the well No. 41 model

	Факт	Расчет на режиме	Относительная погрешность, %
Дебит жидкости, м ³ /сут	25	25	0
Дебит нефти, м ³ /сут	24,8	24,8	0
Дебит газа, ст. м ³ /сут	1952	1934	0,9
Газовый фактор, ст. м ³ /ст. м ³	78	77	0,9
Давление на входе ЭЦН, бар	30	30.1	0,3
Забойное давление, бар	46	45,9	0,2

Изменение этих параметров позволило адаптировать количество газа, которое должно идти в ЭЦН и при котором ЭЦН в модели работает так же, как и в реальной скважине.

Для минимизации негативного влияния на систему Gas-Lock эффекта использовались три приведенных ниже подхода.

1. Изменялось расположение обратного клапана, что снижало негативное влияние на систему Gas-Lock эффекта (уменьшение потенциального объема газовой пробки под обратным клапаном). Расположение обратного клапана намного выше насоса (100–200 м) приводило к тому, что во время простоя над насосом выделялось достаточно большое количество газа, и образовывалась газовая пробка. Для уменьшения размеров потенциальной газовой пробки обратный клапан был приближен к насосу на расстояние в 1 секцию от насоса (5–10 м).
2. Изменялась частота насоса в момент накопления жидкости в скважине. Данный пункт означает, что в момент накопления частота ЭЦН не будет равна 0. В такой модели ЭЦН работает не в ПКВ-режиме, а в режиме изменения частоты (РИЧ). Подобное допущение также помогает стабилизировать работу системы и снизить негативное влияние Gas-Lock эффекта. Для модели скважины №41 было подобрано значение частоты при накоплении, равное 23 Гц.
3. Была реализована система трансмиттеров, алгебраических контроллеров и массовых источников для снижения негативного влияния Gas-Lock эффекта (принудительный перепуск излишнего количества газа из-под обратного клапана в затрубное пространство).

Изменение значения общего коэффициента сепарации системы влияет на НРХ ЭЦН и на распределение объемов газа в системе. От него зависит, какое количество жидкости способен перекачивать ЭЦН в единицу времени и с каким среднесуточным дебитом по различным фазам будет работать скважина. Изменение коэффициента общей сепарации модели (в том случае, когда он является входным адаптационным параметром) приведет к адаптации в модели среднесуточных дебитов по жидкости и нефти.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СКВАЖИН

Оптимизация работы скважины, эксплуатируемой в ПКВ режиме, может производиться различными способами. Основными параметрами оптимизации могут быть как максимизация дебита скважины, так и поддержание заданного значения забойного давления. Для скважины №25 была поставлена задача по максимизации дебита скважины. Для решения данной задачи на математической модели проводились многовариантные расчеты с изменением параметров работы ЭЦН (частота, режим ПКВ) и диаметров штуцеров на устье (в НКТ и затрубном пространстве). На первом этапе оценивалось влияние частоты ЭЦН на дебит нефти по скважине (рис. 6). При увеличении частоты с 47 до 54 Гц дебит нефти вырос с 26,1 до 26,6 т/сут, забойное давление снизилось с 65 до 55 бар. Далее в математической модели проводилось изменение периода ПКВ при изменяющихся частотах. Максимизация дебита достигнута при режиме ПКВ 45х15 и частоте 52 Гц. Данные по забойному давлению для модели, настроенной на фактические данные, и модели с ЭЦН в ПКВ 45х15

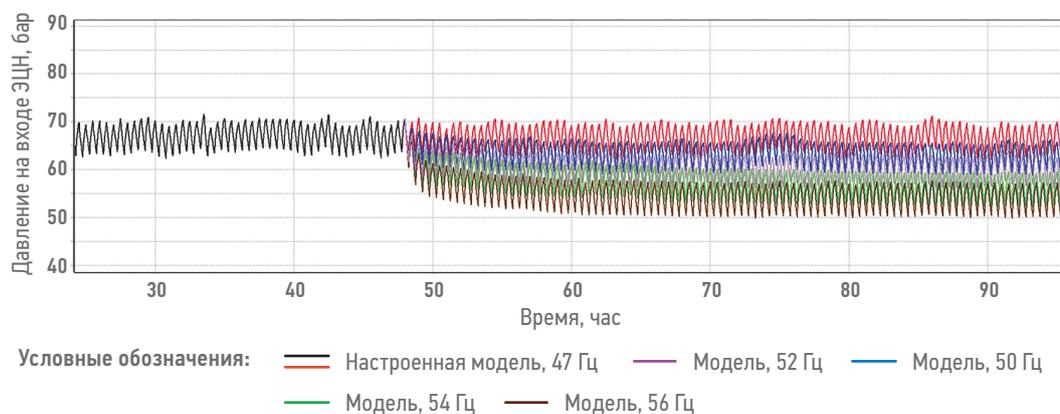


Рис. 6. Влияние частоты ЭЦН на забойное давление в скважине №25, расчет в математической модели. Составлено авторами

Fig. 6. Influence of ESP frequency on bottomhole pressure in well No. 25, calculation in a mathematical model. Made by the authors

приведены на **рис. 7**. При изменении режима ПКВ с 14x16 на 45x15 и увеличении частоты с 47 до 52 Гц дебит нефти по скважине вырос с 26,1 до 29,8 т/сут.

Кроме того, в математической модели было проведено снижение длительности цикла ПКВ с 30 до 20 мин при сохранении соотношения времени работы и остановки. Изменение периода ПКВ негативно сказывается на накопленной добыче нефти. Также моделировалось уменьшение диаметра штуцера на затрубном пространстве с 32 мм до 15 мм. Данное изменение не приводит к изменению забойного давления, при этом дальнейшее уменьшение или закрытие затрубного пространства приводит к росту забойного давления и снижению накопленной добычи по нефти для скважины №25 (**рис. 8**). Таким образом, для скважины №25 оптимальным режимом работы ЭЦН для максимизации дебита по нефти является перевод на режим ПКВ 45x15 с увеличением частоты

ЭЦН до 52 Гц при диаметре штуцера на затрубном пространстве 20 мм.

Далее решалась аналогичная задача по максимизации дебита жидкости для скважины №41. На **рис. 9** видно, что при увеличении времени откачки внутри исходного цикла ПКВ с 355 до 380 с (исходный цикл ПКВ длится 1276 с) происходит небольшое увеличение среднесуточного дебита по нефти (максимум до 25,3 м³/сут). При этом при последующем увеличении времени откачки происходит уменьшение прироста среднесуточного дебита по нефти, а при времени откачки 400 с происходит срыв подачи. Подобная картина объясняется так же, как и при увеличении частоты ЭЦН, однако в данном случае расширения НРХ вследствие увеличения частоты не происходит, поэтому падение прироста добычи жидкости и нефти, а также срыв подачи происходят при меньшем значении расхода газа, перекачиваемого насосом (**рис. 9**).

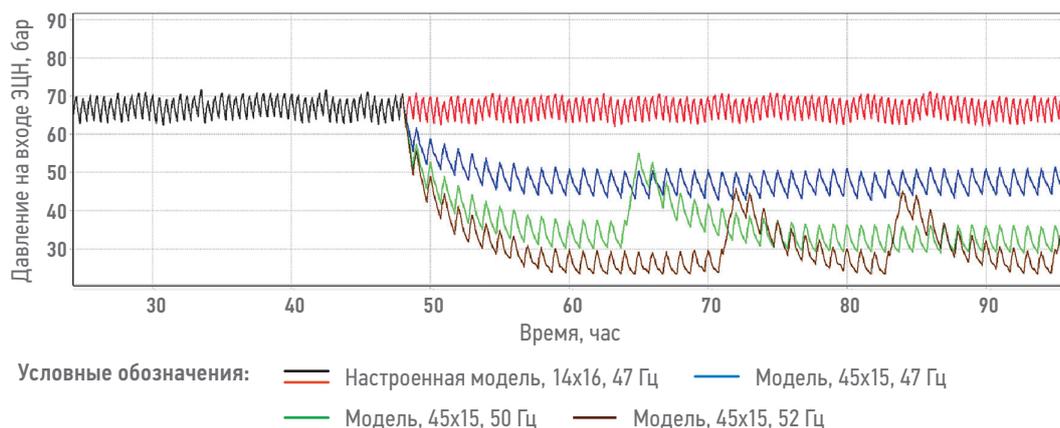


Рис. 7. Изменение забойного давления при изменении режима ПКВ и частоты ЭЦН по скважине №25. Составлено авторами

Fig. 7. Change in bottomhole pressure when changing the PSA mode and ESP frequency in well No. 25. Made by the authors

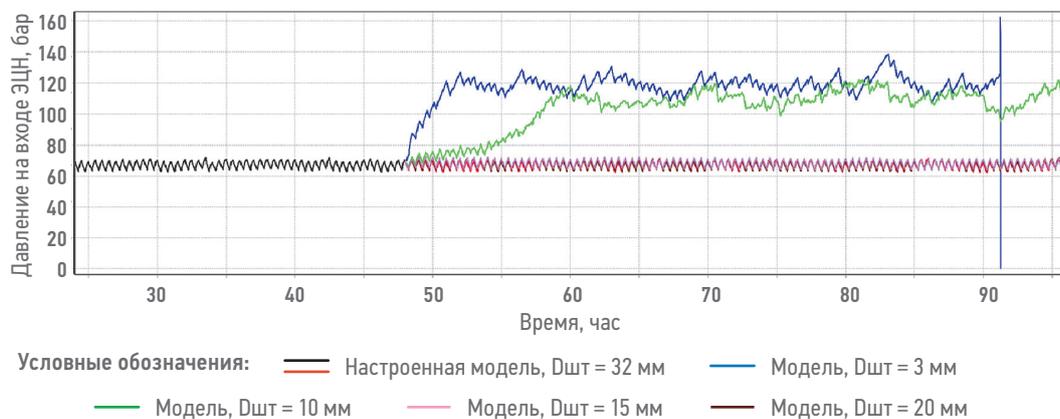


Рис. 8. Влияние диаметра штуцера на устье затрубного пространства на давление на входе ЭЦН для скважины №25. Составлено авторами

Fig. 8. The influence of the choke diameter at the annulus on the pressure at the inlet of the ESP for well No. 25. Made by the authors

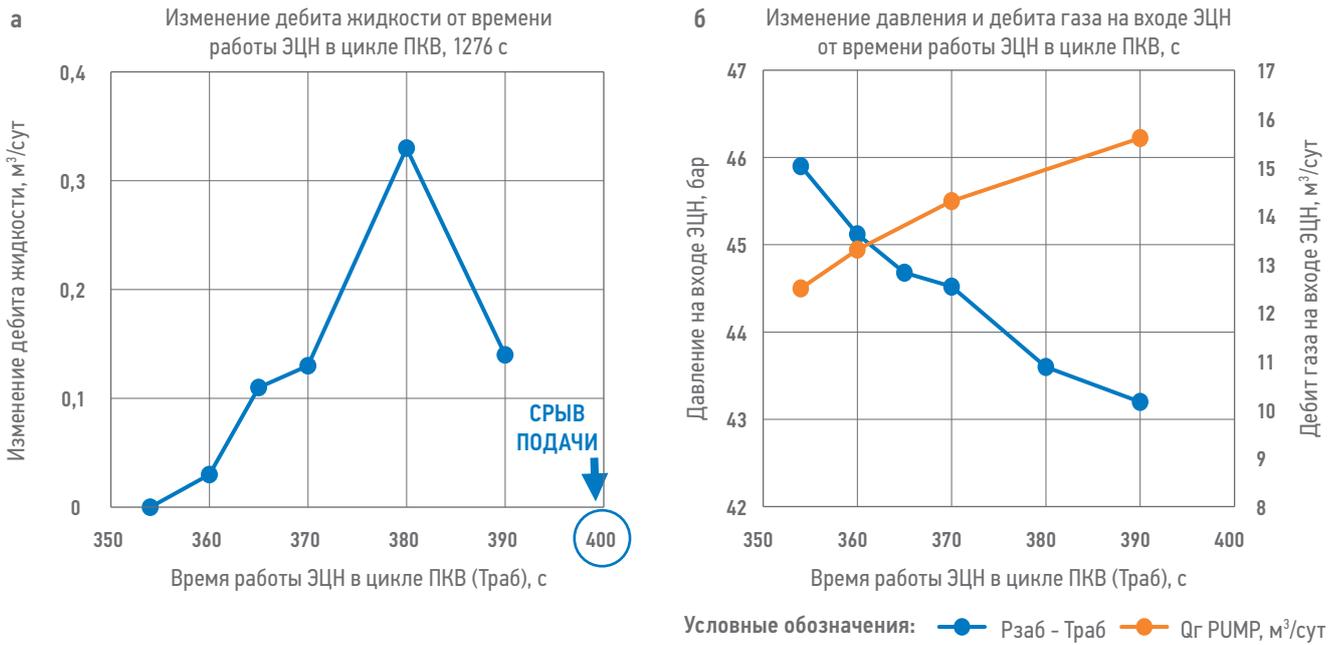


Рис. 9. Прирост среднесуточного дебита по нефти и газу (рис. 9а) и изменение давления и дебита газа на входе ЭЦН (рис. 9б) при изменении времени откачки в исходном цикле ПКВ для скважины №41. Составлено авторами
Fig. 9. Increase in the average daily flow rate for oil and gas (Fig. 9a) and change in pressure and gas flow rate at the inlet of the ESP (Fig. 9b) with a change in pumping time in the initial PSA cycle for well No. 41. Made by the authors

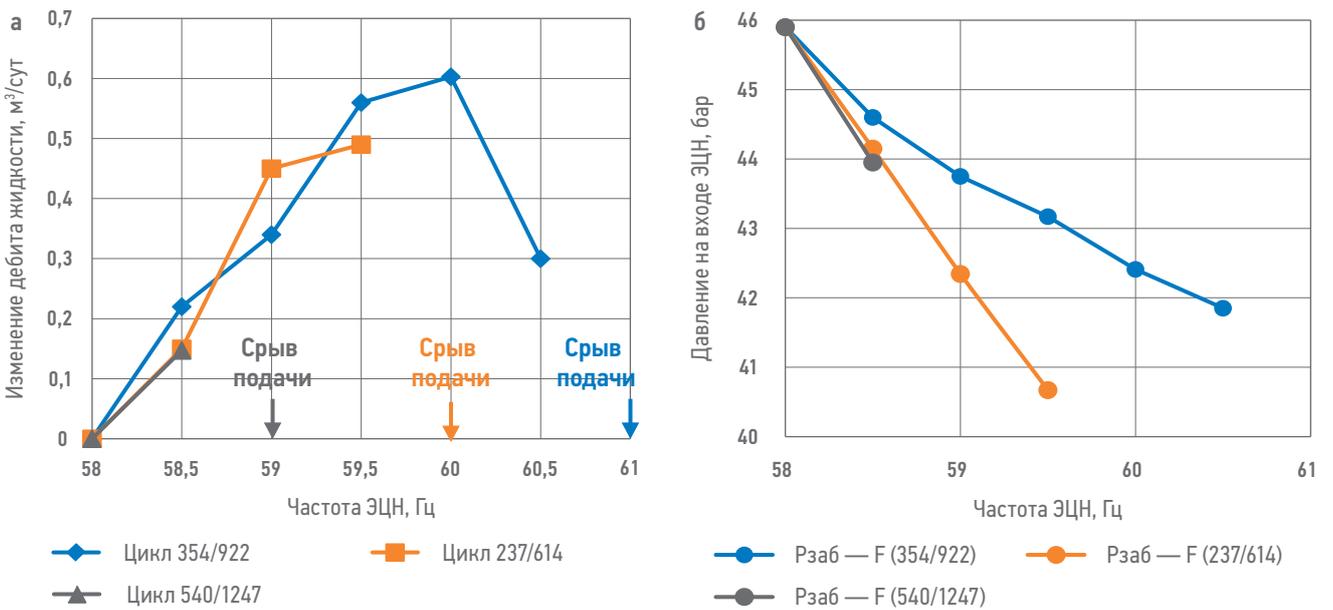


Рис. 10. Прирост среднесуточного дебита нефти и изменение забойного давления при изменении частоты ЭЦН для различных циклов ПКВ для скважины №41. Составлено авторами
Fig. 10. Increase in average daily oil production and change in bottomhole pressure when changing the ESP frequency for various PSA cycles for well No. 41. Made by the authors

На рис. 10 показаны зависимости прироста среднесуточного дебита нефти от увеличения частоты ЭЦН в различных циклах ПКВ (увеличенном — серый цвет и уменьшенном — оранжевым цветом) для скважины №41. Из данного рисунка видно, что использование других циклов при изменении частоты уменьшает прирост дебита по нефти, что объясняется иной динамикой уменьше-

ния забойного давления при увеличении частоты. Из рис. 10 видно, что для циклов 237/614 и 540/1247 забойное давление падает быстрее, чем для исходного цикла. Следовательно, чем сильнее падает забойное давление при одинаковой частоте, тем больше газа идет в насос. Чем быстрее падает забойное давление при увеличенной

частоте, тем при меньшей частоте происходит срыв подачи. Подобная картина объясняется тем, что увеличение частоты приводит к снижению давления на приеме ЭЦН, увеличению притока и среднесуточного дебита по жидкости и нефти. Однако, с другой стороны, увеличение притока по нефти и снижение давления на приеме приводит к увеличению объема газа, выделяющегося из нефти в условиях приема. Из-за этого насосу приходится перекачивать больший объем газа, вследствие чего происходит деградация НРХ ЭЦН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проведен анализ работы более 40 малодебитных скважин с ГС и МГРП с ЭЦН в режиме ПКВ. По результатам проведенного анализа ЭЦН в ПКВ могут эффективно снижать забойное давление до минимальных значений в 20–30 бар при условии наличия стабильного уровня жидкости в затрубном пространстве. Для оценки максимального дебита, при котором будет

существовать стабильный уровень в затрубном пространстве, возможно использование формулы Тёрнера для скважин различной конструкции с различным габаритом ЭЦН.

Для выбора оптимального режима работы ЭЦН в ПКВ для малодебитных скважин рекомендуется использование математических моделей нестационарного многофазного течения в скважинах. Использование стационарных моделей затруднено из-за постоянных нестационарных процессов в скважине при режиме ПКВ. Специализированный симулятор OLGA позволяет создавать модели скважин с ЭЦН в ПКВ, в том числе при использовании забойных сепараторов, что очень важно для залежей с газосодержанием выше 100–150 м³/м³, разрабатываемых на режиме истощения, в случае, когда забойное давление снижается значительно ниже давления насыщения.

В работе на примере двух скважин продемонстрированы возможности математического моделирования по созданию, адаптации и оптимизации работы скважин с ЭЦН, работающих в режиме ПКВ.

Список литературы

1. *Vashkevich A., Strizhnev K., Cherevko M.* Gazprom Neft Implements Technology Strategy for Development of Non-conventional Reserves // Rogtec, 2015. — №41. — P. 54–61.
2. *Lei Q., Xu Y., Cai B., Guan B., et al.* Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs // Petroleum Exploration and Development, 2022. — Vol. 49. — Issue 1. — P. 191–199.
3. *Johanis P.E., Triffiletti G.E.* Trends in Vaca Muerta Horizontal Wells Stimulation / Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, May 2017. <https://doi.org/10.2118/185463-MS>
4. *Korobitsyn D.A., Yanaev A.M., Bochkarev A.V., Erofeev A.A., et al.* Results of Implementing an Integrated Approach to Modeling, Planning and Conducting of Hydraulic Fracturing on Bazhenov Shale // SPE-202065-MS. — 2020. — 13 p.
5. *Родионова И.И., Шабалин М.А., Капишев Д.Ю., Бакиров Р.И. и др.* Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения // Нефтяное хозяйство, 2019. — № 12. — С. 1154.
6. *Medina, Jonatan, Salcedo, Gervasio Jose, Sergio Eduardo Olave.* Drilling Horizontal Well of 3200 m Lateral Length in Vaca Muerta Formation // Paper presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Neuquen, Argentina, August 2018. <https://doi.org/10.2118/191850-MS>
7. *Alzahabi A., Kamel A., Trindade A.A., Baustian W.* Data Analytics Quickly Predict Number of Fracture Stages in Horizontal Wells // ARMA-2019-0475. — 2019. — 10 p.
8. *Yushchenko T.S., Demin E.V., Khabibullin R.A., Sorokin K.S.* Case Studies and Operation Features of Long Horizontal Wells in Bazhenov Formation // SPE Prod & Oper 38, 2023. — P. 185–199. <https://doi.org/10.2118/206482-PA>
9. *Rojas D., Lerza A.* Horizontal Well Productivity Enhancement through Drawdown Management Approach in Vaca Muerta Shale // SPE-189822-MS. — 2018. — 13 p.
10. *Wilson K., Hanna Alla R.R.* Efficient Stress Characterization for Real-Time Drawdown Management // URTEC: 2721192. — 2017. — 15 p.
11. *Ruiz Maraggi L., Lavia M.A., Savioli G.B.* Production Decline Analysis in the Vaca Muerta Formation. The Application of Modern Time-Relations Using Public Data // SPE-180971-MS. — 2016. — 43 p.
12. *Дворецкая Е.А., Салищев М.В.* Методические подходы по оценке стимулированного объема пласта при разработке нетрадиционных запасов нефти // SPE-191492-18RPTC-RU. — 2018. — 27 с.
13. *Khoshghadam M., Khanal A., Yu C., Rabinejadganji N., Lee W.J.* Producing Gas-Oil Ratio Behavior of Unconventional Volatile-Oil Reservoirs, and Its Application in Production Diagnostics and Decline Curve Analysis // URTEC 2670925. — 2017. — 17 p.
14. *Lund L.* Decline Curve Analysis of Shale Oil Production. The Case of Eagle Ford // UPTeC ES 14039. — 2014. — 65 p.
15. *Singh I., Saraf A., Pathak A.R., Bandyopadhyay B., et al.* Executing Unconventional Coiled Tubing Sand Plugs for Multistage Fracturing Operations in Hp/Ht Wells // OTC-30791-MC. — 2020. — 10 p.
16. *Potapenko D., Theuveny B., Williams R., Moncada K.* Protect Wells During Frac Plug Drillouts and Well Flowback Operations for Hydraulically Fractured Wells — The State of The Art in 2020 // SPE-203221-MS. — 2020. — 11 p.
17. *Putri K., Lu H., Kwok C.K., Moncada K.* Flowback in Shale Wells: Proppant Transport and Distribution in the Wellbore // URTEC-2887450. — 2018. — 12 p.
18. *Thakur K.K., Katozi K., Hamid A.* Long Cyclic Well Slugging Behavior Induced by Sand Production; Analysis and Mitigation Solution Enabled by Transient Multiphase Flow Simulation // SPE-195740-MS. — 2019. — 10 p.
19. *Lu H., Anifowosh O., Xu L.* Understanding the Impact of Production Slugging Behavior on Near-Wellbore Hydraulic Fracture and Formation Integrity // SPE-189488-MS. — 2018. — 15 p.
20. *Рудницкий С.В., Зацепин А.Ю., Демин Е.В., Ющенко Т.С.* Перспективное скважинное оборудование для добычи сланцевой нефти баженновской свиты // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — №1 (19). — С. 64–75.

21. Patron K.E., Billdal X.C., Lu H., Kutluev D. Artificial Lift Strategy for the Life Cycle of Unconventional Wells: A Case Study for Horizontal Shale Wells // SPE-192458-MS. — 2018. — 10 p.
22. Britvar J., Williams S. Improving ESP Application for Unconventional Wells in the Bakken // SPE-185150-MS. — 2017. <https://doi.org/10.2118/185150-MS>
23. Лихачева Е.А., Островский В.Г., Лыкова Н.А., Мусинский А.Н., Байдаров П.А. Надежность погружных нефтяных насосов при периодической эксплуатации // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — №1 (19). — С. 54–58.
24. OLGA Dynamic Multiphase Flow Simulator the industry-standard tool for dynamic multiphase flow simulation. <https://www.software.slb.com/products/olga>. — 2021.
25. Ashfahani A.S., Sulistiyono S., Hapsari H.S. Dynamic Well Modeling, Where are We? Mahakam Operation Experience for Well Diagnostics & Optimization // SPE-196248-MS. — 2020. — 31 p.
26. Pankaj P., Patron K.E., Lu H. Artificial Lift Selection and Its Applications for Deep Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs // URTEC: 2875180. — 2018. — 21 p.
27. Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. Comprehensive Review of Artificial Lift System Applications in Tight Formations // SPE-196592. — 2019. — 21 p.
28. Yogashri P. Observed Gas-Oil Ratio Trends in Liquids Rich Shale Reservoirs // URTEC-2020-3229-MS. Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Virtual. — 2020. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-3229>
29. Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells // JPT, SPE-2198. — November, 1969. — P. 1475–1482
30. Ющенко Т.С., Брусилоский А.И. Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // Георесурсы, 2022. — № 24 (3). — С. 164–181. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>

References

1. Vashkevich A., Strizhnev K., Cherevko M. Gazprom Neft Implements Technology Strategy for Development of Non-conventional Reserves. *Rogtec*, 2015. — No. 41. — P. 54–61.
2. Lei Q., Xu Y., Cai B., Guan B., et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2022. — Vol. 49. — Issue 1. — P. 191–199.
3. Johani P.E., Triffelletti G.E. Trends in Vaca Muerta Horizontal Wells Stimulation. Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, May 2017. <https://doi.org/10.2118/185463-MS>
4. Korobitsyn D.A., Yanaev A.M., Bochkarev A.V., Erofeev A.A., et al. Results of Implementing an Integrated Approach to Modeling, Planning and Conducting of Hydraulic Fracturing on Bazhenov Shale. *SPE-202065-MS*. — 2020. — 13 p.
5. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Kapishev D.Yu., Bakirov R.I. and others. Choosing a development strategy for a field with hard-to-recover reserves at the development stage. *Oil Industry*, 2019. — No. 12. — P. 1154.
6. Medina, Jonatan, Salcedo, Gervasio Jose, Sergio Eduardo Olave. Drilling Horizontal Well of 3200 m Lateral Length in Vaca Muerta Formation. Paper presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Neuquen, Argentina, August 2018. <https://doi.org/10.2118/191850-MS>
7. Alzahabi A., Kamel A., Trindade A.A., Baustian W. Data Analytics Quickly Predict Number of Fracture Stages in Horizontal Wells. *ARMA-2019-0475*. — 2019. — 10 p.m.
8. Yushchenko T.S., Demin E.V., Khabibullin R.A., Sorokin K.S. Case Studies and Operation Features of Long Horizontal Wells in Bazhenov Formation. *SPE Prod & Oper*, 2023. — No. 38. — P. 185–199. <https://doi.org/10.2118/206482-PA>
9. Rojas D., Lerza A. Horizontal Well Productivity Enhancement through Drawdown Management Approach in Vaca Muerta Shale. *SPE-189822-MS*. — 2018. — 13 p.
10. Wilson K., Hanna Alla R.R. Efficient Stress Characterization for Real-Time Drawdown Management. *URTEC: 2721192*. — 2017. — 15 p.
11. Ruiz Maraggi L., Lavia M.A., Savioli G.B. Production Decline Analysis in the Vaca Muerta Formation. The Application of Modern Time-Relations Using Public Data. *SPE-180971-MS*. — 2016. — 43 p.
12. Dvoretzkaya E.A., Salishchev M.V. Methodological approaches to assessing the stimulated reservoir volume during the development of unconventional oil reserves. *SPE-191492-18RPTC-RU*. — 2018. — 27 p.
13. Khoshghadam M., Khanal A., Yu C., Rabinejadganji N., Lee W.J. Producing Gas-Oil Ratio Behavior of Unconventional Volatile-Oil Reservoirs, and Its Application in Production Diagnostics and Decline Curve Analysis. *URTEC 2670925*. — 2017. — 17 p.
14. Lund L. Decline Curve Analysis of Shale Oil Production. The Case of Eagle Ford. *URTEC ES 14039*. — 2014. — 65 p.
15. Singh I., Saraf A., Pathak A.R., Bandyopadhyay B., et al. Executing Unconventional Coiled Tubing Sand Plugs for Multistage Fracturing Operations in Hp/Ht Wells. *OTC-30791-MC*. — 2020. — 10 p.m.
16. Potapenko D., Theuveny B., Williams R., Moncada K. Protect Wells During Frac Plug Drillouts and Well Flowback Operations for Hydraulically Fractured Wells — The State of the Art in 2020. *SPE-203221-MS*. — 2020. — 11 p.
17. Putri K., Lu H., Kwok C.K., Moncada K. Flowback in Shale Wells: Proppant Transport and Distribution in the Wellbore. *URTEC-2887450*. — 2018. — 12 p.m.
18. Thakur K.K., Katozi K., Hamid A. Long Cyclic Well Slugging Behavior Induced by Sand Production; Analysis and Mitigation Solution Enabled by Transient Multiphase Flow Simulation. *SPE-195740-MS*. — 2019. — 10 p.m.
19. Lu H., Anifowosh O., Xu L. Understanding the Impact of Production Slugging Behavior on Near-Wellbore Hydraulic Fracture and Formation Integrity. *SPE-189488-MS*. — 2018. — 15p.
20. Rudnitsky S.V., Zatsepin A.Yu., Demin E.V., Yushchenko T.S. Promising well equipment for the production of shale oil from the Bazhenov formation. *PRONEFT. Professionally about oil*. — 2021. — No. 1 (19). — pp. 64–75.
21. Patron K.E., Billdal X.C., Lu H., Kutluev D. Artificial Lift Strategy for the Life Cycle of Unconventional Wells: A Case Study for Horizontal Shale Wells. *SPE-192458-MS*. — 2018. — 10 p.m.
22. Britvar J., Williams S. Improving ESP Application for Unconventional Wells in the Bakken. *SPE-185150-MS*. — 2017. <https://doi.org/10.2118/185150-MS>
23. Лихачева Е.А., Островский В.Г., Лыкова Н.А., Мусинский А.Н., Байдаров П.А. Reliability of submersible oil pumps during periodic operation. *PRONEFT. Professionally about oil*. — 2021. — No. 1 (19). — pp. 54–58.
24. OLGA Dynamic Multiphase Flow Simulator the industry-standard tool for dynamic multiphase flow simulation. <https://www.software.slb.com/products/olga>. — 2021.
25. Ashfahani A.S., Sulistiyono S., Hapsari H.S. Dynamic Well Modeling, Where are We?: Mahakam Operation Experience for Well Diagnostics & Optimization. *SPE-196248-MS*. — 2020. — 31 p.
26. Pankaj P., Patron K.E., Lu H. Artificial Lift Selection and Its Applications for Deep Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs. *URTEC: 2875180*. — 2018. — 21 p.
27. Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. Comprehensive Review of Artificial Lift System Applications in Tight Formations. *SPE-196592*. — 2019. — 21 p.

- 28.** Yogashri P. Observed Gas–Oil Ratio Trends in Liquids Rich Shale Reservoirs. *URTeC-2020-3229-MS*. Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Virtual. — 2020. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-3229>
- 29.** Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *JPT, SPE-2198*. — November, 1969. — P. 1475–1482
- 30.** Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. A step-by-step approach to the creation and adaptation of PVT models of reservoir hydrocarbon systems based on the equation of state. *Georesursy*, 2022. — No. 24 (3). — pp. 164–181. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

- Т.С. Ющенко** — расчет в ПО OLGA, анализ промысловых данных, написание статьи.
- Е.В. Демин** — моделирование в ПО OLGA, рецензия статьи.
- В.А. Иванов** — расчет в ПО OLGA, написание статьи.
- Р.А. Хабибуллин** — разработка методики моделирования в ПО OLGA.
- А.В. Волков** — предоставление исходных данных для анализа и моделирования.
- Taras S. Yushchenko** — calculation in OLGA software, field data analysis, article writing.
- Evgeniy V. Demin** — calculation in OLGA software.
- Vladimir A. Ivanov** — calculation in OLGA software, article writing.
- Rinat A. Khabibullin** — approach development of calculation in OLGA software.
- Alexei V. Volkov** — provision of initial data for analysis and modeling.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

- Тарас Сергеевич Ющенко *** — кандидат физико-математических наук., руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
- Тaras S. Yushchenko*** — Cand. Sci. (Phys.-Math.), Head of direction, Gazprom нефт company group 3–5, Pochtamtorskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
- Евгений Викторович Демин** — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
- Evgeniy V. Demin** — Chief specialist, Gazprom нефт company group
- Владимир Анатольевич Иванов** — выпускник бакалавриата
- Vladimir A. Ivanov** — Bachelor’s degree graduate
- Ринат Альфредович Хабибуллин** — кандидат технических наук., руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
- Rinat A. Khabibullin** — Cand. Sci. (Eng.), Head of direction, Gazprom нефт company group
- Алексей Владиславович Волков** — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
- Alexey V. Volkov** — Head of division, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АНАЛИЗ ТРЕНИЙ В НКТ ПРИ ГРП ПО ДАННЫМ УСТЬЕВОГО И ЗАБОЙНОГО МАНОМЕТРА

Г.А. Макеев*, А.Ф. Фаттахова
ООО «РН-БашНИПинефть», РФ, Уфа

© Г.А. Макеев,
А.Ф. Фаттахова, 2023



Электронный адрес: MakeevGA@bnipi.rosneft.ru

Цель. Высокое гидравлическое трение в НКТ может стать причиной преждевременной остановки операции ГРП и дорогостоящего ремонта. Резкие изменения гидравлического трения жидкости могут свидетельствовать о сбое в подаче химии, являясь важным диагностическим фактором. Моделирование ГРП всегда включает расчёт трения в НКТ по имеющимся картам трения, требующим постоянной актуализации. В данной работе представлена методика и её реализация в новом инженерном инструменте для анализа трения в симуляторе ГРП «РН-GRID», позволяющие восстанавливать карты трения по фактическим данным ГРП.

Материалы и методы. Предлагаемая методика анализа трения требует загрузить фактические данные по расходу и забойному и устьевому давлениям. Затем нужно разбить весь интервал фактических данных на отдельные интервалы, указав, когда закачивалась какая жидкость и какой проппант. Затем решение обратной задачи идентификации параметров модели трения позволяет разделить замещающие друг друга в стволе жидкости, идентифицировав карту трения для каждой из них в виде степенной зависимости от расхода.

Результаты. В работе приведена апробация разработанной методики для анализа трения на реальных данных ГРП на вертикальных и горизонтальных скважинах. Апробация инструмента показывает, что он успешно восстанавливает параметры модели трения, возвращая ожидаемые и воспроизводимые результаты на 10 и 18 закачках на двух горизонтальных скважинах. В работе также приведены ограничения метода и рекомендации по изменению плана закачки для достижения максимальной информативности результатов.

Заключение. Новая методика анализа трения позволяет без проведения дополнительных исследований идентифицировать карты трения участвующих в работе ГРП жидкостей, замещающих друг друга в стволе, и поправку трения на проппант. Инструмент предназначен для актуализации инженерами используемых ими карт трения в симуляторе ГРП «РН-GRID».

Ключевые слова: карта трения, потери давления на трение, моделирование ГРП

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Макеев Г.А., Фаттахова А.Ф. Анализ трений в НКТ при ГРП по данным устьевого и забойного манометра. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):95–105. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-95-105>

*Статья поступила в редакцию 03.10.2023
Принята к публикации 14.11.2023
Опубликована 29.03.2024*

FRICITION PRESSURE LOSS ANALYSIS ON TYPICAL HYDRAULIC FRACTURING DATA

Grigory A. Makeev*, Aisylu F. Fattakhova
RN-BashNIPIneft LLC, RF, Ufa

E-mail: MakeevGA@bnipi.rosneft.ru

The aim. High hydraulic friction in the tubing can cause premature shutdown of the hydraulic fracturing operation and costly repairs. Sudden changes in hydraulic friction of the fluid may indicate a failure of cross-linker, breaker or other additives, being an important diagnostic factor. Hydraulic fracturing modeling always includes the calculation of friction in the tubing using existing friction maps, which require constant updating. This paper presents the methodology and its implementation in a new engineering tool for friction analysis in "RN-GRID" fracturing simulation software, which makes it possible to reconstruct friction maps from actual hydraulic fracturing data.

Materials and methods. The proposed friction analysis technique requires actual data on flow rate and bottomhole and wellhead pressures. The entire interval of data has to be split into separate intervals of different fracturing fluids and proppants. The solution of the inverse friction model parameters problem yields friction maps of fluids, displacing one another in the wellbore. Each friction map is identified as a power-law dependence on the flow rate.

Results. The method was implemented as a new engineering analysis tool in "RN-GRID" fracturing simulation software. The method was tested on a number of fracturing jobs on vertical and horizontal wells. It successfully restores the parameters of the power-law friction model, returning the expected and reproducible results on 10 and 18 injections in two horizontal wells. The paper also provides limitations of the method and describes how injection plan can be altered to extract more information on hydraulic friction.

Conclusion. A new method of friction analysis makes it possible to identify friction maps of fluids involved in hydraulic fracturing without additional lab research, even while they replace each other in the wellbore during the injection. The friction correction model for the proppant can also be identified. The tool is intended for engineers' use to update the friction maps of fracturing fluids.

Keywords: friction map, friction pressure loss, hydraulic fracturing modeling

Conflict of interest: The authors of the work declare the absence of any conflicts of interest and the internal approval of the publication of the article by the employer.

For citation: Makeev G.A., Fattakhova A.F. Friction pressure loss analysis on typical hydraulic fracturing data. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):95–105. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-95-105>

Manuscript received 03.10.2023

Accepted 14.11.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Разработка нефтегазовых месторождений в низкопроницаемых породах сегодня немислима без использования технологии гидроразрыва пласта (ГРП), при которой в скважину под большим давлением закачивается смесь жидкости и расклинивающего агента — проппанта. Скорости закачки таковы, что в породе образуется и раскрывается трещина, заполняемая проппантом, после окончания операции проппант остаётся и обеспечивает бóльший контакт скважины с пластом, а значит и бóльшую продуктивность скважины. Создание заданной геометрии трещины с требуемым распределением проппанта для достижения необходимой продуктивности является основной целью операции ГРП. Закачка производится с поверхности с помощью насосов, которые могут поддерживать определённый расход закачиваемой смеси, создавая ограниченное верхним пределом давление. При превышении этого давления насосы автоматически выключаются, и происходит преждевременная остановка операции, так называемый «СТОП». При этом часть насосно-компрессорных труб (НКТ) может оказаться заполненной проппантом, в результате чего скважине потребуется дорогостоящий ремонт.

Динамическое давление на забое зависит от геомеханических свойств породы и скорости закачки. Динамическое давление на устье, которое должны поддерживать и выдерживать насосы и обвязка скважины, определяется давлением на забое, гидростатическим давлением находящейся в НКТ скважины жидкости, а также потерями давления на трение смеси при движении её по НКТ. Последнее и является предметом исследования в данной работе.

Успешное проведение операции ГРП обязательно требует предварительного математического и численного моделирования в специализированном программном

обеспечении (ПО) — симуляторе ГРП. Такое ПО должно включать физико-математические модели всех имеющих существенное влияние эффектов, в том числе потерь давления на гидравлическое трение смеси при движении по НКТ [1, 2].

Большинство симуляторов ГРП используют для моделирования гидравлического трения смеси в НКТ подход, при котором задаётся табулированная функция потерь давления на гидравлическое трение от расхода для разных диаметров. Такая функция носит название «карта трения». Влияние проппанта в смеси обычно представляется дополнительным множителем, зависящим от концентрации проппанта. Существенным минусом такого подхода является невозможность учёта особенности режимов течения смеси в НКТ. В рамках этого подхода режим течения уже заложен в формы кривых на картах трения.

Актуализация карт трения используемых жидкостей и поправки на трение для проппанта является важной задачей для инженеров ГРП. Эта задача может решаться путём непосредственных измерений в лаборатории или во время операции ГРП либо путём решения обратной задачи, основанной на фактических данных, записанных во время ГРП. Лабораторные эксперименты дороги и не всегда могут соответствовать условиям реального ГРП, поэтому сейчас практически не проводятся. Непосредственно потери на трение в НКТ могут быть измерены с помощью устьевого и забойного манометра, однако для использования этих данных для построения карт трения существующими методиками необходимо, чтобы вся НКТ была заполнена одной жидкостью с постоянной концентрацией проппанта, что практически никогда не выполняется (кроме части интервала закачки «подушки» после замещения). Бóльшую часть времени в стволе одновременно находятся разные жидкости и разная концентрация проппанта, поэтому прямые

измерения для построения карты трения невозможны.

Единственным методом актуализации карт трения, доступным инженерам в современных симуляторах ГРП, был ручной подбор карт трения при многократных запусках симулятора ГРП. Для адаптации устьевого давления инженеры, как правило, не меняют карту трения в целом, а только подбирают применяемые к этим картам множители: два-три варьируемых параметра. Для построения корректных карт трения требовалась скрупулёзная работа по сбору замеров трения в момент остановки закачки, при этом каждая закачка даёт только одно значение трения для одного расхода, и нужно их накапливать и затем вручную обрабатывать, как, например, показано в работе [3].

В данной статье приводится описание и апробация методики автоматического восстановления карт трения по фактическим данным ГРП с учётом множества жидкостей, одновременно находящихся в стволе, без решения прямой задачи моделирования ГРП. Новый метод требует наличия записей устьевого и забойного датчиков и позволяет восстанавливать карты трения и поправки на коэффициенты трения для проппанта для всех используемых жидкостей без проведения специальных дорогостоящих экспериментов.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Функция потери давления на гидравлическое трение $F(t)$ в НКТ постоянного диаметра длиной L зависит от времени t и рассчитывается суммированием по всем участвующим в плане закачки n жидкостям. Под длиной L и координатой l конкретной точки ствола понимается измеряемая длина вдоль траектории скважины и НКТ, в ней находящейся. Несмотря на то что траектория скважины чаще всего отличается от вертикальной и истинная вертикальная глубина точек ствола будет отличаться от глубины вдоль ствола, в задаче расчёта трений истинная вертикальная глубина не используется.

Для каждой жидкости расчётные потери давления в НКТ определяются как интеграл вдоль ствола от произведения коэффициента трения $f_i(q(t))$ как функции текущего расхода на устье $q(t)$ и поправки на проппант $g(c(l, t))$ как функции концентрации проппанта $c(l, t)$, в точке ствола l в момент времени t . Введём также индикаторные функции $e_i(l, t)$, которые принимают значение 1, если в момент времени t в точке ствола l есть i -я жидкость,

и значение 0 в обратном случае. Таким образом, можем записать:

$$F(t) = \sum_{i=1}^n \left[\int_0^L f_i(q(t)) \cdot g(c(l, t)) \cdot e_i(l, t) dl \right]. \quad (1)$$

ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА УСПЕШНО ВОССТАНАВЛИВАЕТ КАРТЫ ТРЕНИЯ ДЛЯ ВСЕХ ЖИДКОСТЕЙ БЕЗ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ДАННЫХ ПО ФАКТИЧЕСКИМ РЕЗУЛЬТАТАМ ТИПОВЫХ ЗАКАЧЕК.

Зависимость коэффициентов трения f_i от расхода q для каждой жидкости представим в виде степенной функции:

$$f_i(q) = C_i \cdot q^{N_i}, \quad (2)$$

где C_i и N_i — два положительных коэффициента, определяющих карту трения для i -й жидкости. Зависимость поправки на проппант g от концентрации c представим в виде квадратичной функции:

$$g(c) = 1 + A \cdot c + B \cdot c^2, \quad (3)$$

где A и B — два положительных коэффициента. Таким образом, в случае когда карта трения и поправка на трение для проппанта неизвестны, $F(t)$ может быть представлена как функция не только от времени, но и от неизвестных параметров трения: $F(t, C_1, \dots, C_n, N_1, \dots, N_n, A, B)$.

Концентрация проппанта $c(l, t)$ а также индикаторные функции $e_i(l, t)$ в точке ствола l в момент времени t тривиальным способом рассчитываются через функции расхода на устье $q(t)$, концентрации проппанта на устье $c(t)$, а также заданного расписания закачки, определяющего, в какой момент какая из жидкостей закачивается.

Гидростатическое давление $P_{ГС}(t)$ рассчитывается через функцию плотности смеси $\rho(l, t)$ в каждый момент времени в каждой точке ствола, ускорение свободного падения g и зенитный угол $\alpha(l)$ в каждой точке НКТ:

$$P_{ГС}(t) = \int_0^{L_{\text{нкт}}} \rho(l, t) \cdot g \cdot \cos(\alpha(l)) dl. \quad (4)$$

Фактически измеренные потери давления на трение $\overline{F(t)}$ рассчитываются через измеренные значения устьевого давления $P_{\text{уст}}(t)$, забойного давления $P_{\text{заб}}(t)$ и рассчитанного гидростатического давления $P_{ГС}(t)$:

$$\overline{F(t)} = P_{\text{уст}}(t) - P_{\text{заб}}(t) + P_{ГС}(t). \quad (5)$$

Решаемая оптимизационная задача сводится к тому, чтобы найти набор параметров $C_1, \dots,$

$C_n, N_1, \dots, N_n, A, B$, минимизирующих функционал невязки:

$$= \operatorname{argmin}_{C_1, \dots, C_n, N_1, \dots, N_n, A, B} \sum_t (F(t, C_1, \dots, C_n, N_1, \dots, N_n, A, B) - \overline{F(t)})^2. \quad (6)$$

Поставленная обратная задача (6) является некорректной, поэтому для её решения применяется один из методов глобальной численной оптимизации — «basin-hopping» со встроенным квазиньютоновским минимизатором L-BFGS-B [4] (метод Бройдена — Флетчера — Гольдфарба — Шанно в варианте с ограничениями). При решении задачи предполагается, что коэффициенты C_j лежат в интервале $[0, 10]$, коэффициенты N_j лежат в интервале $[0, 5, 3]$, а коэффициенты A, B — в интервале $[0, 1]$ (определено опытным путём для типовых жидкостей и проппантов, используемых при ГРП).

При восстановлении карты трения в виде степенной функции от расхода (2) большое значение имеет диапазон значений расхода q , наблюдаемого в процессе закачки. Так, для одного фиксированного расхода q всегда можно найти сколько угодно различных пар коэффициентов таких, что $C_j \cdot q^{N_j} = C_j' \cdot q^{N_j'}$. Таким образом, если вся закачка проводилась с одним значением расхода, решение задачи не может быть получено в виде определенной пары значений. Полученные карты трения для всех жидкостей в таких условиях будут верны только в одной точке, соответствующей наблюдавшемуся постоянному расходу. Более того, это важно для каждой жидкости по отдельности. Так, например, если в начале закачки в стволе находились линейный и сшитый гель, а расход набирался постепенно, то для этих жидкостей представительные карты трения будут восстановлены корректно. Если, как это часто бывает, какая-то из жидкостей (например, жидкость продавки) закачивалась с постоянным расходом, то карта трения по ней будет непредставительной. В процессе апробации, описанной ниже, близкая ситуация наблюдалась для сшитого геля.

МЕТОДИКА ВОССТАНОВЛЕНИЯ КАРТ ТРЕНИЯ

Предлагаемая методика требует наличия фактических данных устьевого и забойного давления (точнее, давления, замеряемого в точке расположения забойного датчика давления, потому что в других ситуациях под забойным давлением может пониматься как давление на забое, так и давление на уровне интервала перфорации).

Гидростатическое давление рассчитывается по формуле (4) через данные траектории скважины, расписания закачки и плотности жидкостей и проппантов. Далее будем считать, что НКТ имеет всюду постоянный диаметр. Для случая составных НКТ разного диаметра эта методика также применима, однако восстанавливаемых неизвестных параметров карт трения будет столько же, сколько разных диаметров будет встречаться в НКТ (по одной карте трения для каждого диаметра).

Для получения представительных карт трения методика требует, чтобы расход в процессе закачки не был постоянным. Другими словами, восстановленная карта трения для каждой из жидкостей будет наиболее корректна в интервале тех расходов, которые наблюдались на устье в те моменты времени, когда эта жидкость была в стволе скважины.

Кроме наличия фактических данных давления в соответствии с постановкой формальной задачи, требуется указать, сколько различных жидкостей закачивалось в процессе ГРП и в каком объёме. Эти данные содержатся в плане закачки дизайна ГРП. В результате работы алгоритма для каждой из этих жидкостей рассчитываются коэффициенты C_j и N_j карты трения.

Однако коэффициенты трения у одной и той же жидкости могут существенно меняться в зависимости от используемых вместе с ней добавок, а план закачки, как правило, эту информацию не содержит. На рис. 1 видно, как при смене сшивателя в процессе ГРП при растущей концентрации проппанта и постоянном забойном давлении происходит резкое падение устьевого давления, говорящее о таком же резком падении трения. При этом используется тот же самый сшитый гель закачки, что и ранее, но очевидно, что его нельзя описывать картой трения, полученной для более ранней стадии. Карта трения, удовлетворительно описывающая этот сшитый гель и с одним, и с другим типом сшивателя, не может быть найдена с использованием применяемого алгоритма без дополнительной информации. Это означает, что требуется экспертное решение инженера для того, чтобы разделить весь интервал закачки не только в соответствии с типом жидкости и проппанта по плану закачки, но и с учётом дополнительных факторов. Кроме используемой химии таким фактором может стать, например, использование одной и той же жидкости, но из разных ёмкостей с разной температурой, или с разными типами замеса («в ёмкости» или «в поток») и т.д.

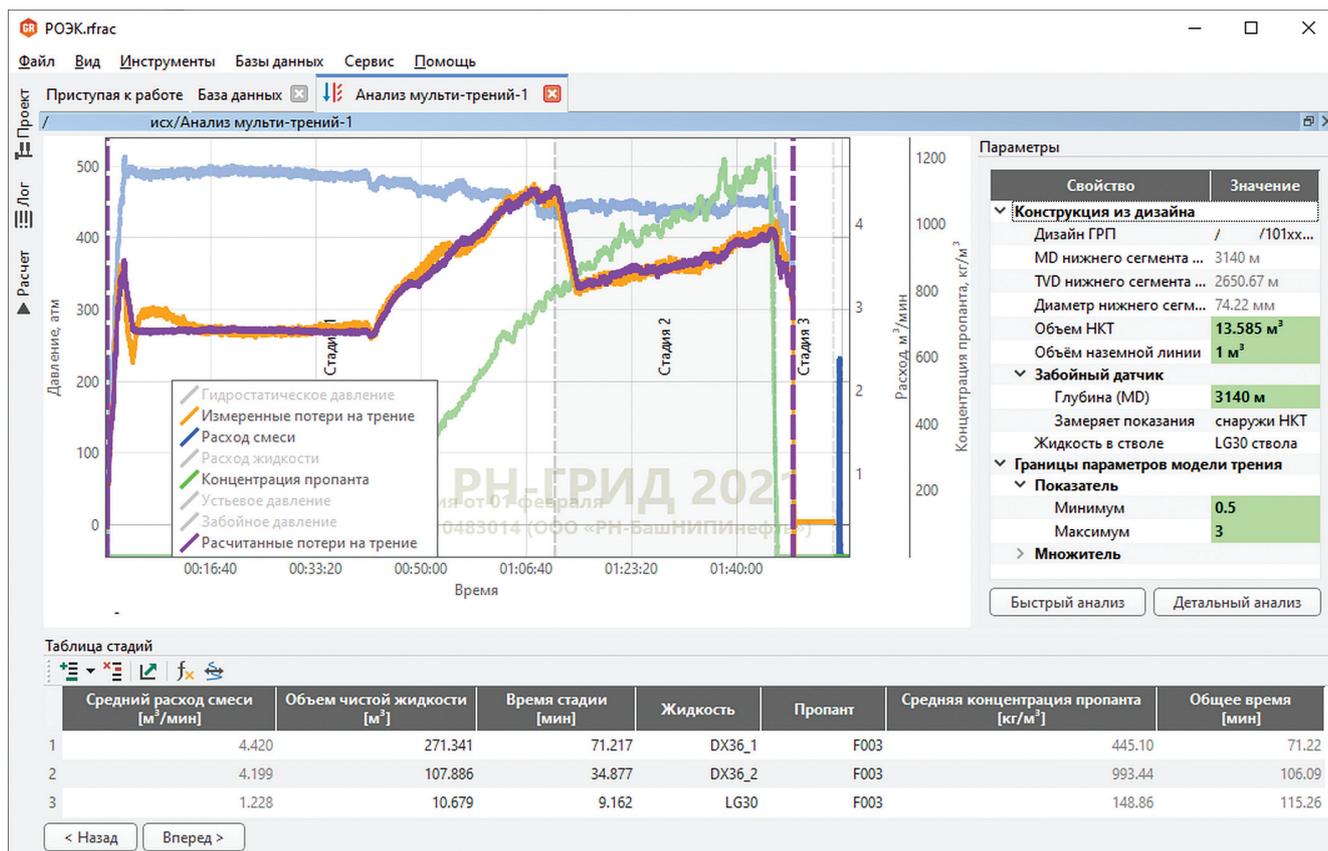


Рис. 1. Основное окно инструмента анализа трения в РН-ГРИД (Г.А. Макеев)
 Fig. 1. Main friction pressure loss analysis window (Grigory A. Makeev)

Таким образом, методика восстановления карт трения по фактическим данным закачек состоит из следующих шагов.

1. Загрузить фактические данные закачки, включающие устьевое и забойное давление, расход смеси и концентрацию пропанта на устье.
2. Разделить весь интервал времени на интервалы закачки жидкостей и пропантов, для которых будут подбираться различные карты трения.
3. Рассчитать фактическое гидростатическое давление в соответствии с плотностями закачиваемых жидкостей и пропантов.
4. Рассчитать фактические потери давления на трение.
5. Решить оптимизационную задачу подбора карт трения всех участвующих жидкостей и поправку на пропант.
6. Построить расчётные потери давления на трение в соответствии с найденными оптимальными картами трения и сравнить их с фактическими.
7. В случае неудовлетворительного совпадения по некоторому критерию качества, который ещё предстоит выработать в процессе практического применения методики, повторить

заново, начиная с пункта 2, с более детальным разбиением плана закачки.

РЕАЛИЗАЦИЯ АНАЛИЗА ТРЕНИЯ ПО ПРЕДЛОЖЕННОЙ МЕТОДИКЕ В РН-ГРИД

Предложенная методика реализована в виде нового инструмента для анализа трения в симуляторе ГРП РН-ГРИД. На первой странице мастера выбираются необходимые кривые: устьевое и забойное давление, расход смеси и концентрация пропанта, а также могут быть дополнительно выбраны кривые химических добавок, с помощью которых можно идентифицировать смену используемой жидкости, если это не следует из плана закачки.

В основном окне анализа (рис. 1) необходимо:

1. В соответствии с планом закачки и дополнительной информацией об используемой химии разделить (вводя значения в таблицу или визуально перетаскивая границы) весь интервал закачки на стадии с отдельными жидкостями.
2. Для каждой стадии указать, какая жидкость и пропант были использованы. В приведённом примере, несмотря

на то что в соответствии с планом закачки на стадиях 1 и 2 была использована одна и та же жидкость DX36, были указаны две разные жидкости DX36_1 и DX36_2, потому что график фактических потерь давления на трение показывает, что из-за используемой химии их поведение существенно различается.

3. Указать дизайн закачки, из которого автоматически будут использованы данные по траектории и конструкции скважины.
4. Указать, какая жидкость до начала закачки находилась в стволе. Обратите внимание, что в конце закачки подаётся жидкость LG30, но перед закачкой в стволе находилась другая жидкость «LG30 ствола», потому что известно, что во время паузы перед основной закачкой находящийся в стволе линейный гель деградирует и его свойства изменяются (что и подтверждается в результате анализа).
5. Выполнить автоматический подбор параметров карты трения в указанных диапазонах.

В результате среди прочих кривых (в примере большинство исходных кривых для наглядности отключены) будут отображаться кривые измеренных и расчётных потерь давления на трение в соответствии с найденными при решении обратной задачи картами трения. На **рис. 1** видно, что измеренные трения хорошо совпадают с рассчитанными по найденным картам трения.

На последней странице инструмента анализа трений отображаются основные результаты: найденные множители и показатели степенных моделей трения для всех жидкостей, а также общее отображение полученных карт трения. Результаты могут быть сохранены в базу данных жидкостей и пропантов РН-ГРИД и сопоставлены с уже хранящимися в этой базе данных картами существующих жидкостей для актуализации последних.

АПРОБАЦИЯ МЕТОДИКИ НА РЕАЛЬНЫХ ЗАКАЧКАХ

Разработанная методика была апробирована на целом ряде фактических закачек. Первый пример — три последовательные закачки на одной и той же скважине в рамках одного ГРП. Сначала операция замещения воды в стволе на линейный гель (**рис. 2**), затем операция мини-ГРП с закачкой небольшого объёма сшитого геля с продавкой линейным гелем (**рис. 3**), затем операция основного ГРП (ОГРП) с закачкой сшитого геля и продавкой линейным гелем (приведённая выше на **рис. 1**).

Во всех трёх случаях наблюдается хорошее совпадение рассчитанных кривых трения с измеренными, что даёт основания считать, что карты трения (**рис. 4**) для всех участвующих жидкостей восстановлены правильно. Карта трения каждой жидкости ограничена по расходу, то есть определена только для таких расходов, при которых этой жидкости было в НКТ не менее 100 м по длине, чтобы вклад такой жидкости в общее трение был существенным.

Полученные карты трения могут допускать разные интерпретации. Например, можно сделать вывод, что ожидаемым образом из всех участвующих жидкостей самые большие коэффициенты трения наблюдались у воды в стволе перед началом замещения. Линейный гель замещения на мини-ГРП и основном ГРП имеют ожидаемо схожие карты трения. При этом тот же самый уже закачанный линейный гель, но простоявший в НКТ между закачками (между замещением и мини-ГРП, между мини-ГРП и ОГРП) ожидаемо имеет большие коэффициенты трения, и при этом методика позволяет оценить это увеличение численно. Линейный гель продавки после ОГРП, напротив, достаточно неожиданно имеет высокие коэффициенты трения, сравнимые с деградировавшим линейным гелем ствола. Возможно, это связано с тем, что после ОГРП рецептуру линейного геля (особенно в конце продавки) выдерживают недостаточно стабильно, и в продавку идёт жидкость промывки гидратационной установки. Сшитый гель мини-ГРП по коэффициентам трения совпадает со сшитым гелем начала ОГРП на сухом сшивателе DXL-1, а коэффициенты трения на сшитом геле с жидким сшивателем DBXL-90 ожидаемо меньше.

Таким образом, предлагаемая методика и её реализация в ПК РН-ГРИД позволяют построить ожидаемые непротиворечивые карты трения для всех участвующих жидкостей закачки. Позволяет ли эта методика получить воспроизводимые результаты?

Для ответа на этот вопрос были рассмотрены две горизонтальные скважины (ГС) с многостадийными ГРП (МГРП), в которых можно было ожидать использования жидкости с выдерживаемой рецептурой и технологией: у одного подрядчика в одном флоте ГРП на одном месторождении в одно и то же время года.

На **рис. 5** приведены результаты анализа для двух ГС с условными номерами 1 и 5, соответственно, с 8-ю и 10-ю стадиями МГРП. В процессе каждой стадии закачивался сшитый гель, который затем продавливался в пласт линейным гелем, далее

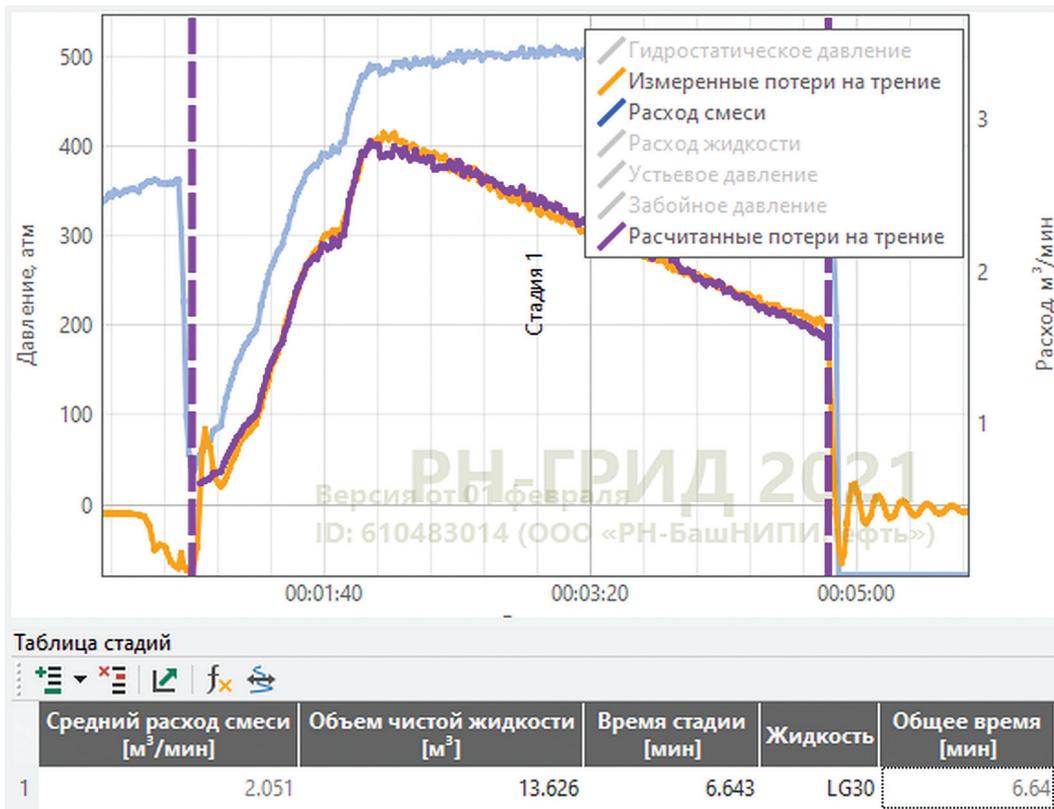


Рис. 2. Адаптация кривой трения для замещения (Г.А. Манеев)
 Fig. 2. Measured friction pressure match for displacement (Grigory A. Makeev)

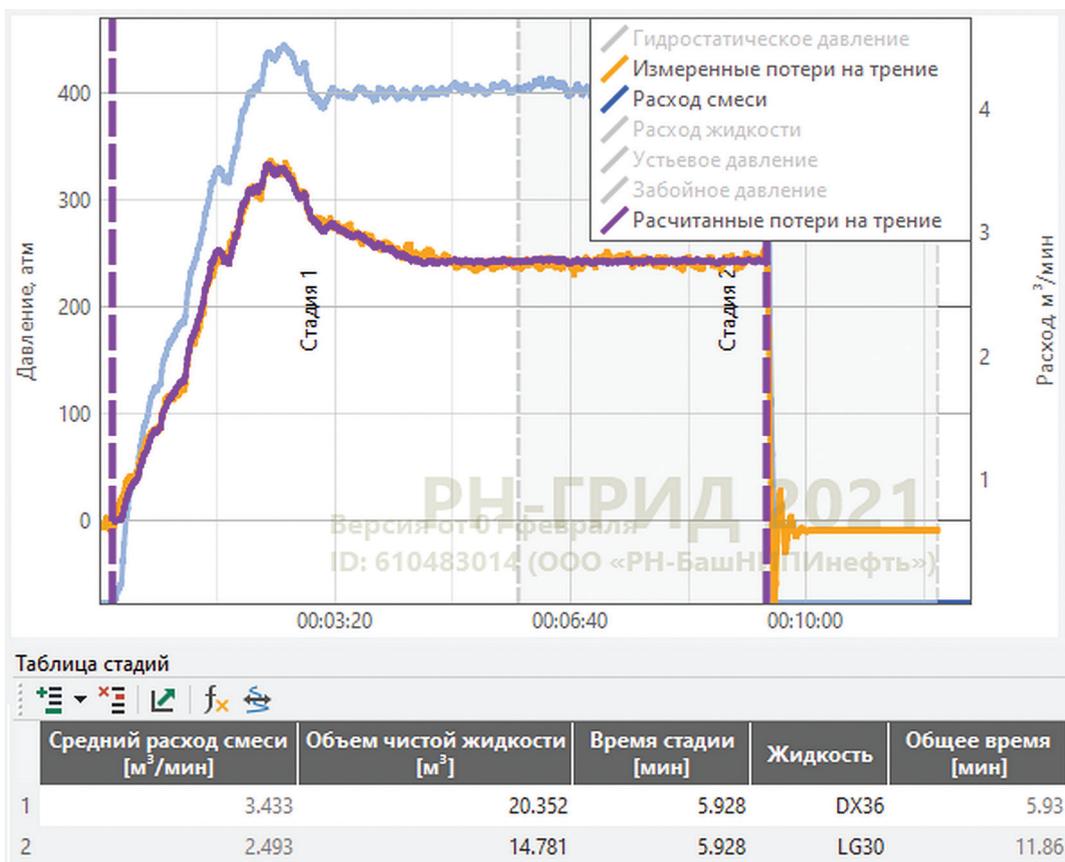


Рис. 3. Адаптация кривой трения для мини-ГРП (Г.А. Манеев)
 Fig. 3. Measured friction pressure match for mini-frac (Grigory A. Makeev)

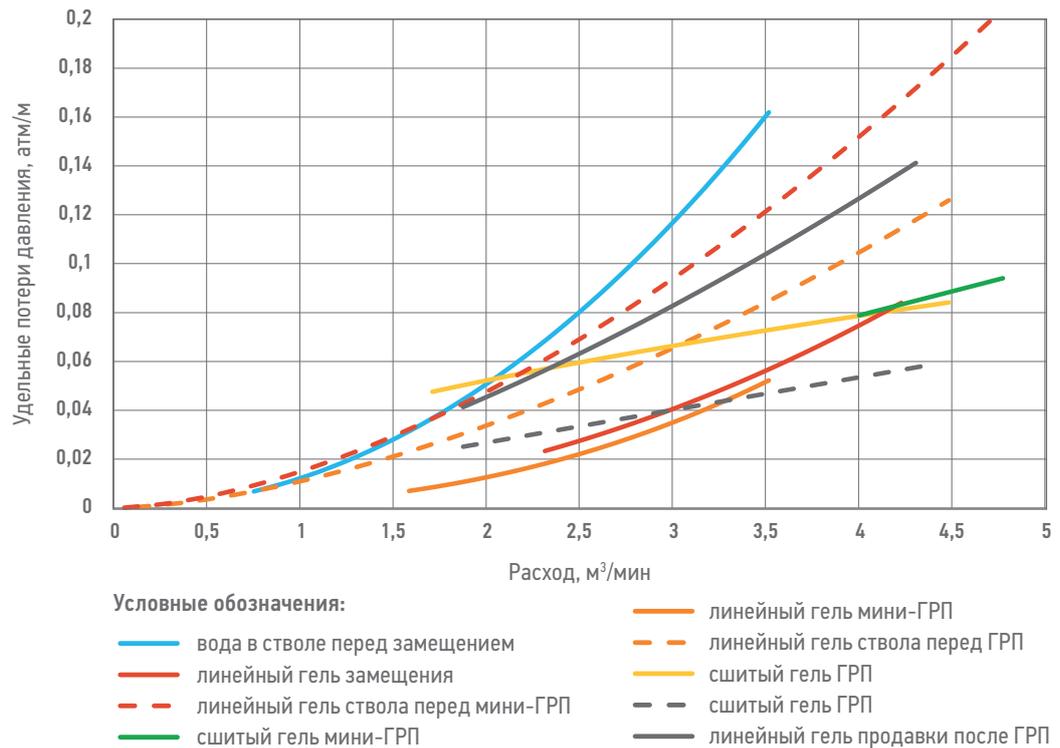


Рис. 4. Карты трения для замещения, мини-ГРП и ОГРП (Г.А. Макеев)
Fig. 4. Friction maps for displacement, mini-frac and main job (Grigory A. Makeev)

открывался порт следующей стадии, а бригада ожидала начала следующей стадии примерно сутки, в процессе чего линейный гель в стволе постепенно распадался и терял свои свойства.

На **рис. 5а** видно, что от стадии к стадии на каждой скважине наблюдается высокая повторяемость (с отклонением в пределах 10 %) получаемых карт трения для линейного геля и чуть меньшая повторяемость (но всё равно в пределах 20 %) между скважинами. В отсутствие дополнительной информации невозможно однозначно сказать, объясняется ли разница между этими скважинами различной рецептурой и технологией или, например, температурой. На **рис. 5б** снова видна высокая повторяемость трения для линейного геля, простоявшего сутки в НКТ. И наконец, на **рис. 5в** приведены самые неоднозначные результаты в части карты трения для сшитого геля. На графике видно, что карты трения для всех стадий обеих скважин «сходятся» практически в одну точку с небольшим разбросом. Если посмотреть на график закачки всех стадий, то видно, что большую часть времени, когда сшитый гель находился в стволе, расход закачки составлял практически постоянные 3,7–3,8 м³/мин. «Левые» части карт трения для сшитого геля с малыми расходами были построены в самом начале каждого ОГРП на каждой стадии, в процессе выхода

на расход, когда сшитого геля в стволе было ещё очень мало.

Такой разброс карт трения для малых расходов при их совпадении для больших расходов объясняется, скорее всего, не различной рецептурой, нарушением технологии при подготовке сшитого геля или выходом на режим подачи химии (сшивателя) в начале работы, а неустойчивостью методики для непредставительных данных с малым числом точек. Как уже говорилось выше, для получения представительных достоверных карт трения на всём интервале расхода необходимо, чтобы весь интервал расходов «присутствовал» в большом числе фактических замеров. Апробация разработанной методики производилась на типовом ноутбуке с процессором Intel Core i7-11850H. Для ГРП на наклонно-направленной скважине (ННС) с массой проппанта 170 тонн и длительностью 120 минут запись фактических данных содержит порядка 10 тыс. точек. Автоматическое решение оптимизационной задачи подбора 10 параметров карты трения для 5 разных идентифицированных в закачке жидкостей и 2 параметров для поправки на проппант (итого 12 параметров оптимизационной задачи) потребовало:

- в локальной постановке (для нахождения ближайшего локального оптимума) 3300 вычислений целевой функции невязки за 5 секунд;

- в глобальной постановке (для нахождения глобально лучшего решения) — 184 000 вычислений целевой функции за 316 секунд.

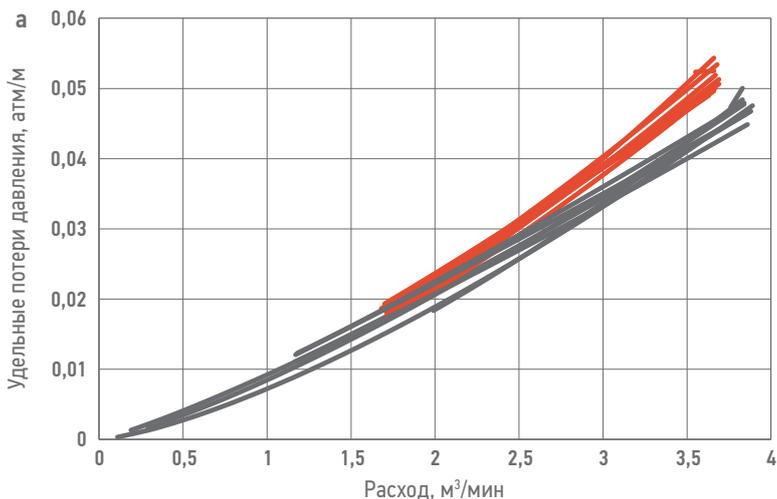
Для одной стадии ГРП на ГС с массой проппанта 70 тонн и длительностью 66 минут запись фактических данных велась с большей детальностью и поэтому тоже содержит порядка 10 тыс. точек. Однако в этой закачке инженер идентифицировал только 3 различные участвующие жидкости. Поэтому решение оптимизационной задачи подбора карты трения этих 3 жидкостей вместе с поправкой на проппант (итого 8 параметров) потребовало 114 000 вычислений целевой функции и заняло 150 секунд. Если зафиксировать и не изменять поправку на проппант, а решать только оптимизационную задачу на параметры 3 жидкостей, то алгоритм прямого расчёта трения существенно упрощается, и в этом случае потребовалось 48 000 вычислений целевой функции, что заняло 35 секунд.

Приведённые замеры времени работы для алгоритма нахождения карты трения, составляющие в типовых случаях до нескольких минут, позволяют использовать методику в инженерной практике, поэтому какая-либо работа по сокращению требуемого в оптимизационной задаче числа вычислений целевой функции пока не проводилась.

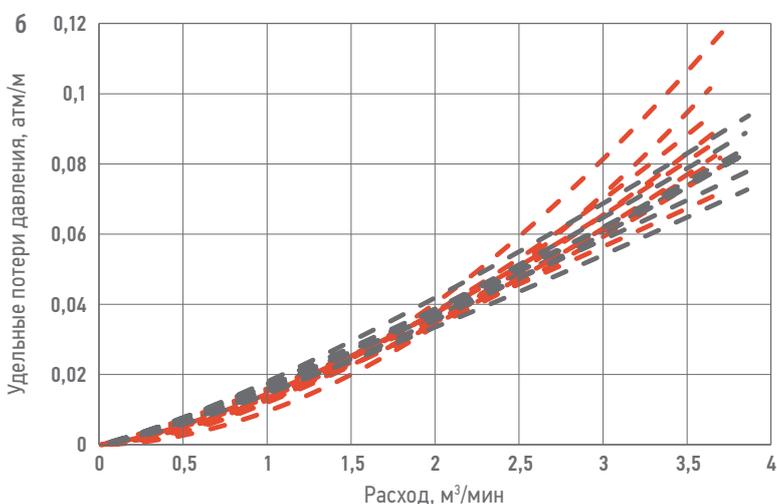
ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ АПРОБАЦИИ

Апробация метода на реальных данных показывает, что он позволяет эффективно восстанавливать карты трения и демонстрирует устойчивость результатов в следующих условиях.

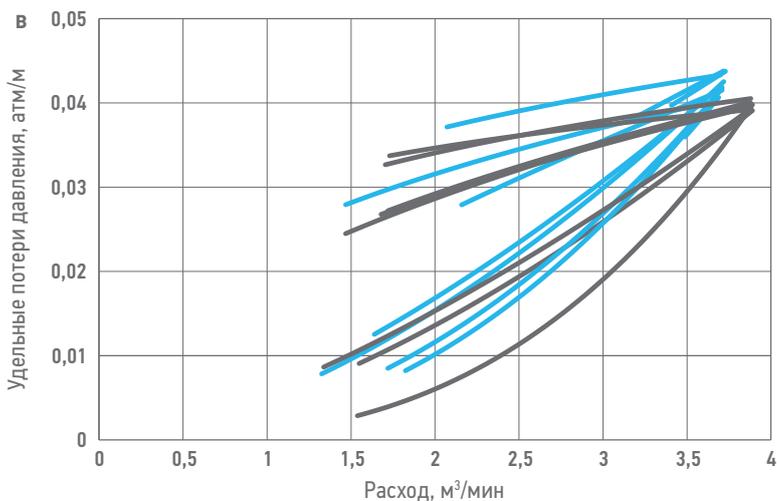
1. Метод требует наличия данных забойного давления. Поэтому при применении офлайн забойных датчиков полный анализ трения может быть выполнен только после окончания всех закачек на ГС МГРП, когда забойный датчик будет поднят из скважины. В отсутствие такого датчика забойное давление может быть оценено только в одной точке: в момент остановки насосов по мгновенному давлению остановки (эта точка и это давление имеют специальное название: initial shut-in pressure, ISIP).
2. Как и для любого другого инструмента анализа, использующего и устье, и забойное давления, требуется аккуратное совмещение показаний этих датчиков по времени. В РН-ГРИД эта операция реализована максимально удобно для пользователя.
3. Требуется сохранение подробной информации о жидкостях и условиях



Условные обозначения: — 10 стадий, линейный гель продавки скв. 5
— 8 стадий, линейный гель продавки скв. 1



Условные обозначения: - - 10 стадий, линейный гель ствола скв. 5
- - 8 стадий, линейный гель ствола скв. 1



Условные обозначения: — 10 стадий, сшитый гель скв. 5
— 8 стадий, сшитый гель скв. 1

Рис. 5. Карты трения для линейного геля продавки (а), для "старого" линейного геля в стволе (б), Карты трения для сшитого геля (в) (Г.А. Макеев).
Fig. 5. Friction maps for linear gel (а), aged linear gel (б) and cross-linked gel (в) (Grigory A. Makeev)

их использования в процессе ГРП. Предположим, что в процессе ГРП была смена ёмкости с одной температурой на ёмкость с другой температурой. Инженер, анализирующий трения, не зная этого, будет пытаться подобрать карту трения, которая одновременно должна соответствовать разному трению жидкостей из разных ёмкостей, что по определению невозможно. Следовательно, результат адаптации фактического и расчётного трения будет неудовлетворительным.

4. Для получения представительных карт трения для широкого диапазона расходов необходимо, чтобы существовало достаточное число фактических замеров с разными расходами. Численную оценку этого достаточного числа замеров, а также её влияние на устойчивость восстановления карты трения ещё предстоит определить.

Таким образом, для получения достоверных представительных карт трения требуется такое изменение технологии проведения закачки, при котором для всех жидкостей будут наблюдаться различные расходы. В некоторых случаях это и так происходит в процессе ГРП, например при постепенном наборе расхода в начале закачки, ступенчатым снижением расхода в конце закачки. Рекомендация

завершать все закачки ступенчатым снижением расхода приведена и в работе [3].

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Приведённая методика восстановления карт гидравлического трения жидкости ГРП в НКТ была валидирована на модельных экспериментах и затем апробирована на 3-х закачках в ННС и 18 закачках в ГС. Полученные результаты показывают, что методика и её реализация в РН-ГРИД успешно позволяют восстанавливать карты трения для всех используемых жидкостей без необходимости проведения специальных экспериментов, по фактическим данным типовых закачек, в случае когда в НКТ одновременно находятся разные жидкости с изменяющейся концентрацией проппанта. Апробация методики на последовательных стадиях МГРП в одной скважине и сравнение результатов с закачками в соседних скважинах показывают высокую воспроизводимость результатов. Использование разработанного по этой методике инструмента анализа трения в РН-ГРИД позволит организациям-подрядчикам, производящим ГРП, без лишних усилий поддерживать актуальность карт трения используемых ими жидкостей.

Список литературы

1. Аксанов А.В., Боршчук О.С., Желтова И.С. Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта: от математической модели к программной реализации // Нефтяное хозяйство, 2016. — № 11. — С. 35–40.
2. Ахтямов А.А., Манеев Г.А., Байдюков К.Н. и др. Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта «РН-ГРИД»: от программной реализации к промышленному внедрению // Нефтяное хозяйство, 2018. — № 5. — С. 94–97. <https://doi.org/10.24887/0028-24482018-5-94-97>
3. Климанов В.И., Байдюков К.Н. Построение карт трений жидкости ГРП по данным забойных манометров горизонтальной скважины сложной конструкции [Электронный ресурс] // Нефтяное хозяйство: информ.-справочный портал. М., 2020. URL: [http://new.oil-industry.ru/SD_Prezent/2020/10/01-32 Калиманов.pdf](http://new.oil-industry.ru/SD_Prezent/2020/10/01-32%20Калиманов.pdf) (дата обращения: 06.02.2023).
4. Byrd R.H., Lu P., Nocedal J. A Limited Memory Algorithm for Bound Constrained Optimization // *SIAM Journal on Scientific and Statistical Computing*, 1995. — №16 (5). — P. 1190–1208.

References

1. Aksakov A.V., Borshchuk O.S., Zheltova I.S. Corporate hydraulic fracturing simulator: from mathematical model to software implementation // *Oil Industry*, 2016. — No. 11. — pp. 35–40.
2. Akhtyamov A.A., Makeev G.A., Baidyukov K.N. and others. Corporate hydraulic fracturing simulator "RN-GRID": from software implementation to industrial implementation // *Oil industry*, 2018. — No. 5. — pp. 94–97. <https://doi.org/10.24887/0028-24482018-5-94-97>
3. Klimanov V.I., Baidyukov K.N. Construction of friction maps of hydraulic fracturing fluid based on data from downhole pressure gauges of a horizontal well of complex design [Electronic resource] // *Oil industry: information portal*. M., 2020. URL: [http://new.oil-industry.ru/SD_Prezent/2020/10/01-32 Калиманов.pdf](http://new.oil-industry.ru/SD_Prezent/2020/10/01-32%20Калиманов.pdf) (access date: 02/06/2023).
4. Byrd R.H., Lu P., Nocedal J. A Limited Memory Algorithm for Bound Constrained Optimization // *SIAM Journal on Scientific and Statistical Computing*, 1995. — No. 16 (5). — P. 1190–1208.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Г.А. Манеев — разработал методику и алгоритмы, выполнил тестирование и апробацию методики.

А.Ф. Фаттахова — выполнила реализацию методики в программном коде.

Grigory A. Makeev — developed the general method concept and algorithms, performed testing and approbation, prepared the article text.

Aisylu F. Fattakhova — implemented the method and the algorithm in the source code.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Григорий Анатольевич Makeev* — кандидат технических наук, заместитель начальника управления разработки ПО для моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть»
450006, Россия, г. Уфа, ул. Ленина, д. 86/1.
e-mail: MakeevGA@bnipi.rosneft.ru

Grigory A. Makeev* — Cand. Sci. (Eng.), Deputy head of Simulation software development department, RN-BashNIPIneft LLC
86/1, Lenina str., 450006, Ufa, Russia.
e-mail: MakeevGA@bnipi.rosneft.ru

Айсылу Фаритовна Фаттахова — старший специалист управления разработки ПО для моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть»
450006, Россия, г. Уфа, ул. Ленина, д. 86/1.

Aisylu F. Fattakhova — Senior specialist of Simulation software development department, RN-BashNIPIneft LLC
86/1, Lenina str., 450006, Ufa, Russia.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРАКТИКА ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ. ЧАСТЬ 1: ОБЩАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПОДХОДОВ

© Коллектив авторов,
2024



**А.А. Лобанов^{1,2,*}, А.В. Южанинов¹, В.А. Коваленко^{1,2}, И.А. Тихомиров¹,
М.А. Аксенов¹, М.А. Звонков¹, В.Л. Каспирович¹, Т.С. Ющенко¹, И.И. Газизуллин¹,
А.А. Охотникова¹, А.В. Волков¹, Д.Ю. Колупаев¹**

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

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Представление о том, что глубинные пробы возможно отбирать только в безводных скважинах, зачастую создает неблагоприятную ситуацию, когда скважины с обводненной продукцией даже не рассматриваются как кандидаты на проведение работ. Между тем современная техника и технология геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС) представляет множество возможной для повышения качественной изученности залежи отборами глубинных проб.

Цель. Выполнить обзор и систематизацию имеющихся на рынке технических средств для решения данной задачи.

Методы. Разработанная классификация основана на анализе открытых источников и опросах экспертов.

Результаты. Представлена классификация современных методов и подходов к отбору глубинных проб в обводненных потоках. Проанализированы конкретные технические решения и направления конструкторской мысли.

Заключение. Рекомендуется использовать предлагаемую классификацию для подбора технических решений при выполнении задач по отбору проб пластовых флюидов и исследований / испытаний скважин.

Ключевые слова: многофазные потоки, структура потока, глубинные пробы, испытания скважин, PVT

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

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

Для цитирования: Лобанов А.А., Южанинов А.В., Коваленко В.А., Тихомиров И.А., Аксенов М.А., Звонков М.А., Каспирович В.Л., Ющенко Т.С., Газизуллин И.И., Охотникова А.А., Волков А.В., Колупаев Д.Ю. Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. часть 1: общая классификация подходов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):106–116. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-106-116>

Статья поступила в редакцию 05.12.2023

Принята к публикации 28.12.2023

Опубликована 29.03.2024

PRACTICE OF DOWNHOLE SAMPLING IN MULTIPHASE FLOWS.
PART 1: GENERAL CLASSIFICATION OF APPROACHES

**Alexey A. Lobanov^{1,2,*}, Andrey V. Yuzhaninov¹, Vyacheslav A. Kovalenko^{1,2}, Igor A. Tikhomirov¹,
Maxim A. Aksenov¹, Mikhail A. Zvonkov¹, Vladimir L. Kaspirovich¹, Taras S. Yushchenko¹,
Ilnur I. Gazizullin¹, Alexandra A. Okhotnikova¹, Alexey V. Volkov¹, Dmitry Yu. Kolupaev¹**

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

²Kazan Federal University, RF, Kazan

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The idea that downhole samples can only be taken in anhydrous wells often creates an unfavorable situation when wells with watered products are not even considered candidates for work. Meanwhile, modern equipment and technology of geophysical research and work in wells (GIRS) presents many possibilities for improving the qualitative study of the reservoir by taking downhole samples.

Purpose. The purpose of this work is to review and systematize the technical means available on the market to solve this problem.

Methods. The developed classification is based on the analysis of open sources and expert surveys.

Results. A classification of modern methods and approaches to deep sampling in flooded streams is presented. Specific technical solutions and directions of design thought are analyzed.

Conclusion. It is recommended to use the proposed classification for the selection of technical solutions when performing tasks for sampling reservoir fluids and well testing.

Keywords: multiphase flow, flow structure, downhole samples, well testing, PVT

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

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

For citation: Lobanov A.A., Yuzhaninov A.V., Kovalenko V.A., Tikhomirov I.A., Aksenov M.A., Zvonkov M.A., Kaspirovich V.L., Yushchenko T.S., Gazizullin I.I., Okhotnikova A.A., Volkov A.V., Kolupaev D.Yu. Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: General classification of approaches. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):106–116. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-106-116>

Manuscript received 05.12.2023

Accepted 28.12.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Напомним читателям, что в цикле статей «Теория отбора глубинных проб в многофазном потоке» (ссылка на первую часть — [1]; дальнейшие части находятся в ожидании публикации) авторами рассмотрены некоторые теоретические вопросы, связанные с актуальными проблемами этого направления:

- 1) системное отставание методологии и технологии отбора глубинных проб от современных потребностей нефтепользователей на фоне значительного научно-технического прогресса в области геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС);
- 2) отсутствие адекватной и непротиворечивой терминологии для описания как промысловых работ, так и, к примеру, интерпретации результатов лабораторных исследований;
- 3) отсутствие единых принципов постановки геолого-технических задач отбора и исследований проб пластовых флюидов и, как следствие, инертность и ограниченность представлений об этих задачах.

Отметим, что практически все отечественные глубинные пробоотборники, производимые с середины 50-х годов (время массового распространения практики исследований глубинных проб в СССР [2–4]), были автономными, то есть управлялись за счет внутренних механизмов и спускались в скважину на стальной проволоке. Это логично предопределило то, что отбор глубинных проб был и в подавляющем большинстве компаний остается в списке задач служб гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Однако, если проанализировать функционал этих служб, становится очевидным, что на их вооружении находится крайне ограниченное количество средств исследования потока флюида непосредственно в скважине; все они по факту сконцентрированы в службах геофизических исследований скважин (ГИС) и промысловых геофизических исследований (ПГИ). Таким образом,

представляется исторически закономерным то, что практика отбора и исследований проб пластовых флюидов весьма оторвана от вопросов гидродинамики многофазных потоков и, соответственно, характеризуется низким уровнем проработки методологии¹.

Вовлечение служб ГИС и ПГИ в функционал отбора глубинных проб открывает новые возможности по применению передовых методов подготовки скважины к отбору проб. В данном цикле статей представлена классификация этих методов и показаны некоторые примеры их применения в группе компании «Газпром нефть».

Авторами разработана матрица условий отбора глубинных проб в многофазных потоках (табл. 1; подробное описание см. в части II цикла «Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках»). Отметим, что в каждом из сценариев возможности восстановления целевой фазы ограничены конкретными условиями проведения работ на объекте. В данной работе основной упор будет сделан на методы отбора проб в обводненных потоках.

ОТБОР ГЛУБИННЫХ ПРОБ В СКВАЖИНАХ С ОБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИЕЙ ВОЗМОЖЕН С ПОМОЩЬЮ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИЙ.

ОБЩАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ

Существующие методы отбора глубинных проб в многофазных потоках основаны на гравитационном разделении фаз по плотности. Суть всех методов заключается в организации доступа пробоотборника в область внутрискважинного пространства, занятую целевой фазой отбора. Эта цель достигается за счет следующих методов:

- методы минимального влияния на структуру потока внутри насосно-компрессорных труб (НКТ):
 - методы регулирования положения впускного отверстия приемной камеры

¹ Некоторые общие тенденции рынка отбора глубинных проб описано авторами в работах [12,15–17].

Таблица 1. Матрица условий отбора глубинных проб в многофазных потоках
Table 1. Matrix of downhole sampling conditions in multiphase flows

Условия		Целевая фаза		
		Жидкие УВ	Газ	Вода
Загрязняющий флюид	Жидкие УВ	Экспериментальное восстановление целевой фазы невозможно	Отбор в присутствии свободной УВ-жидкости	Отбор в обводненных потоках
	Газ	Отбор жидкости в присутствии свободного газа	Экспериментальное восстановление целевой фазы невозможно	Отбор жидкости в присутствии свободного газа
	Вода	Отбор в обводненных потоках	Отбор в обводненных потоках	Экспериментальное восстановление целевой фазы невозможно

- глубинного пробоотборника в сечении скважины;
- использование сегрегационных пробоотборников;
 - использование затрубного сегрегационного патрубков.
 - методы сегрегации потока. К ним относятся:
 - методы управления разделами фаз в скважине;
 - организация естественной ловушки;
 - использование устройств перекрытия.

Ловушка — ограниченная область внутри-скважинного пространства, в которой происходит накопление целевой фазы отбора. Общий принцип работы ловушек для накопления легкой фазы многофазного потока

представлен на **рис. 1**. По технологии организации ловушки выделяются следующие основные подходы:

- использование устройств перекрытия;
- использование сегрегационных патрубков;
- организация естественной ловушки в стволе скважины.

Отметим, что камера пробоотборника также может являться ловушкой. При планировании работ по отбору проб в многофазных потоках требуется учитывать данный фактор; рекомендуется использовать модели пробоотборников, позволяющие изменение положения впускного отверстия относительно приемной камеры при проведении спуско-подъемных операций (СПО) и не имеющие обратного клапана в конструкции клапанного узла.

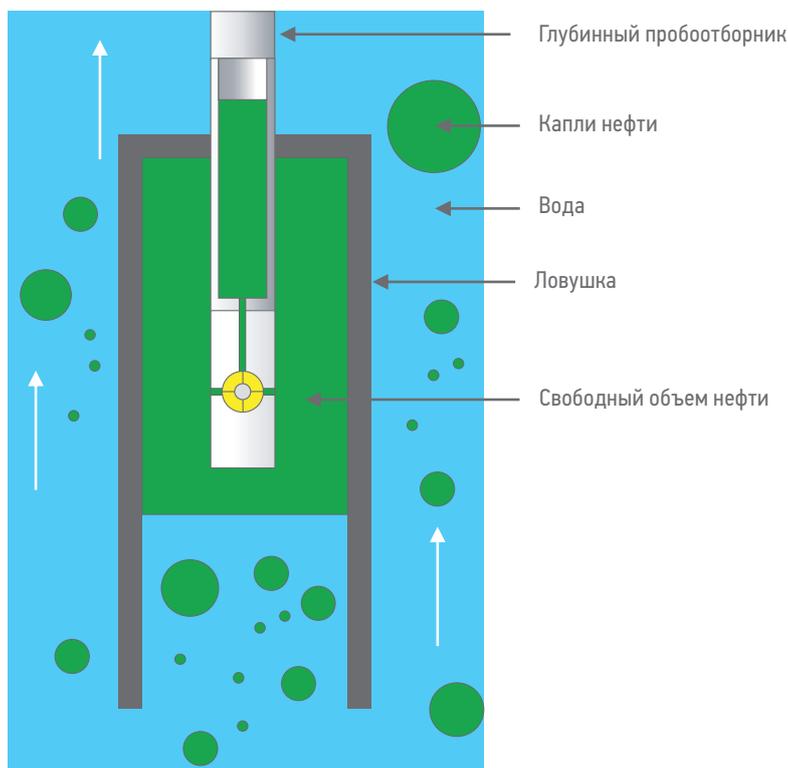


Рис. 1. Принцип работы ловушек. Составлено авторами
Fig. 1. The principle of operation of traps. Prepared by the authors

МЕТОДЫ МИНИМАЛЬНОГО ВЛИЯНИЯ НА СТРУКТУРУ ПОТОКА ВНУТРИ НКТ

К общим преимуществам данной категории методов относится отсутствие необходимости останавливать работу скважины или существенно менять ее режим в процессе отбора проб. Однако в целом данные методы являются скорее экспериментальными, нежели широко применяемыми.

МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ВПУСКНОГО ОТВЕРСТИЯ В СЕЧЕНИИ СКВАЖИНЫ

Под действием собственного веса пробоотборник в трубах ложится на их нижнюю образующую (**рис. 3**, точка 1). В случае наличия устойчивых межфазных границ (к примеру, расслоенного потока) впускное отверстие камеры может находиться в интервале сечения скважины, занятого самой тяжелой фазой (к примеру, в случае водонефтяного потока — водой). Метод регулирования положения впускного отверстия приемной камеры глубинного пробоотборника в сечении скважины заключается в применении технических

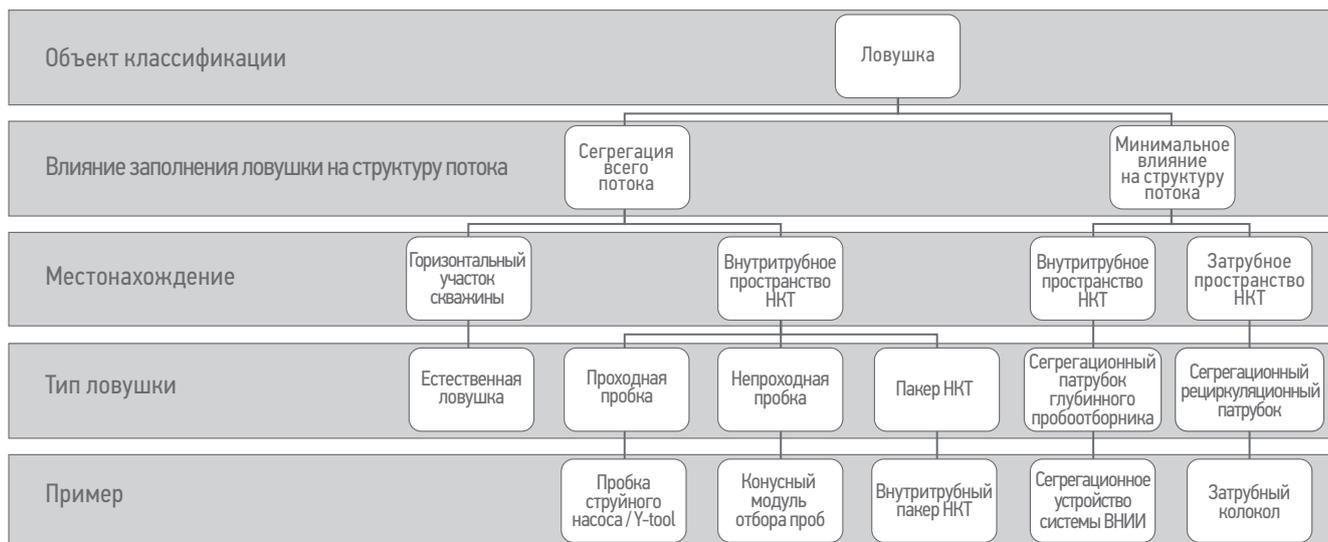


Рис. 2. Классификация ловушек для отбора глубинных проб в многофазном потоке. Составлено авторами
Fig. 2. Classification of traps for downhole sampling in a multiphase flow. Prepared by the authors

средств, позволяющих отобрать флюид с интервала сечения скважины, занятого целевой фазой.

К данной категории методов относится применение геофизических центраторов, спускаемых в компоновке с глубинным пробоотборником; описание практического примера отбора глубинных проб с центраторами представлен в части 2 данной статьи. К преимуществам метода относятся простота изготовления, доступность комплектующих, отсутствие необходимости вносить изменения в компоновку НКТ и производить дополнительные спуски или подъемы компоновки. К недостаткам метода относятся утяжеление и удлинение спускаемой компоновки; возможное продавливание центраторов весом

пробоотборника. Также необходимо учитывать, что некоторые конструкции пробоотборников не позволяют использовать их в компоновке с центраторами.

Ключевым критерием применимости метода является наличие в интервале отбора проб признаков потока с установившимися межфазными границами; при этом целевая фаза находится в середине сечения скважины. Оптимальный набор методов для исследования потока в скважине включает в себя термобарометрию, распределенную влагометрию, оптический анализ флюидов и распределенную механическую расходомерию [5, 6]. Среди существующих на рынке можно выделить приборы типа [7] с модулями распределенной влагометрии или устройство [8].

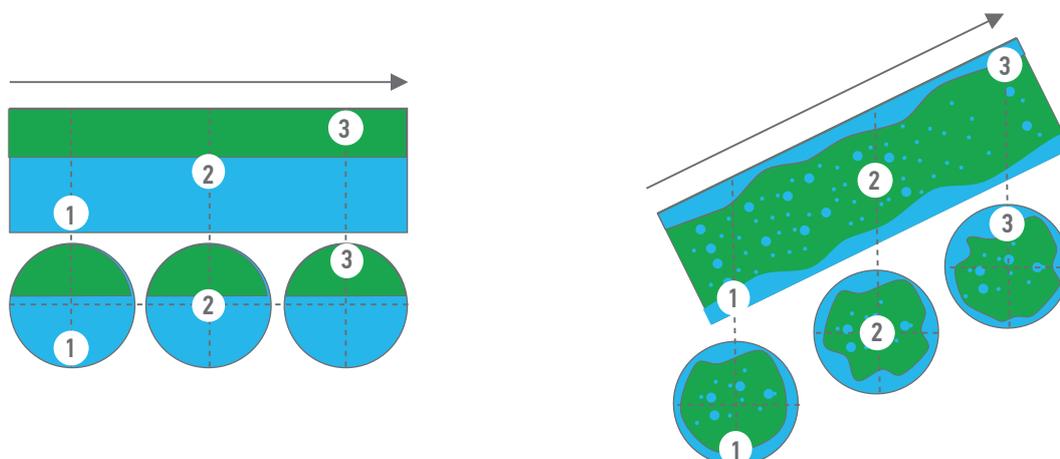


Рис. 3. Визуализация метода регулирования положения впускного отверстия приемной камеры глубинного пробоотборника в сечении скважины. Составлено авторами
Fig. 3. Visualization of the method for adjusting the position of the inlet valve of the sample chamber of the downhole sampler in the well section. Prepared by the authors
 1, 2, 3 — положение впускного клапана приемных камер
 1, 2, 3 — position of the intake valve of the sample chambers

Потенциально перспективным направлением развития метода регулирования положения клапана является разработка технологий сканирования поперечного сечения ствола НКТ в режиме реального времени в совокупности с применением влагомера и оптического анализатора флюидов.

СЕГРЕГАЦИОННЫЕ ГЛУБИННЫЕ ПРОБООТБОРНИКИ

При применении процесса сегрегации в отборе глубинных проб ключевым вопросом является местонахождение и объем той части потока, которая останавливает свое движение. **Сегрегационный пробоотборник** — пробоотборник, узлы которого выступают в качестве ловушек для сегрегации целевой фазы потока. К преимуществам метода относится отсутствие необходимости вносить изменения в компоновку НКТ и производить дополнительные спуски или подъемы компоновки.

Несмотря на высокий потенциал применения данной технологии, на данный момент сегрегационные пробоотборники являются экспериментальной технологией. В открытых источниках опубликована информация о двух конструкциях.

- Сегрегационное устройство системы ВНИИ: представляет собой трубу, коаксиально установленную на пробоотборник. Во время спуска труба крепится при помощи шарикового замка на стенке прибора. После спуска прибора на глубину отбора, замок открывается, и труба опускается вниз, создавая ловушку на входе флюида в пробоотборник. Описан в работе [4].
- Пробоотборник проточно-поршневой ППП-800 разработки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Отличительной особенностью устройства является то, что в качестве ловушки выступает сама емкость прибора. Описан в работе [9].

При разработке сегрегационных пробоотборников авторы рекомендуют учитывать необходимость контролирования процесса сегрегации флюида с поверхности.

ЗАТРУБНЫЕ СЕГРЕГАЦИОННЫЕ ПАТРУБКИ

Затрубный сегрегационный патрубок представляет собой трубу с установленными внутри пробоотборниками, крепящуюся к низу компоновки НКТ. Сегрегация целевой фазы и отбор проб осуществляется после спуска, пакеровки колонны и вызова притока. На рынке авторы обнаружили только одно такое устройство [10]. Ограничением метода является его применимость только на скважинах с краткосрочным периодом

эксплуатации; необходимость изменения компоновки НКТ (осуществляется силами буровой бригады или бригады капитального ремонта скважин (КРС)).

На данный момент технология затрубных патрубков является экспериментальной и требует развития в части их герметизации на спуск и дальнейшей промывки патрубка после вызова притока: в случае наличия в скважине УВ загрязнителей (к примеру, смазки буровых труб), они могут накопиться в трубке и смешаться с целевой фазой отбора.

МЕТОДЫ СЕГРЕГАЦИИ И РЕЦИРКУЛЯЦИИ ПОТОКА

УПРАВЛЕНИЕ РАЗДЕЛАМИ ПОТОКА В СКВАЖИНЕ

Управление разделами фаз потока в скважине включает в себя следующие группы операций.

- Достижение полного выноса продукции за счет увеличения потока. Происходит за счет смены штуцера на больший или увеличении подачи насоса. Подход зачастую неприменим или ограниченно применим в связи с необходимостью сохранения максимального давления на забое (условие однофазного состояния флюида).
- Формирование разделов за счет снижения потока. Происходит за счет рециркуляции флюидов в скважине при смене штуцера на меньший или уменьшении подачи насоса.
- Формирование разделов за счет сегрегации при остановке потока. Происходит за счет закрытия скважины или остановки насоса.
- Заполнение естественной ловушки скважины (см. следующий раздел).
- Понижение глубины раздела. Происходит в случае перенаправления потока воды в затрубное пространство за счет использования устройств рециркуляции.

Устройства рециркуляции — скважинные приборы, перенаправляющие потоки фаз для ускорения накопления и увеличения доступного объема целевой фазы. К устройствам рециркуляции относится муфта направления потока [11], представляющая собой два коаксиальных перфорированных цилиндра с направляющей воронкой. Отверстия внутренней обоймы расположены сверху; отверстия корпуса — снизу; между обоймой и корпусом есть полость для перетока флюида. Площадь сечения направляющей воронки составляет не менее

70–80% площади сечения обсадной колонны, что обеспечивает захват воронкой основной части притока. Муфта направления потока устанавливается на низ компоновки НКТ вместо стандартной воронки и обеспечивает захват и направление притекающего флюида в НКТ, с одной стороны, и перенаправление потока воды через отверстия в затрубное пространство — с другой.

Из всех методов отбора глубинных проб в многофазном потоке метод управления разделами является наиболее рискованным с точки зрения высокой вероятности искажения свойств отбираемого флюида в силу вторичных сегрегационных процессов. Также при остановке скважины возможны негативные эффекты от накопления стаканов на забое, к примеру, самозадавливание скважины. При планировании метода требуется выполнять гидродинамическое моделирование системы «пласт–скважина» для точных оценок времени и условий проведения работ. Условия применения методов управления разделами:

- В случае если целевой флюид поступает на забой скважины в однофазном состоянии (задачи категории 2²):
 - Требуется отобрать глубинные пробы воды в слабообводненном потоке. В таком случае возможен отбор проб из сформированного водяного стакана.
 - Требуется отобрать глубинные пробы углеводородов в обводненном потоке при отсутствии иных методов отбора. Если давление над водонефтяным разделом (ВНР) выше давления фазового перехода флюида, в течение первых суток (период до достижения термодинамического равновесия) возможно отобрать пробу начального пластового флюида.
 - Требуется отобрать глубинные пробы нефти; скважина обладает низкой продуктивностью; приток является непереливающим; отсутствует возможность использовать устройства перекрытия. Метод требует применения устройства рециркуляции.
- в случае если целевой флюид поступает на забой скважины в двухфазном состоянии (задачи категории 3–4):
 - Требуется исследовать пробу предельно насыщенной пластовой нефти (предельно насыщенные залежи, нефтяные оторочки) при значительной доле газовой фазы в потоке.
 - Требуется исследовать пробу пластовой нефти низкопроницаемой залежи.

– Требуется провести рекомбинацию пластового флюида при отсутствии возможности отобрать поверхностные пробы или при наличии в скважине признаков неполного выноса УВ продукции. Допускается отбирать глубинные пробы УВ жидкости и газа под и над разделом для дальнейшей рекомбинации на величину текущего пластового давления для воспроизведения текущего пластового флюида.

– Требуется отобрать пробу жидкой фазы с сохранением тяжелых компонентов в условиях образования твердых отложений. Условие особенно актуально для исследований процессов образования асфальто-смоло-парафиновых отложений и газовых методов увеличения нефтеотдачи.

ЗАПОЛНЕНИЕ ЕСТЕСТВЕННОЙ ЛОВУШКИ СКВАЖИНЫ

Частным случаем формирования разделов является заполнение естественных ловушек скважины целевым флюидом. Естественные ловушки в стволе скважины образуются в случае наличия двух последовательных перегибов ствола скважины с локальным максимумом и минимумом вертикальной глубины. При закрытии скважины или перекрытии ствола НКТ после вызова и стабилизации притока в данных ловушках будет происходить всплытие легкой фазы (нефти, газа) в интервал с наименьшей глубиной. Пример инклинометрии скважины с естественной ловушкой представлен на **рис. 4**.

При планировании отбора проб из естественных ловушек скважины рекомендуется учитывать следующие пункты:

- Оптимальной технологией вызова притока является использование электроцентробежного насоса (ЭЦН) с байпасной системой типа Y-tool и затрубным пакером, поскольку данная технология позволяет перекрыть приток в наиболее близком к ловушке месту (минимизируется эффект ствола скважины и вероятность вытеснения целевого флюида из ловушки).
- Оптимальной технологией доставки пробоотборника является скважинный трактор. Не рекомендуется проводить спуск пробоотборника на гибких трубах в связи с высокими рисками выхода из строя приборов спускаемой компоновки по причине механических воздействий.
- Оптимальный набор методов для исследования потока в скважине включает в себя термобарометрию, влагометрию и оптический анализ флюидов. После перекрытия может потребоваться несколько проходок

² Категорийность решаемых задач будет описана в части II цикла «Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках».

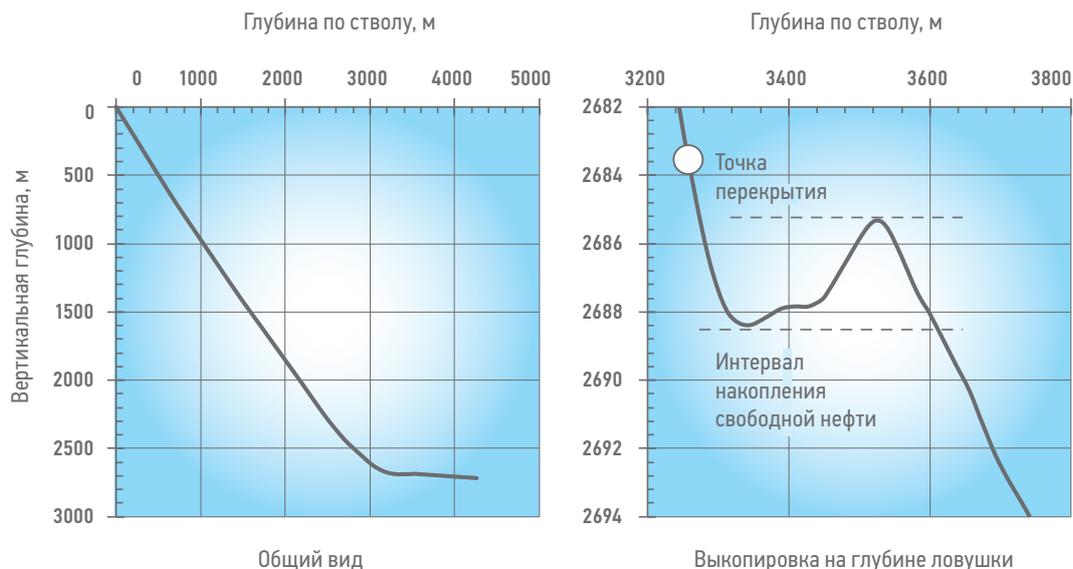


Рис. 4. Инклинометрия скважины с естественной ловушкой. Составлено авторами
 Fig. 4. Inclinometry of a well with a natural trap. Prepared by the authors

в восходящем участке скважины для фиксации стабилизации водонефтяного/газонефтяного разделов (ВНР / ГНР) в ловушке.

- Требуется учитывать фактор нагрева приемной камеры при ее прохождении через место установки ЭЦН. При отборе в агрессивных условиях (высокое давление, температура, обводненность пробы) может произойти превышение давления пробы над рабочим давлением контейнера, что приведет к необходимости утилизации пробы в связи с риском ее взрывной разгерметизации (см. [12]).

УСТРОЙСТВА ПЕРЕКРЫТИЯ

Устройства перекрытия — скважинные приборы, образующие ловушку для целевой фазы за счет перекрытия НКТ, в результате чего в месте перекрытия накапливается легкая фаза, образуя ее свободный объем, доступный для отбора пробы. Авторы выделяют следующие виды устройств перекрытия.

- **Пробка НКТ** — устройство, перекрывающее НКТ за счет посадки своего тела на локальное сужение. Выделяются:
 - **Непроходные пробки** — пробки, спускаемые в жесткой связке с геофизическими приборами. Примером непроходной пробки выступает конусный модуль отбора проб [13].
 - **Проходные пробки** — пробки, позволяющие проводить спускоподъемные операции геофизического прибора в перекрытой части НКТ. Проходные пробки как правило являются частью компоновки внутрискважинного оборудования

различных насосов (байпасной системы Y-tool и струйных насосов).

- **Клапан-отсекатель** — устройство, перекрывающее НКТ после посадки или установки за счет перекрытия своего внутреннего канала. Примером выступает клапан-отсекатель компании [13].
- **Внутритрубный пакер** — устройство, перекрывающее НКТ за счет расширения элементов. Примерами внутритрубных пакеров выступают модуль гидродинамических исследований [11] или пробка [14].

Использование устройств перекрытия при отборе глубинных проб обладает следующими общими особенностями.

- **Преимущества:** высокая степень сохранности флюида, устранение эффекта вторичной сегрегации.
- **Недостатки:** необходимость внесения изменений в компоновку НКТ (привлечение бригады КРС; непродолжительная работа или необходимость аренды патрубков и муфт), необходимость выполнения зачастую нетривиальных операций по управлению режимом работы скважины.

При отборе проб с использованием устройств перекрытия рекомендуется учитывать следующие особенности реализации данного подхода.

- Спускаемая компоновка должна включать в себя следующий минимальный набор методов (снизу вверх): глубинный пробоотборник, влагомер, манометр-термометр, магнитный локатор муфт, устройство перекрытия. Магнитный локатор муфт требуется для позиционирования устройства

перекрытия в случае наличия посадочных муфт или патрубков.

- Перед спуском компоновки требуется провести замер расстояния от устройства перекрытия до датчика влагомера и впускного отверстия приемной камеры глубинного пробоотборника для расчета времени поступления целевого флюида на прием глубинного пробоотборника. Вероятность успешного отбора проб повышается в случае использования компоновки с управлением по кабелю, что позволяет проводить открытие камеры по точно определенному времени накопления нефти. В случае использования автономной компоновки может потребоваться отбор не менее 2 контрольных проб с разным временем открытия.
- Рекомендуется планировать работы таким образом, чтобы перед отбором проб была возможность производить промывку внутреннего пространства перекрытой трубы для очистки от остатков смазки и прочих углеводородных загрязнителей.
- При планировании работ требуется рассчитать полезный объем НКТ, который может быть занят сегрегированной нефтью с учетом зенитного угла скважины.

Пример успешного отбора проб с использованием устройств перекрытия и рециркуляции представлен в работе Лунашова А.Н. [11].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Необходимо отметить, что предлагаемая классификация и обзор применяемых

устройств не претендует на полноту; вполне возможны направления инженерной мысли и приборы, не знакомые авторам. Как минимум обращает на себя внимание то, что описанные подходы основаны на одном физическом принципе — принципе гравитационного разделения фаз по плотности. Авторы продолжают поиски устройств, реализующих, например, принцип центробежного разделения, и будут благодарны читателям за любую информацию в этой области.

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

АСПО — асфальто-смоло-парафиновые отложения;
ВГР — водогазовый раздел;
ВНР — водонефтяной раздел;
ГДИС — гидродинамические исследования в скважинах;
ГИРС — геофизические исследования и работы в скважинах;
ГИС — геофизические исследования;
ГКР — газоконденсатный раздел;
ГНР — газонефтяной раздел;
КРС — капитальный ремонт скважин;
МУН — методы увеличения нефтеотдачи пласта;
НКТ — насосно-компрессорные трубы;
ПГИ — промышленные геофизические исследования;
СПО — спуско-подъемная операция;
УВ — углеводороды;
ЭЦН — электроцентробежный насос.

Список литературы

1. Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фунс А.Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 1: Базовые термины и понятия многофазных потоков // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2024. № 1. С. 6–20. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-6-20>
2. Мамуна В.Н., Требин Г.Ф., Ульяновский Б.В. Глубинные пробоотборники и их применение. Москва: Гостоптехиздат, 1961. 156 с.
3. Мамуна В.Н., Требин Г.Ф., Ульяновский Б.В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. М.: ГОСИНТИ, 1960. 143 с.
4. Хазнаферов А.И. Исследование пластовых нефтей. М.: Недра, 1987. 116 с.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т.2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. 2020. 780 с.
6. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. 2020. 676 с.
7. Бурдин Д.Л. Использование многозондового прибора «Сова» для исследования горизонтальных скважин // Теория и практика нефтяной геофизики: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященной 90-летию со дня рождения Адама Константиновича Уропова, Пермь, 21–22 ноября 2013 года. 2013. С. 66–69.
8. Baldauff J., Runge T., Cadenhead J., Fair M., Marcus, R., Mas C., North R., Oddie G. Profiling and quantifying complex multiphase flow // Oilf. Rev. 2004. Т. 16, № 3. С. 4–13.
9. Остроухов Н.С., Рассохин А.С., Карначев Д.В. Отечественные глубинные пробоотборники // Вести газовой науки. Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. 2016. Т. 28, № 4. С. 181–185.
10. Федоров В.Н., Адиев Д.А., Харисов А.Ю., Гайсин И.Ф. Отбор глубинных проб нефти в высокообводненных скважинах // Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Тезисы докладов XXVIII научно-практической конференции им. В.В. Лаптева в рамках Российского Нефтегазохимического Форума и XXX Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Тех. Уфа, 2022.
11. Сичовский И.Т., Лунашов А.Н., Тихомиров Е.В., Брусилковский А.И. Отбор глубинных проб пластовой нефти из непереливающихся притоков // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2018. № 4. С. 22–28.

12. Лобанов А.А., Сафаров И.Ф., Звонков М.А., Антошкин М.В., Фролов А.С., Пискарев М.А., Харисов А.Ю., Колода А.В. Как происходит незамеченное устаревание технологий: история развития и новые сведения о работе глубинных пробоотборников // Российская отраслевая энергетическая конференция, 3-5 октября 2023г. Москва: Геомодель, 2023. С. 16.
13. Peak Well Systems — Product Catalog [Электронный ресурс]. URL: https://www.peakwellsystems.com/media/166846/peak_productcatalog_feb2023_web.pdf.
14. SIMstandard Retrieval Bridge Plug [Электронный ресурс]. URL: <https://www.peakwellsystems.com/products/flow-control/sim-system/plug-systems/sim-retrieval-bridge-plug.aspx>.
15. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Лукашов А.Н., Тихомиров Е.В., Жуков В.В., Коваленко В.А., Мошарев П.А., Золотухин А.Б. Системный подход к управлению качеством глубинных проб пластовых нефтей в современных условиях // Недропользование XXI век. 2020. № 2а (85). С. 60–81.
16. Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I., Tikhomirov E., Mosharev P., Struchkov I. Systematic approach to quality management of downhole sampling: analysis of current trends in Russia // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 2021. Т. 200, № May. С. 108338.
17. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Тихомиров Е.В., Звонков М.А., Коваленко В.А., Купоросов Д.Н., Бастрakov А.А., Нартымов В.С., Харисов А.Ю., Стручков И.А., Плешанов Н.Н., Макаров С.Е., Фролов А.С. Сквозной контроль качества глубинных проб от точки отбора до лабораторной установки: это возможно и необходимо // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 12–15 октября 2021. Москва: SPE, 2021. P. 37.

References

- Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: Basic terms and concepts of multiphase flows // *PRONEFT. Prof. about oil*. 2024. № 1. Pp. 6–20. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-6-20>
- Mamuna V., Trebin B., Ulyaninskiy B. *Downhole samplers and their application*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. 156 p.
- Mamuna V.N., Trebin G.F., Ulyaninskiy B.V. *Экспериментальное исследование пластовых нефтей* [Experimental study of reservoir oils]. Moscow: GOSINTI, 1960, 143 p.
- Haznaferov A.I. *Исследование пластовых нефтей*. Moscow: Nedra, 1987. 116 p. (In Russ.).
- Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I. *Application of field and geophysical control to optimize the development of oil and gas fields. Vol. 2. The role of hydrodynamic and geophysical monitoring in the management of development*. 2020. 780 p.
- Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I. *Application of field and geophysical control to optimize the development of oil and gas fields. Vol. 1. Fundamentals of Hydrodynamic and geophysical control of development and monitoring of production*. 2020. 780 p.
- Burdin D.L. The use of the Sova multi-probe device for the study of horizontal wells // *Theory and practice of petroleum geophysics: Materials of the All-Russian Scientific and Practical conference with international participation dedicated to the 90th anniversary of the birth of Adam Konstantinovich Uropov*, Perm. 2013. Pp. 66–69.
- Baldauff J., Runge T., Cadenhead J., Faur M., Marcus R., Mas C., North R., Oddie G. Profiling and quantifying complex multiphase flow // *Oilf. Rev.* 2004. Vol. 16, № 3. Pp. 4–13.
- Ostroukhov N.S., Rassohin A.S., Karnachev D.V. Domestic downhole samplers // *News gas Sci. Curr. issues Res. Reserv. Syst. Hydrocarb. Depos.* 2016. Vol. 28, № 4. Pp. 181–185.
- Fedorov V.N., Adiev D.A., Harisov A.U., Gaysin I.F. Downhole oil sampling in highly watered wells // *New equipment and technologies for hard-to-recover hydrocarbon reserves. Abstracts of the XXVIII scientific and practical conference named after V.V. Laptev within the framework of the Russian Petrochemical Forum and the XX International Specialized Exhib.* 2022.
- Sichkovskiy I., Lukashov A., Tikhomirov E., Brusilovskiy A. Sampling of the downhole samples of reservoir oil at non-transfusing oil inflow into the well // *PRONEFT. Prof. about oil*. 2018. Vol. 10, № 4. Pp. 22–27.
- Lobanov A.A., Safarov I.F., Zvonkov M.A., Antoshkin M.V., Frolov A.S., Piskarev M.A., Harisov A. U., Koloda A.V. How technology obsolescence goes unnoticed: the history of development and new information about the work of downhole samplers // *Russian industry energy conference, 3–5 october 2023*. 2023. P. 16.
- Peak Well Systems — Product Catalog [Электронный ресурс]. URL: https://www.peakwellsystems.com/media/166846/peak_productcatalog_feb2023_web.pdf
- SIMstandard Retrieval Bridge Plug [Электронный ресурс]. URL: <https://www.peakwellsystems.com/products/flow-control/sim-system/plug-systems/sim-retrieval-bridge-plug.aspx>
- Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Lukashov A.N., Tikhomirov E.V., Zhukov V.V., Kovalenko V.A., Moscharev P.A., Zolotukhin, A. B. Systems Approach to Management of In-place Oil Downhole Samples under Current Conditions // *Nedropolzovanie XXI vek*. 2020. № 2A. Pp. 60–82.
- Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I., Tikhomirov E., Mosharev P., Struchkov I. Systematic approach to quality management of downhole sampling: analysis of current trends in Russia // *J. Pet. Sci. Eng. Elsevier*, 2021. Vol. 200, № May. P. 108338.
- Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary // *SPE Russ. Pet. Technol. Conf.* 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

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

Вячеслав Андреевич Коваленко — главный специалист по отбору проб пластовых флюидов, Группа компаний «Газпром нефть», Казанский федеральный университет

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

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

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

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

Тарас Сергеевич Юценко — кандидат физико-математических наук, руководитель направления по PVT и работе скважин, Группа компаний «Газпром нефть»

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

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

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

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

Andrey V. Yuzhaninov — Expert, Gazprom нефт company group

Vyacheslav A. Kovalenko — Chief specialist in Reservoir Fluid Sampling, Gazprom нефт company group, Kazan Federal University

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

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

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

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

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

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

Alexandra A. Okhotnikova — Program manager, Gazprom нефт company group

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

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

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ДИНАМИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЕМ ДЛЯ УСПЕШНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА «НЕБУРИМОЙ» СКВАЖИНЫ НА СЕВЕРО-ДАНИЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

© Коллектив авторов,
2024



Д.С. Криволапов^{1,*}, Т.Б. Сорока¹, А.М. Поляруш¹, В.Ю. Никитенко², А.В. Аверкин², В.Н. Вислогузов³

¹Компания «Шлюмберге», РФ, Москва

²АО «Верхнечонскнефтегаз», РФ, Иркутск

³ООО «АнгараНефть», РФ, Иркутск

Электронный адрес: DKrivolapov@slb.com

Строительство нефтяных и газовых скважин на территории России с каждым годом становится всё более сложной задачей для нефтедобывающих компаний. Одним из главных факторов является повышение сложности бурения в разрезах с непростыми геолого-техническими условиями. К таким условиям относится узкое операционное окно безопасных эквивалентных циркуляционных плотностей (ЭЦП) и связанные с ним технологические вызовы — газонефтеводопроявление (ГНВП), поглощение промывочной жидкости, обрушение ствола и т.д. Подобные условия часто встречаются в естественно-трещиноватых карбонатах. Встречаются зоны с несовместимыми геолого-техническими условиями, при вскрытии которых традиционным подходом к бурению возникает одновременное поглощение и ГНВП. Для преодоления таких зон, к примеру на Северо-Даниловском месторождении, проводился комплекс ремонтно-изоляционных работ, направленных на ликвидацию осложнений. Однако в 90 % случаев изоляция зон становится неэффективной, и единственным решением является ликвидация и зарезка нового ствола.

Цель. С целью оптимизации процесса бурения в осложнённых условиях Северо-Даниловского месторождения была внедрена технология динамического управления давлением, которая заключалась в применении специализированного оборудования, программного обеспечения и комплексного инженерного подхода для оптимизации ЭЦП в условиях узкого окна на всех операциях, а также для преодоления зон с несовместимыми условиями.

Материалы и методы. Под ожидаемые технологические вызовы проекта был разработан подход, подразумевающий гибкий переход между различными техниками контроля давления — MPD (бурение с контролем давления) и PMCD (бурение с грязевой шапкой). Для преодоления аномальных условий, выраженных в обильном вспенивании промывочных жидкостей, а также в эффекте «дыхания скважины» проводились нестандартные испытания скважины при различной репрессии/депрессии через оборудование DPM. Контроль за скважиной осуществлялся с помощью датчика забойного давления, а также путём отбора проб на выходе.

Результаты. Применение технологии динамического управления давлением и разработка нестандартных процедур позволили успешно пробурить скважину в несовместимых условиях. Внедрённый комплекс испытаний скважины через оборудование DPM позволил подобрать оптимальную методику по глушению скважины, проведению спуско-подъёмных операций с КНБК и обсадной колонной.

Заключение. Положительный опыт применения технологии DPM, а также методики и процедуры, разработанные в рамках данного проекта, помогут существенно упростить технологический цикл и сократить затраты операционного времени при строительстве скважин через рифовые постройки естественно-трещиноватых карбонатных коллекторов, где ожидается риск несовместимых условий бурения совместно с аномальным вспениванием раствора и «дыханием» скважины.

Ключевые слова: бурение с регулированием давления, естественно-трещиноватые карбонаты, несовместимые условия бурения, окно ЭЦП

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Криволапов Д.С., Сорока Т.Б., Поляруш А.М., Никитенко В.Ю., Аверкин А.В., Вислогузов В.Н. Применение технологий динамического управления давлением для успешного строительства «небуримой» скважины на Северо-Даниловском месторождении. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):117–126. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-117-126>

Статья поступила в редакцию 10.11.2023

Принята к публикации 01.12.2023

Опубликована 29.03.2024

APPLICATION OF DYNAMIC PRESSURE MANAGEMENT TECHNOLOGIES FOR SUCCESSFUL DRILLING OF THE «UNDRILLABLE» WELL AT SEVERO-DANILOVSKOE FIELD

Dmitry S. Krivolapov^{1,*}, Taras B. Soroka¹, Artem M. Polyarush¹, Viktor Y. Nikitenko², Aleksey V. Averkin², Vyacheslav N. Visloguzov³

¹Schlumberger, Russia, Moscow

²Verkhnechonskneftegaz JSC, Russia, Irkutsk

³AngaraNefit LLC, Russia, Irkutsk

E-mail: DKrivolapov@slb.com

Background. Problems, described in this paper, related to narrow equivalent circulation density (ECD) window which associated with problems such as formation fluid influx, drilling fluid losses, hole stability issues and etc. Another problem could be related to undrillable well conditions. Conventional drilling through undrillable zone in most cases will lead to simultaneous well control and losses. To overcome such well conditions at Severo-Danilovskoe field operator performs several well control operations and cement bridge installations, but in 90% cases it's unsuccessful.

The aim. To optimize the process of drilling in complex geological conditions at Severo-Danilovskoe field a dynamic pressure drilling technology was introduced. It included specialized equipment, software, and adaptive engineering approach for ECD optimization in narrow mud weight window environment as well as for drilling through undrillable zones.

Materials and methods. An adaptive approach for flexible transition for one DPM technique to another was developed for expected well complexity. For drilling in narrow mud weight window managed pressure drilling (MPD) technique was applied, and for drilling without window — pressurized mud cap drilling technique (PMCD). To overcome unexpected conditions that were met while drilling (abnormal drilling fluid foaming, wellbore ballooning) unconventional well testing performed in order to examine well behavior at different overbalance/ underbalanced conditions.

Results. Application of dynamic pressure control technology and the development of unconventional procedures made it possible to successfully drill a well with undrillable conditions. The implemented set of well tests using DPM equipment made it possible to design the optimal methodology for killing the well and carrying out tripping operations with the drilling BHA and casing string.

Conclusions. Successful experience of application of DPM technology, as well as methods and procedures developed within this project objectives, could be used to simplify the well construction in difficult environment. This approach could reduce the cost of wells with naturally fractured carbonate reservoirs where presented a high risk of conditions together with abnormal foaming of the drilling fluid and wellbore ballooning.

Keywords: managed pressure drilling, naturally fractured carbonates, undrillable conditions, ECD window

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

For citation: Krivolapov D.S., Soroka T.B., Polyarush A.M., Nikitenko V.Y., Averkin A.V., Visloguzov V.N. Application of dynamic pressure management technologies for successful drilling of the «undrillable» well at Severo-Danilovskoe field. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):117–126. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-117-126>

Manuscript received 10.11.2023

Accepted 01.12.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Строительство нефтяных и газовых скважин на территории России с каждым годом становится всё более сложной задачей для нефтедобывающих компаний. Это связано со множеством факторов, одним из которых является повышение сложности бурения: происходит постепенное снижение пластовых давлений разрабатываемых месторождений, увеличивается длина горизонтальных стволов, а также возрастает доля скважин со сложными геолого-техническими условиями. К таким условиям можно отнести узкое операционное окно эквивалентных циркуляционных плотностей (ЭЦП) и связанные с ним аварийные ситуации — газонефтеводопроявление (ГНВП), поглощение промывочной жидкости, дифференциальные прихваты и т.д.

Наиболее яркими представителями осложнённых условий являются естественно-трещиноватые карбонатные коллекторы, в которых зачастую отсутствует безопасный коридор давлений. В таком случае возникают несовместимые условия бурения, которые практически невозможно преодолеть с помощью традиционного способа бурения на репрессии. После возникновения аварии проводится комплекс работ, направленных на ликвидацию осложнений, однако в большинстве случаев компании-оператору не удаётся достичь положительного результата.

Технологии динамического управления забойным давлением (Dynamic Pressure Management, или DPM) в России позволили существенно оптимизировать процесс строительства скважин в сложных

геолого-технических условиях естественно-трещиноватых карбонатных коллекторов. Так, например, внедрение технологии DPM с азотированием промывочной жидкости на Юрубчено-Тохомском месторождении позволило пробурить скважину через рифейские отложения до целевого забоя с сокращением объёма поглощения РУО в среднем на 1000 м³, увеличить длину горизонтального ствола в среднем с 300 до 1000 м [1].

Применение технологии бурения и цементирования с управляемым давлением (или MPD / MPC) на Прохоровском месторождении в Республике Коми позволило пробурить разведочную скважину через карбонатный коллектор D₃zd (Задонский горизонт) до целевого забоя и провести спуск и цементирование хвостовика в режиме управления давлением [2].

На Северо-Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), расположенном в Иркутской области, благодаря внедрению технологии бурения с закрытым устьем (или PMCD) в период с 2021 по 2022 год удалось внедрить и отработать методику строительства скважин через рифовую постройку осинского горизонта Б1. Данный тип скважин ранее считался «небуримым» или «невозможным» для стандартного подхода. Применение стратегии бурения MPD и PMCD позволило успешно бурить и заканчивать скважины через рифовую постройку осинского горизонта Б1, что детально описано в работе [3].

Однако в процессе бурения скважины № СДМ-Х был зафиксирован комплекс новых осложнений, который не позволил

продолжать бурение стандартным подходом MPD и PMCD. Осложнения были выражены в виде обильного эффекта «дыхания» скважины и вспенивания бурового раствора при контакте с коллектором.

НЕСТАНДАРТНЫЙ ПОДХОД И ТЕХНОЛОГИЯ ДИНАМИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЕМ ПОЗВОЛИЛИ ПРОБУРИТЬ СКВАЖИНУ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ ПРИ АНОМАЛЬНОМ ВСПЕНИВАНИИ РАСТВОРА И «ДЫХАНИИ» СКВАЖИНЫ.

ЦЕЛЬ

Цель работы — оптимизация стандартного подхода к бурению с динамическим управлением давлением в несовместимых условиях Севере-Даниловского месторождения с разработкой новых методик испытания скважины.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ DPM

Динамическое управление давлением объединяет в себе множество технологий контроля давления в скважине, однако на территории Российской Федерации наиболее широкое применение нашли Managed Pressure Drilling (MPD), Underbalanced Drilling (UBD) и Mud Cup Drilling (MCD). У каждой из этих технологий существуют различные вариации, отмеченные на **рис. 1**. Каждая из представленных технологий направлена на решение конкретной задачи

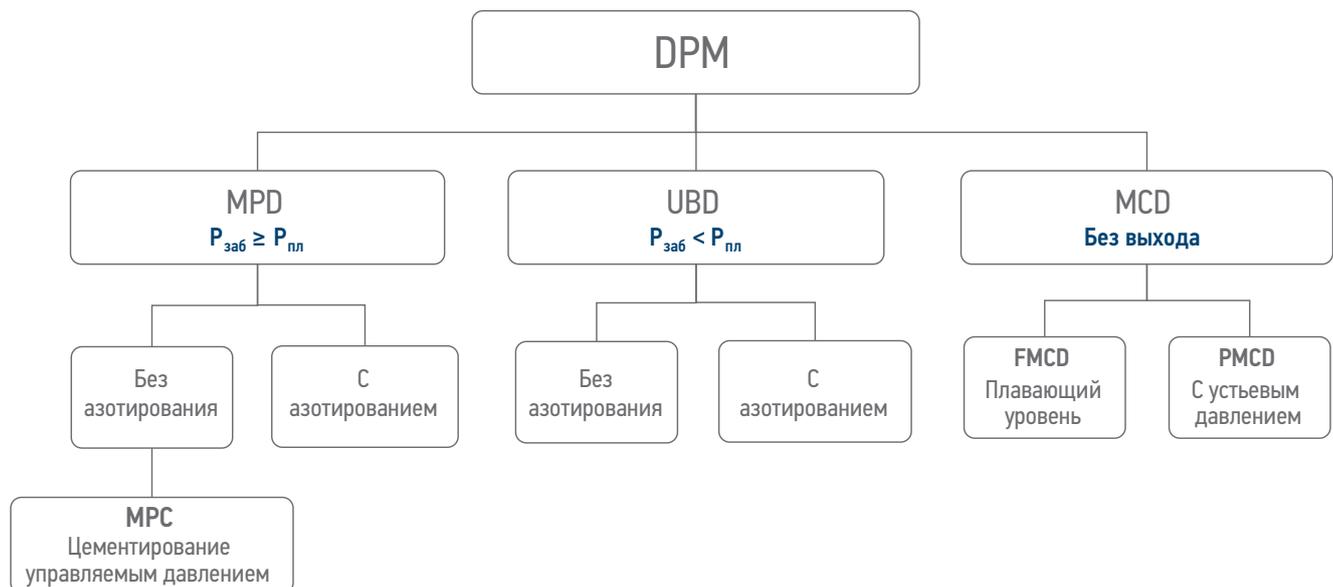


Рис. 1. Технологии динамического управления давлением, применяемые на территории РФ (Д.С. Криволапов)
Fig. 1. Dynamic Pressure Drilling Techniques applied in Russian Federation (Dmitry S. Krivolapov)

с определёнными геологическими условиями. Задачи формируются исходя из ожидаемых осложнений и целей скважины. У каждой из технологий существует безопасный диапазон градиентов давлений, которые можно увидеть на **рис. 2**.

Для MPD характерно бурение с минимальной безопасной репрессией на пласт, причём плотность промывочной жидкости может быть подобрана ниже градиента пластового давления. **Для бурения на депрессии, или UBD**, характерно поддержание ЭЦП ниже градиента пластового давления, при этом в качестве нижней безопасной границы будет выступать градиент стабильности ствола скважины. Основным ограничивающим фактором применения технологий MPD и UBD является обязательное наличие в скважине безопасного операционного окна бурения. В случае если окно отсутствует ($P_{пл} \geq P_{погл}$), необходимо применить альтернативное решение, одним из которых является **бурение с закрытым устьем, или PMCD**.

На **рис. 2** видно, что **традиционное бурение** подразумевает запас репрессии над пластовым давлением (от 5 до 10 %, в зависимости от вертикальной глубины скважины, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности...»), при этом давление в скважине близко к градиенту поглощения.

БАЗОВАЯ СТРАТЕГИЯ ПО БУРЕНИЮ НА СЕВЕРО-ДАНИЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Для бурения осложнённой скважины X на Северо-Даниловском месторождении

использовалась наработанная практика — комбинации технологий MPD и PMCD: для начала бурения секции из-под башмака использовалась технология MPD. Графическое отображение стратегии MPD для начала бурения секции представлено на **рис. 3**.

Для бурения в MPD плотность раствора была снижена до $1,5 \text{ г/см}^3$ при эквиваленте градиента пластового давления (градиента ПД) $1,79 \text{ г/см}^3$. Противодействие в циркуляции/без циркуляции составляло 31 и 51 атм, соответственно. Снижение плотности позволило сместить ЭЦП в зону ожидаемого безопасного окна и сократить затраты на химреагентах бурового раствора. В качестве целевого значения по эквивалентной циркуляционной плотности / статической плотности (ЭЦП/ЭСП) использовалось $1,83 \text{ г/см}^3 (+0,04 \text{ г/см}^3 \text{ к пластовому давлению})$.

По опыту бурения аналогичных скважин существовал высокий риск вскрытия зоны с несовместимыми условиями бурения. Для безопасного прохождения данного интервала была предусмотрена **возможность оперативного перехода от MPD в PMCD режим**, который позволяет предотвратить поступление опасных газов и флюида на устье и продолжать бурение без выхода циркуляции. Схематический процесс бурения с PMCD представлен на **рис. 4**.

Основные особенности данного метода:

- 1) устье герметизируется с помощью роторного устьевого герметизатора (РУГ). РУГ устанавливается на этапе начала бурения секции в MPD;

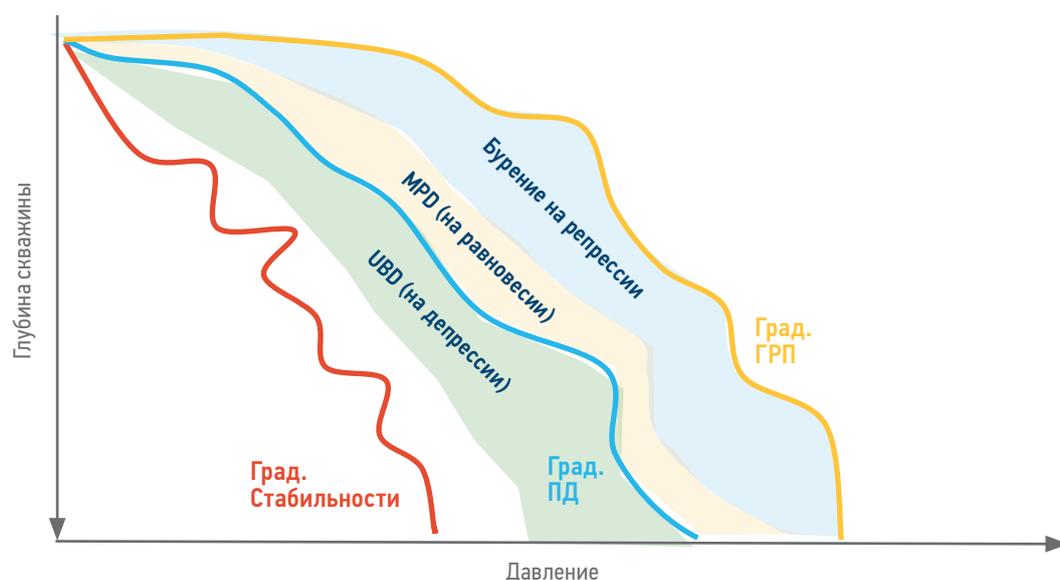


Рис. 2. Операционное окно безопасных давлений для различных технологий DPM (Д.С. Криволапов)
Fig. 2. Operating Window for Different DPM Techniques (Dmitry S. Krivolapov)

Профиль ЭЦП для различных подходов

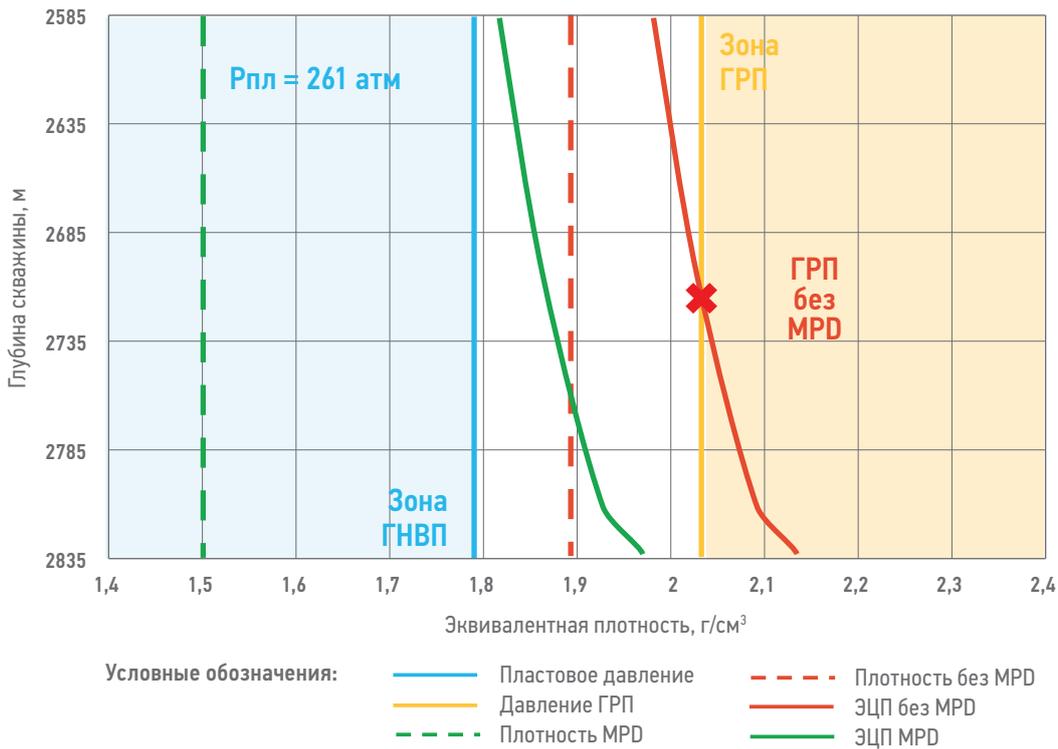


Рис. 3. Графическое отображение профиля ЭЦП для бурения с MPD и без него (Д.С. Криволапов)
 Fig. 3. ECD profile for Conventional and MPD Drilling (Dmitry S. Krivolapov)

- 2) после вскрытия зоны несовместимости дроссели MPD переводятся в закрытое положение для предотвращения ГНВП;
- 3) для оценки способности пласта принимать закачиваемые жидкости и выбуренную породу проводится тест на приёмистость;
- 4) при бурении в PMCD для закачки в трубное пространство используется техническая вода;
- 5) для оттеснения мигрирующего газа по затрубному пространству производится периодическая закачки облепченного бурового раствора. Изменение $P_{\text{затруб}}$ и $P_{\text{труб}}$ используется в качестве индикатора миграции пластового газа.

дросселями. Используется для управления профилем давления в скважине.

ОБОРУДОВАНИЕ DPM ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Для реализации проекта использовался расширенный комплекс оборудования DPM, который включал в себя:

Роторный устьевой герметизатор (РУГ) — используется для герметизации кольцевого пространства над ПВО и перенаправления потока жидкости на линию дросселирования. Конструкционная особенность РУГ позволяет беспрепятственно проводить вращение и расхаживание буровой колонны.

Двухнотурный дроссельный манифольд с полуавтоматическими гидравлическими

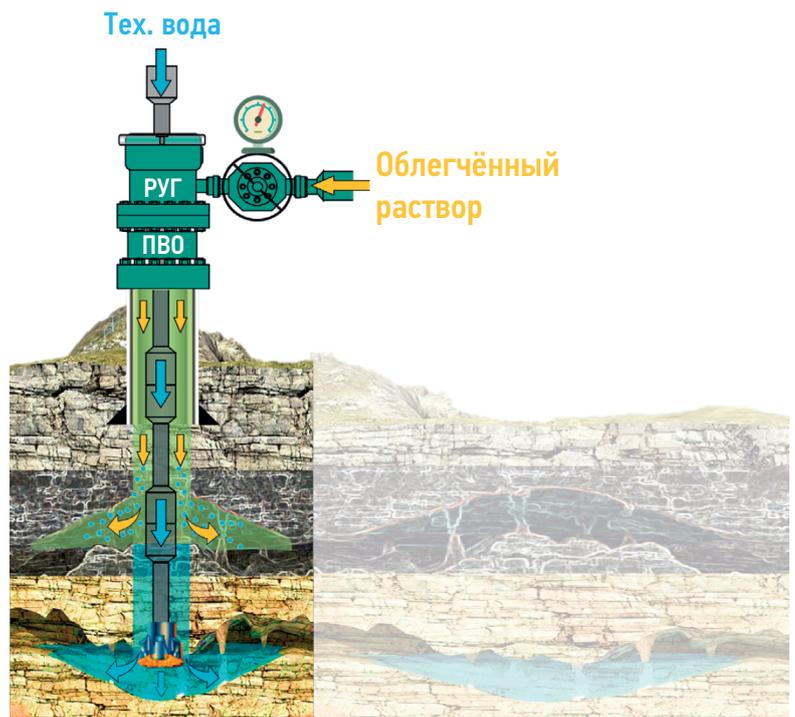


Рис. 4. Схематическое отображение процесса бурения с закрытым устьем (Д.С. Криволапов)
 Fig. 4. Schematic of PMCD drilling process (Dmitry S. Krivolapov)

Атмосферный газосепаратор — используется для сепарации свободного газа.

Факельная горелка — используется для сжигания пластового газа из раствора. Для возможности оперативного перехода из режима MPD в PMCD была предусмотрена обвязка системы MPD с оборудованием буровой установки и цементажным агрегатом. Условная схема обвязки основных элементов представления на **рис. 5**.

Для закачки раствора в затрубное пространство может также использоваться буровой насос.

РЕЗУЛЬТАТЫ

ХРОНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ X: MPD→PMCD→MPD

Для бурения секции был смонтирован комплекс оборудования MPD с газосепаратором и факельной горелкой. В рамках подготовки к вскрытию коллектора с аномальным давлением была проведена опрессовка РУГ и дроссельного манифольда на давление 200 атм, а также опрессовка обратных клапанов на давление 250 атм (для возможности работы с дифференциальным давлением до 250 атм при PMCD, когда трубы заполнены технической водой).

Начало бурения секции в режиме MPD в инт. 2585–2656 м. Режим нагрузка = 8 т; Обороты = 80–100 об/мин; момент = 13–14 кН*м, Q = 810 л/мин; $P_{тр} = 229–240$ атм, $P_{затр.бур/наращ} = 31/50$ атм, ЭЦП/ЭСП = 1,83 г/см³. Бурение проходило в штатном

режиме. Осинский горизонт Б-1 вскрыт на глубине MD 2656 м (TVD 1510 м).

На глубине 2670 м отмечено снижение трубного давления с 240 до 210 атм, зафиксирован рост объема на 1,4 м³. Было принято решение оторваться от забоя и произвести промывку с повышенным $P_{затр}$ и ЭЦП = 1,90 г/см³ до выравнивания параметров раствора: N = 30–80 об/мин; M = 11,5–13,6 кН*м; Q = 810 л/мин; $P_{тр} = 234–253$ атм. **Бурение в инт. 2670–2715 м** на следующих режимах: G = 6–12 т; N = 80–110 об/мин; M = 13–17 кН*м; Q = 810 л/мин; $P_{тр} = 130–240$ атм, $P_{затр} = 17$ атм; ЭЦП = 1,87 г/см³. $P_{затр.наращ} = 44$ атм, ЭСП = 1,87 г/см³.

На глубине 2715 м отмечено падение давления в трубном пространстве со 184 атм до 165 атм и поглощение до 5 м³/ч. Проведён тест на приёмистость — отрицательно. **Бурение продолжено в режиме MPD в интервале 2715–2742 м** на режимах: G = 5–12 т; N = 105–110 об/мин; M = 13–17 кН*м; Q = 810 л/мин; $P_{тр} = 125–130$ атм; $P_{затр} = 5$ атм; ЭЦП = 1,68 г/см³.

На глубине 2742 м отмечено вспенивание и аэрация бурового раствора. Промывка с выравниванием параметров — отрицательно. По окончании промывки провели тест на приёмистость пласта: при увеличении расхода с 2 до 10 л/с $P_{затр.нач} = 40$ атм, $P_{затр.кон} = 41$ атм, приёмистость полная. Принято решение о переходе на бурение в режиме PMCD.

Бурение в режиме PMCD в инт 2742–2754 м. Режим Q = 540 л/мин; $P_{труб} = 193$ атм; $P_{затр} = 41–66$ атм. Отмечена тенденция к росту давления в трубном и затрубном пространстве и ЭЦП с последующей потерей приёмистости. **На глубине 2754 м** принято решение

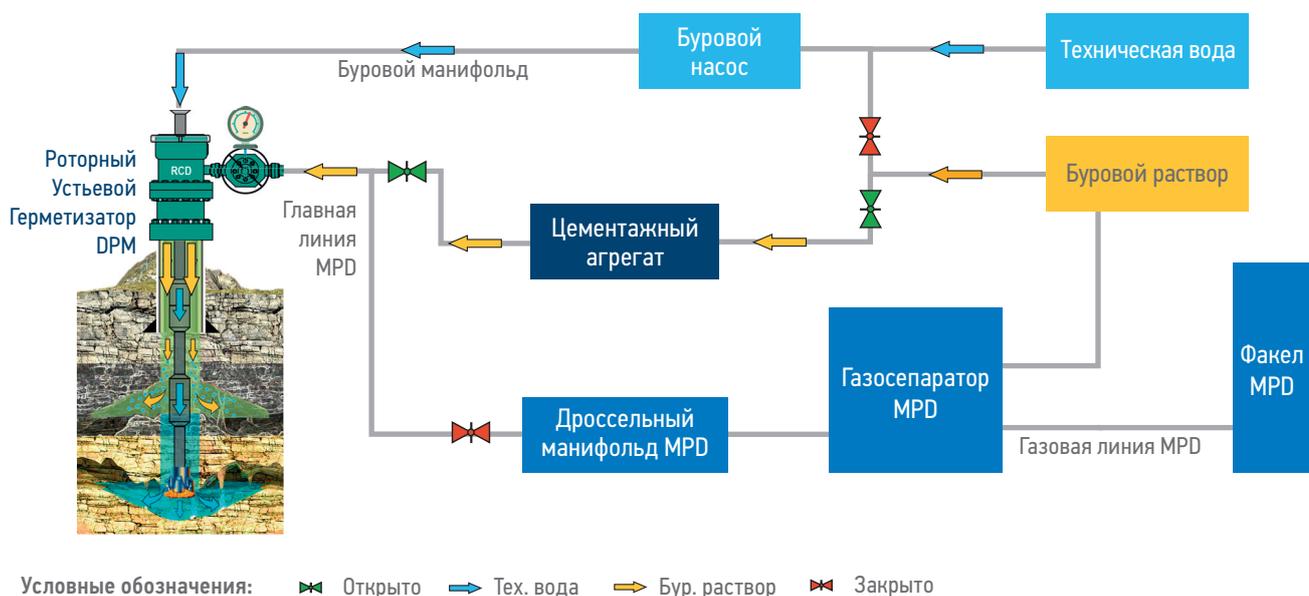


Рис. 5. Циркуляционная схема при бурении по методике PMCD (Д.С. Криволапов)
Fig. 5. Circulation system for PMCD Drilling (Dmitry S. Krivolapov)

о переходе с PMCD на MPD. В конце замещения скважины на буровой раствор плотностью 1,40 г/см³ с поддержанием ЭЦП 1,80 г/см³ отмечен выход пенистого раствора (консистенция «сваренного раствора»), падение плотности до 1,07–0,87 г/см³. Пенистый раствор переполнил газосепаратор MPD, затем буровой газосепаратор. Циркуляция была переведена на шламовый амбар, однако, после прокачки двойного объёма скважины плотность на выходе не увеличилась.

БУРЕНИЕ ДО ПРОЕКТНОГО ЗАБОЯ С ПОМОЩЬЮ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ПОДХОДА

Для продолжения углубления в сложившихся геолого-технических условиях было предложено бурение на технической воде с замыканием циркуляции через шламовый амбар. Для этого потребовалось:

- 1) собрать линию подачи технической воды из шламового амбара;
- 2) обеспечить отопление точки забора во избежание замерзания;
- 3) провести модернизацию обвязки оборудования MPD;
- 4) обеспечить постоянный завоз технической воды.

После перевода на техническую воду $P_{затр}$ на наращивании составило 116 атм. **Режим бурения со сбросом на амбар интервале 2746–2835 м:** $G = 7-12$ т; $N = 50-60$ об/мин; $M = 14-20$ кН*м; $Q = 600$ л/мин; МСП = 6–10 м/ч; $P = 150-163$ атм; $P_{затр} = 91-110$ атм; ЭЦП =

1,77–1,87 г/см³; плотность бурового раствора ~1,06 г/см³. Общую динамику параметров бурения секции с помощью различных методик можно отметить на **рис. 6**.

ПРОВЕДЕНИЕ ТЕСТА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭФФЕКТА «ДЫХАНИЯ» СКВАЖИНЫ

Для количественной оценки эффекта «дыхания» скважины и определения методики глушения было проведено тестовое глушение скважины через затрубное пространство технической водой. Тест заключался в закачке технической воды в объёме 60 м³ с режимом $Q_{вх} = 8$ л/с. В процессе теста регистрировалось изменение $P_{затр}$ на каждый 1 м³ технической воды. В результате теста получены следующие значения $P_{затр.нач} = 117$ атм, $P_{затр.кон} = 165$ атм, приращение давления составило 48 атм за 60,5 м³, или 0,8 атм/м³. Замер градиента пластового давления по трубному тесту составлял 1,75 г/см³. Расчётная плотность глушения с учётом запаса по регрессии на компенсацию дыхания составила 1,90 г/см³. Результаты тестового глушения отмечены на **рис. 7**.

Далее проводились работы по глушению скважины. **Глушение №1** — через затрубное пространство раствором 1,90 г/см³ на пониженном расходе $Q = 240$ л/мин. $P_{затр.нач} = 112$ атм, $P_{затр.кон} = 20$ атм, на выходе пена. Результат отрицательный.

Глушение №2 — через трубное пространство раствором 1,90 г/см³. Глушение проводилось после промывки скважины технической



Рис. 6. Изменение параметров бурения с DPM по мере углубления скважины (Д.С. Криволапов)
Fig. 6. The dynamic of drilling parameters while drilling ahead with DPM (Dmitry S. Krivolapov)

Приращение давления на тестовом глушении

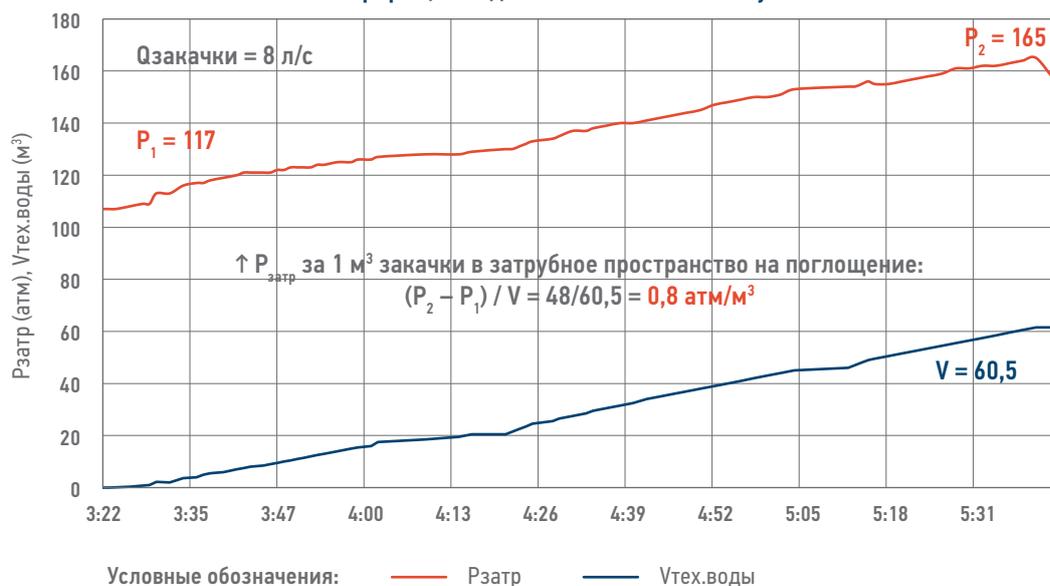


Рис. 7. Определение эффекта «дыхания» скважины (Д.С. Криволапов)
 Fig. 7. Examination of ballooning effect (Dmitry S. Krivolapov)

водой со сбросом на амбар. В конце прокачки максимальная плотность на выходе составила 1,71 г/см³ при расходе Q=240 л/мин. После остановки насоса и герметизации скважины $P_{затр.нач} = 22,5$ атм.

ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ МЕТОДИКИ ГЛУШЕНИЯ

После анализа данных было сделано предположение, что ранее определённый градиент пластового давления 1,72 г/см³ был получен с учётом эффекта «дыхания» скважины, когда коллектор уже был насыщен буровым раствором/тех. водой и находился под напряжением.

Для исключения влияния эффекта «дыхания» скважины было проведено испытание скважины с поэтапным снижением противодавления (ЭЦП по датчику начальный = 1,75 г/см³, конечный = 1,35 г/см³) через оборудование МРД при промывке через амбар. После каждого этапа проводился полный цикл промывки с постоянным давлением и отбором проб жидкости на выходе (наличие

УВ было триггером к остановке испытаний). Затем скважина герметизировалась на дросселе МРД и проводился тест по определению истинного $P_{труб.изб.}$, которые представлены в **таблице 1**.

Из таблицы видно, что по результатам последних четырёх ступеней промывки с ЭЦП среднее значение эквивалента градиента пластового давления составило 1,7 г/см³.

Глушение №3 — через затрубное пространство раствором 1,90 г/см³ после разряжения до 1,47 г/см³: $P_{затр.изб}$ до глушения = 116 атм, $P_{затр.изб}$ после глушения = 0 атм в течение 130 мин. Данный результат позволил провести сборку и спуск хвостовика и по опыту работ на аналогичных скважинах Северо-Даниловского месторождения являлся удовлетворительным для проведения окончательных работ.

СПУСК И АКТИВАЦИЯ ОК-114 ММ

Для оптимизации затрат времени на подготовку и спуск КНБК с открытым устьем в условиях несовместимости оснастка хвостовика и обсадные трубы были заранее собраны

Таблица 1. Замер $P_{труб.изб}$ после цикла циркуляции с ЭЦП 1,52–1,35 г/см³
 Table 1. Shut-in drill pipe pressure after circulation with ECD 1.52–1.35 g/cm³

Параметры	ед. изм.	Режим промывки перед тестом в объёме $V_{затр}$			
		ЭЦП 1,52 г/см ³	ЭЦП 1,47 г/см ³	ЭЦП 1,40 г/см ³	ЭЦП 1,35 г/см ³
$P_{труб}$ — давление открытия клапана	атм	62	57	45	56,5
Эквивалент градиента ПД	г/см ³	1,461	1,469	1,391	1,466
Плотность глушения по ПБГП (+5 %)	г/см ³	1,534	1,542	1,461	1,539

и установлены на подсвечник. Для контроля рисков прорыва притока по трубному пространству при спуске под давлением в состав оснастки было включено 2 ЦКОДа. Перед спуском хвостовика было проведено превентивное глушение скважины с закрытыми глухими плашками. Далее проведён оперативный спуск хвостовика до глубины монтажа подшипникового узла РУГ, после чего спуск продолжен до забоя под давлением до 80 атм. Активация подвески и пакеров прошла успешно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С применением технологий динамического управления забойным давлением было успешно завершено строительство осложнённой скважины через рифовую постройку осинского горизонта на Северо-Даниловском месторождении. В рамках данной работы были достигнуты следующие результаты.

1. Оптимизирован стандартный подход бурения с MPD для возможности бурения

- скважины в аномальных геологических условиях. Данная оптимизация позволила добурить скважину до проектного забоя.
2. С помощью оборудования MPD было успешно проведено испытание по определению эффекта «дыхания» скважины. Полученная информация позволила определить проблематику низкой эффективности глушений (две неудачные попытки).
3. Разработана методика испытаний с поэтапным разряжением скважины с контролем ЭЦП и отбором проб на выходе, что позволило определить истинное пластовое давление и провести успешное глушение скважины.

Внедрённые методики помогут существенно упростить технологический цикл и сократить затраты операционного времени при строительстве аналогичных скважин через рифовые постройки естественно-трещиноватых карбонатных коллекторов, где ожидается риск несовместимых условий бурения совместно с аномальным вспениванием раствора и «дыханием» скважины.

Список литературы

1. Krivolapov D., Soroka T., Dobrokhleb P., Krepostnov D., Ganiev D. A New Era in Multilateral Drilling in High Fractured Abnormal Reservoirs — Multiphase MPD // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 2018. <https://doi.org/10.2118/191512-MS>
2. Krivolapov D., Soroka T., Polyarush A., Balalaev V., Lobastov D., Ivanov P., Valisevich A., Smolev D., Frankov D. Successful application of Managed Pressure Drilling and Cementing on exploration well at Prohorovskoe Oil Field // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 2021. <https://doi.org/10.2118/206449-MS>
3. Krivolapov D., Masalida I., Polyarush A., Visloguzov V. Successful implementation of PMCD technology for drilling and completing the well in undrillable conditions at S-D oilfield // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 2021. <https://doi.org/10.2118/206456-MS>

References

1. Krivolapov D., Soroka T., Dobrokhleb P., Krepostnov D., Ganiev D. A New Era in Multilateral Drilling in High Fractured Abnormal Reservoirs — Multiphase MPD // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 2018. <https://doi.org/10.2118/191512-MS>
2. Krivolapov D., Soroka T., Polyarush A., Balalaev V. Successful application of Managed Pressure Drilling and Cementing on exploration well at Prohorovskoe Oil Field // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 2021. <https://doi.org/10.2118/206449-MS>
3. Krivolapov D., Masalida I., Polyarush A., Visloguzov V. 2021. Successful implementation of PMCD technology for drilling and completing the well in undrillable conditions at S-D oilfield. *Russian Petroleum Technology Conference*, 2021. <https://doi.org/10.2118/206456-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.С. Криволапов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял активное участие в разработке методик по испытанию скважин, а также специальных процедур. Контролировал процесс проведения экспериментов и проводил обработку полученных результатов.

Т.Б. Сорока — принял активное участие в подготовке текста статьи, а также в процессах согласования работы с другими участниками.

А.М. Поляруш — принял активное участие в разработке финальной версии статьи,

Dmitry S. Krivolapov — designed the concept of the paper, prepared the text, took an active part in the development of well testing methods, as well as special procedures. Monitored the process of conducting experiments and processed the results obtained.

Taras B. Soroka — took an active part in preparing the text of the article, as well as in the processes of coordinating the work with other participants.

Artem M. Polyarush — took an active part in the development of the final version of the article and finally approved the published version.

В.Ю. Никитенко — оказал экспертную поддержку в области управления скважиной при ГНВП, проведении аварийных работ, а также в испытании скважины. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.В. Аверкин — оказал экспертную поддержку в области управления скважиной при ГНВП, проведении аварийных работ, а также в испытании скважины.

В.Н. Вислогужов — оказал экспертную поддержку в области управления скважиной при ГНВП, проведении аварийных работ, а также в испытании скважины.

Viktor Y. Nikitenko — provided expert support in the field of well control during hydraulic oil injection, emergency work, and well testing. Finally approved the published version of the article.

Aleksey V. Averkin — provided expert support in the field of well control during hydraulic oil injection, emergency work, and well testing.

Vyacheslav N. Visloguzov — provided expert support in the field of well control during hydraulic oil injection, emergency work, and well testing.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дмитрий Сергеевич Криволапов* — руководитель инженерной службы по бурению с регулированием давления, компания «Шлюмберже», 125171, Россия, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16а, стр. 3.
e-mail: Dkrivolapov@slb.com
ResearchGate: <https://www.researchgate.net/profile/Dmitry-Krivolapov-2>

Тарас Богданович Сорока — руководитель направления по бурению с регулированием давления, компания «Шлюмберже», 125171, Россия, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16а, стр. 3.

Артём Михайлович Поляруш — исполнительный директор, компания «Шлюмберже», 125171, Россия, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16а, стр. 3.

Виктор Юрьевич Никитенко — заместитель генерального директора по бурению, АО «Верхнеконскнефтегаз», 664025, Россия, г. Иркутск, пр. Большой Литейный, стр. 3.

Алексей Викторович Аверкин — начальник отдела технологии и инжиниринга бурения, АО «Верхнеконскнефтегаз», 664025, Россия, г. Иркутск, пр. Большой Литейный, стр. 3.

Вячеслав Николаевич Вислогужов — заместитель генерального директора по бурению ООО «АнгараНефть», 664056, Россия, г. Иркутск, ул. Академическая, д. 54/4.

Dmitry S. Krivolapov* — MPD drilling engineering manager, Schlumberger
16A, 3, Leningradskoe highway, 125171, Moscow, Russia.
e-mail: Dkrivolapov@slb.com
ResearchGate: <https://www.researchgate.net/profile/Dmitry-Krivolapov-2>

Taras B. Soroka — Product & service delivery manager, Schlumberger
16A, 3, Leningradskoe highway, 125171, Moscow, Russia.

Artem M. Polyarush — Director, Schlumberger
16A, 3, Leningradskoe highway, 125171, Moscow, Russia.

Viktor Y. Nikitenko — Deputy general director of drilling, Verkhnechonskneftegaz JSC
3, Bolshoy Liteyni avenue, 664007, Irkutsk, Russia.

Aleksey V. Averkin — Manager of drilling engineering department, Verkhnechonskneftegaz JSC
3, Bolshoy Liteyni avenue, 664007, Irkutsk, Russia.
e-mail: AVAverkin@rosneft.ru

Vyacheslav N. Visloguzov — Deputy general director of drilling, AngaraNeft LLC
54/4, Academicheskaya str., 664056, Irkutsk, Russia.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ МОДУЛЯ ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

© Коллектив авторов,
2024



М.М. Хасанов¹, М.А. Черевко², А.Ю. Губарев³, С.В. Лахтионов^{1,*}, Д.М. Чукин⁴, Е.Н. Ишметьев⁴

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

²ООО «Нефтесервисные решения», РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Инженерно-Технологический Сервис», РФ, Ноябрьск

⁴Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, РФ, Магнитогорск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Наряду с широким использованием автоматизации, цифровизации, систем удалённого управления и мониторинга, в том числе видеоконтроля, на различных этапах нефтегазовых проектов в некоторых операциях бурения до сих пор применяются технологии второй половины прошлого века. В первую очередь это относится к системе контроля технологических параметров буровых растворов. В статье авторы представляют основные результаты технологического проекта «Поток», реализация которого позволяет автоматизировать данный процесс.

Цель. Разработка оборудования для обеспечения непрерывного мониторинга параметров бурового раствора, направленного на снижение рисков возникновения осложнений в процессе бурения, таких как газонефтеводопроявления, неудовлетворительная очистка ствола, загрязнение (изменение требуемых параметров) бурового раствора и прочие.

Материалы и методы. Анализ коммерческих продуктов, представленных на рынке, показал, что большая часть предложенных на рынке устройств осуществляет мониторинг ограниченного перечня параметров буровых промывочных жидкостей, что не обеспечивает необходимого уровня контроля за технологическими параметрами раствора, в том числе и в режиме удалённого мониторинга [1]. Таким образом, необходимо отметить серьёзную востребованность отечественной отрасли в разрабатываемом технологическом решении.

Результаты. В рамках реализации проекта проведено значительное количество исследований, определен перечень измеряемых характеристик и экспериментально подтверждены основные физические принципы измерений, методики и механизм отбора проб. Работы по НИОКР были завершены успешно.

Заключение. Опытно-промышленные работы, проведённые в эксплуатационных условиях, показали перспективность применения разработанной технологии. Тиражирование испытанного технологического решения в периметре группы компании «Газпром нефть» начнётся с 2024 года.

Ключевые слова: буровой раствор, методы измерений, параметры буровых растворов, гидравлические расчёты в бурении, удалённый мониторинг

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Хасанов М.М., Черевко М.А., Губарев А.Ю., Лахтионов С.В., Чукин Д.М., Ишметьев Е.Н. Результаты опытно-промышленных работ модуля для непрерывного мониторинга технологических параметров буровых промывочных жидкостей. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):127–136. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-127-136>

Статья поступила в редакцию 30.10.2023

Принята к публикации 14.11.2023

Опубликована 29.03.2024

MODULE (DEVICE) "DRILLING MUD ANALYZER" FOR CONTINUOUS MONITORING OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF DRILLING FLUIDS

Mars M. Khasanov¹, Mikhail A. Cherevko², Alexey Y. Gubarev³, Sergey V. Lakhtionov^{1,*}, Dmitry M. Chukin⁴, Evgeny N. Ishmetyev⁴

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Oilfield service solutions LLC, RF, Saint Petersburg

³Engineering and Technological Service LLC, RF, Noyabrsk

⁴Magnitogorsk State Technical University, RF, Magnitogorsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Despite the widespread use of automation, digitalization, remote control and monitoring systems, including video monitoring, at various stages of oil and gas projects, technologies from the second half of the last century are still used in some drilling operations. First of all, this applies to the system for monitoring the technological parameters of drilling fluids. In the article, the authors present the main results of the technological project "Flow", the implementation of which makes it possible to automate this process.

Aim. The purpose of the project is to develop the equipment for continuous monitoring of drilling mud parameters. It will help to reduce drilling risks such as: gas oil and water inflow, unsatisfactory cleaning of the well, contamination of drilling mud and others.

Materials and methods. Analysis of commercial products presented on the market shows, that most of the devices have limited list of registered parameters of drilling mud. Therefore, it cannot fully provide the necessary level of drilling mud control and makes impossible of use remote monitoring mode. In addition, the supply of foreign high-tech products is limited by the sanctions regime.

Results. As part of the project, a significant amount of research was carried out. Scientist hypotheses were verified. The list of measured characteristics is determined and the basic physical principles of measurements, methods and sampling mechanism are experimentally confirmed. The R&D work accepted successfully.

Conclusion. Experimental work carried out in operational conditions at drilling rig proves the performance of technology. Mass implementation of this equipment in the Gazprom neft will start in 2024.

Keywords: drilling fluids, measurement methods, drilling fluids parameters, hydraulic calculations in drilling, remote monitoring

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

For citation: Khasanov M.M., Cherevko M.A., Gubarev A.Y., Lakhtionov S.V., Chukin D.M., Ishmetyev E.N. Module (device) "drilling mud analyzer" for continuous monitoring of technological parameters of drilling fluids. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):127–136. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-127-136>

Manuscript received 30.10.2023

Accepted 14.11.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что бурение скважин является довольно консервативной отраслью нефтегазовой промышленности. Процессы обновления подходов, организационно-технологических решений, внедрение методов автоматизации и цифровизации происходят достаточно медленно. Несмотря на развитие средств автоматизации и цифровизации, довольно часто можно встретить операции, где ручной труд всё ещё превалирует над техническими устройствами: при спуско-подъёмных операциях, при использовании буровых ключей, пневматических клиньев ротора, верхне-го-силового привода и т.д. Также процессы, связанные с измерением и регистрацией параметров буровых растворов, контролируются в ручном режиме с использованием стандартной лаборатории для исследований, в соответствии с методиками Американского нефтяного института. Дискретность таких измерений не отвечает требованиям современного уровня развития технологий и подвержена влиянию человеческого фактора. Зачастую возникает ситуация, когда одна и та же проба раствора, исследуемая двумя разными специалистами, в силу объективных причин (уровень квалификации, цветоощущение для калориметрических методов и т.д.) даёт различные результаты. Кроме того, из-за отсутствия чётких критериев качества работы сервисного подрядчика по буровым

растворам принимаемые решения могут быть не всегда объективны. С целью повышения качества процесса бурения требуется применение устройств автоматизированного измерения параметров буровых растворов. В этой статье пойдёт речь об одном из подобных устройств, разработанных группой компаний «Газпром нефть» в результате реализации технологического проекта «Поток».

ЦЕЛЬ. ПРЕДПОСЫЛКИ И ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ МОДУЛЯ «АНАЛИЗ БУРОВОГО РАСТВОРА» (МАБР). КОМПОНОВКА И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

В период с 2020 по 2022 г. группа компаний «Газпром нефть» и МГТУ им. Г.И. Носова реализовали проект по разработке автоматизированного устройства для измерения параметров бурового раствора. В 2023 г. на одном из месторождений группы компаний «Газпром нефть» были проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по испытанию разработанного устройства и способа измерения.

Предпосылки для разработки подобного устройства были следующие.

1. Обеспечить оперативную передачу данных в систему удалённого мониторинга бурения для корректировки параметров режимов бурения и увеличения скорости реагирования на возможные отклонения

технологических параметров буровых растворов от проектных значений.

2. Исключить человеческий фактор для обеспечения инструментальной фиксации технологических параметров бурового раствора и получения объективных данных, не зависящих от степени подготовки и опыта персонала на буровой; снизить количество персонала на опасном производственном объекте.
3. Сформировать базу данных технологических параметров буровых растворов по времени и глубине для детального анализа и сопоставления с другими технологическими параметрами процесса бурения, что позволит проводить работы с большими данными и оптимизировать процесс бурения и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважин.

Разработка относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к технологиям контроля и управления процессом бурения. Подобное устройство может использоваться как опция в расширенном комплексе станции геолого-технологического контроля (исследований), так и отдельно, в составе буровой установки.

Основные экономические эффекты связаны со следующими направлениями.

1. Снижение доли непроизводительного времени по причине отклонения параметров бурового раствора от проектных значений.
2. Увеличение скорости реагирования на возможные отклонения технологических свойств бурового раствора от проектных значений и, как следствие, сокращение количества химреагентов и материалов, необходимых для их восстановления.
3. Снижение количества персонала сервисного подрядчика по буровым растворам за счёт снижения доли загрузки инженера для непосредственного лабораторного (ручного) тестирования бурового раствора.
4. Снижение затрат или полный отказ от услуг подрядной организации, осуществляющей аудит сервисного подрядчика по буровым растворам. В их функционал, как правило, входит проведение контрольных замеров при реализации ответственных этапов буровых работ (спуск обсадных колонн, проведение ГИС, ГДИ и т.д.).
5. Предупреждение возникновений аварий и осложнений в процессе бурения скважин по причине отклонения параметров и свойств бурового раствора от проектных значений.

Анализ, проведённый в группе компаний «Газпром нефть», показывает, что экономический эффект для основной доли эксплуатационных скважин, в зависимости от месторождения и сложности проекта, может достигать существенных значений.

В РАЗРАБОТАННОМ МОДУЛЕ ЧАСТОТА ЗАМЕРОВ РАЗЛИЧНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРОВОГО РАСТВОРА В 70–75 РАЗ ВЫШЕ, ЧЕМ ПРИ СТАНДАРТНОМ РУЧНОМ РЕЖИМЕ.

Разработка устройства велась в несколько этапов и включала в себя:

1. Анализ рынка и технологий. Патентный поиск.
2. Проведение исследований и разработка концепции измерения параметров бурового раствора разрабатываемым устройством.
3. Проектирование и изготовление лабораторного стенда устройства.
4. Разработка математических моделей и программного обеспечения.
5. Тестирование устройства в лабораторных условиях. Подготовка опытно-промышленного образца.
6. Проведение ОПР на объекте группы компаний «Газпром нефть».

В начале 2023 г. проектная команда вышла на заключительный этап — проведение опытно-промышленных работ.

До начала ОПР была проведена подготовительная работа, связанная с необходимостью получения разрешительной документации, позволяющей применять разработанное устройство на опасном производственном объекте. Все необходимые условия были выполнены, разрешительная документация получена, в том числе, по взрыво- и пылевладозащите для зоны I и IP56, соответственно.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Окончательная компоновка и внешний вид опытно-промышленного образца модуля «Анализ бурового раствора» (МАБР) представлен на **рис. 1**, где номерами обозначены: 1 — питающий насос, подающий буровой раствор на модуль и обеспечивающий подачу раствора на измерительный капилляр в различных режимах; 2 — измерительный капилляр с датчиками давления. Основная часть трубного вискозиметра, служащего для определения реологических характеристик бурового раствора;

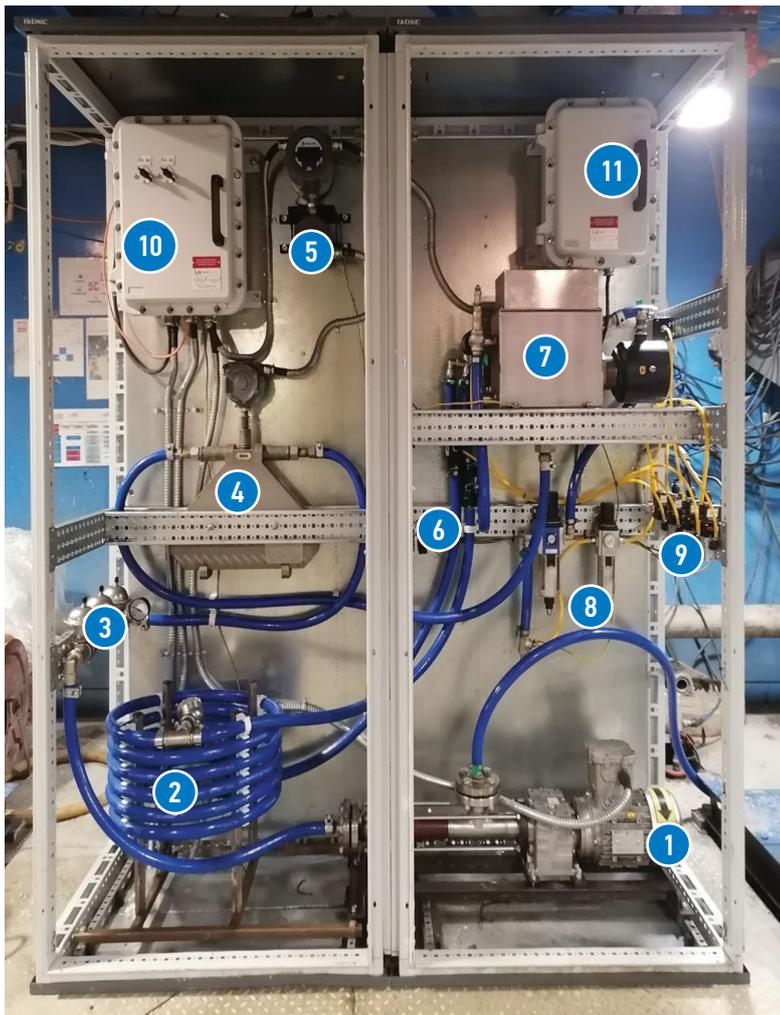


Рис. 1. Компоновка опытно-промышленного образца модуля анализа бурового раствора, размещённого на буровой установке, при проведении ОПР. Составлено авторами

Fig. 1. The layout of the pilot sample of the drilling mud analysis module placed on the drilling rig during the pilot work. Figure prepared by the authors

- 3 — блок гасителей пульсации давления, служащих для обеспечения плавности потока жидкости и повышения точности измерений трубного вискозиметра;
- 4 — измерительный элемент кориолисового расходомера;
- 5 — блок управления и вывода данных кориолисового расходомера;
- 6 — автоматический кран регулировки для обеспечения различных режимов потока;
- 7 — измерительная ёмкость с датчиками определения электро-физико-химических параметров бурового раствора. Ёмкость оборудована нагревательным элементом для обеспечения возможности имитации скважинных температур с целью прогнозирования динамики изменений параметров в зависимости от температуры по мере углубления скважины или унификации температуры замера с требованиями Заказчика;
- 8 — блок подготовки сжатого воздуха;

9 — пневматическая запорная арматура, обеспечивающая работу модуля в автоматическом режиме;

10 — блок управления, сбора и обработки данных №1;

11 — блок управления и обработки данных №2 с передающей антенной, обеспечивающий проводную и беспроводную передачу измеряемых параметров на станцию геолого-технологических исследований (ГТИ).

На **рис. 1** стенки пылевлагозащитного корпуса демонтированы для демонстрации компоновки модуля внутри пылевлагозащитного корпуса. Модуль представляет из себя вертикальный металлический шкаф со следующими габаритными размерами: 1800*1600*600 мм (В*Ш*Г) с весом, включая питающий винтовой насос, 350 кг.

Для функционирования модуля необходимо подключение к следующим системам, предусмотренным в составе буровой установки:

- к электросети напряжением 380 В (электропитание систем модуля);
- к системе подачи сжатого воздуха (управление запорной арматурой и продувка трубопроводов);
- к системе подачи технической воды (промыть трубопроводов).

Модуль может размещаться в любом месте насосно-ёмкостного блока с возможностью отбора, измерения и сброса пробы бурового раствора в активную ёмкость бурового раствора в эшелоне буровой установки. Как показали проведённые ОПР, наиболее целесообразно размещать оборудование на ёмкостях для хранения бурового раствора в эшелоне буровой установки.

Модуль является полностью автономной единицей оборудования и передаёт готовые данные (измеренные или рассчитанные) по проводному или беспроводному каналу передачи, либо на станцию ГТИ, либо напрямую на WITS-ML сервер. Схема передачи данных приведена на **рис. 2**.

Перечень параметров, измеряемых опытно-промышленным образцом, представлен в **табл. 1**. Модуль производит измерение для растворов как на водной, так и углеводородной основе. Определение типа бурового раствора производится автоматически после отбора пробы из активной ёмкости.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПРИМЕНЕНИЯ МОДУЛЯ «АНАЛИЗ БУРОВОГО РАСТВОРА»

На **рис. 3–5** приведены данные по динамике изменения параметров буровой промысловочной жидкости в зависимости от глубины скважины, полученные в результате

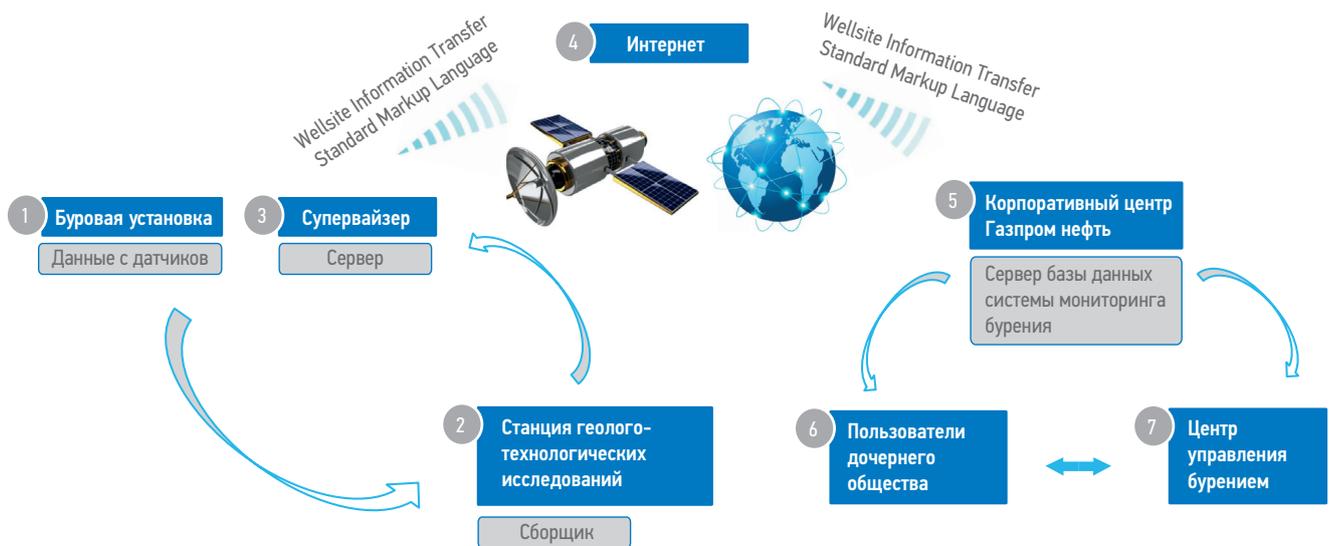


Рис. 2. Схема передачи данных с модуля «Анализ бурового раствора» удалённым пользователям. Составлено авторами
 Fig. 2. Data transmission scheme from the Drilling Mud Analysis module to remote users. Figure prepared by the authors

проведения ОПР модуля «Анализ бурового раствора» на одной из скважин месторождения группы компаний «Газпром нефть». С использованием разработанного оборудования был пробурен горизонтальный ствол (фишбон №2) в интервале 3750–4850 м. Бурение велось с применением прямой эмульсии с содержанием углеводородной составляющей от 10 до 16 об. %.

Круглыми маркерами (●) на рисунках представлены значения параметров, полученные с модуля, треугольными маркерами (▲) представлены значения параметров бурового раствора (АНИ), полученные при стандартном замере представителем инженерного сервиса по буровым растворам.

Данные, представленные на рисунках, наглядно демонстрируют, что дискретность измерений в автоматизированном режиме кратно выше, чем измерения, сделанные в ручном режиме. Период измерений в автоматизированном режиме составлял 6–8 мин, что в 70–75 раз чаще стандартных ручных измерений. При этом необходимо отметить, что одним из КПЭ проводимого ОПР являлось обеспечение максимальной частоты измерений. В целом МАБР позволяет производить настройку дискретности измерений с любым необходимым Заказчику интервалом, большим минимального времени изменения. На рисунках видно, что сходимость результатов измерений в автоматическом и ручном режимах находятся на высоком уровне как по значениям, так и по трендам изменения параметров. Исключение составляют реологические параметры по стандарту АНИ, полученные в результате расчётов (рис. 4). При этом необходимо отметить, что исходные

данные для расчётов определялись разными способами вискозиметрии (ротационный и трубный), имеют различный алгоритм расчёта, а также измерялись при различных температурах пробы. Автоматизированный замер производился непосредственно из рабочей ёмкости, стандартный замер производился при температуре 49 °С.

Таблица 1. Перечень измеряемых параметров модулем «Анализ бурового раствора» для растворов на водной (РВО) и углеводородной основе (РУО)
 Table 1. The list of measured parameters by the Drilling Mud Analysis module for Water Based (WBM) and Oil Based mud (OBM)

№	Наименование	Единицы измерения	РУО	РВО
1.	Температура	°С	+	+
2.	Плотность	г/см ³	+	+
3.	рН	–		+
4.	Удельное электрическое сопротивление	Ом*м	+	+
5.	Содержание углеводородов	Об. %	+	
6.	Содержание воды	Об. %	+	
7.	Минерализация	мг/л		+
8.	Электростабильность	В	+	
9.	Пластическая вязкость (АНИ)	мПа*с (сП)	+	+
10.	ДНС (АНИ)	фунт/100 фут ²	+	+
11.	СНС _{10сек} (АНИ)	фунт/100 фут ²	+	+
12.	Показатель нелинейности	–	+	+
13.	Показатель консистенности	Па*с ⁿ	+	+
14.	Предельное напряжение сдвига (LSYP)	фунт/100 фут ² (Па)	+	+
15.	Содержание смазки	Об. %		+

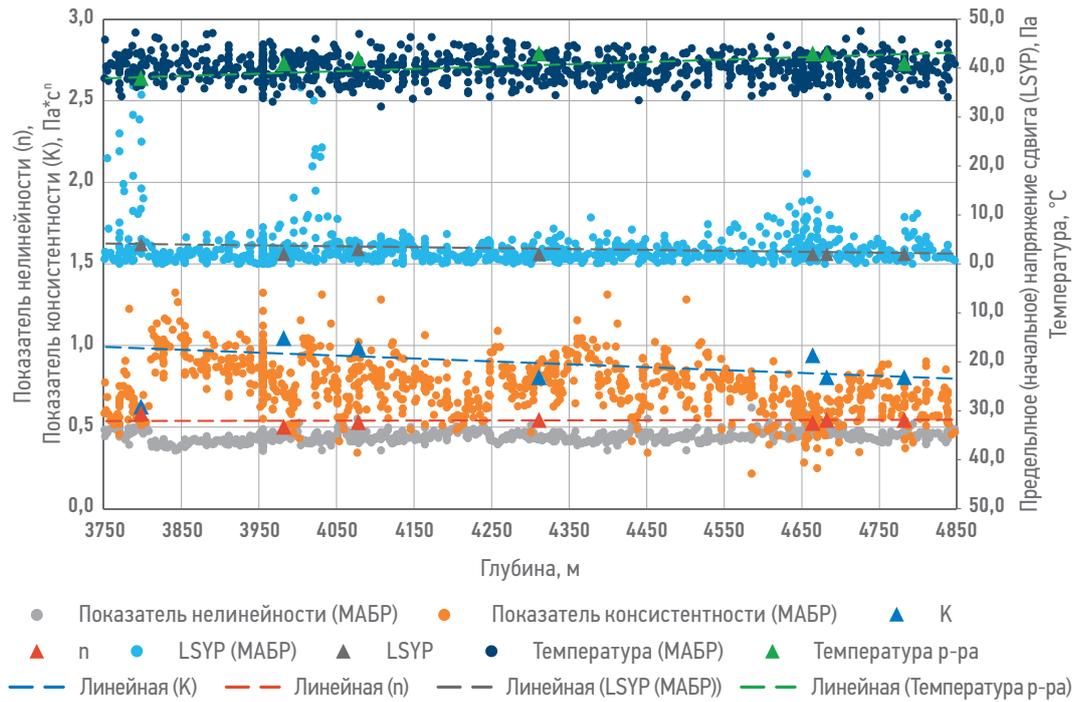


Рис. 3. Динамика изменений реологических констант бурового раствора для модели Гершеля — Балкли и температуры. Условные обозначения: K — показатель консистенции, n — показатель нелинейности, LSYP — предельное (начальное) напряжение сдвига и температуры бурового раствора в зависимости от глубины для автоматизированного (МАБР — модуль «Анализ бурового раствора») и стандартного метода измерений.

Составлено авторами

Fig. 3. Dynamics of changes in rheological constants of drilling mud for the Herschel — Bulkley model and temperature. Legend: consistency index, non-linearity index, limiting (initial) shear stress and drilling mud temperatures depending on depth for automated module and standard measurement methods. Figure prepared by the authors

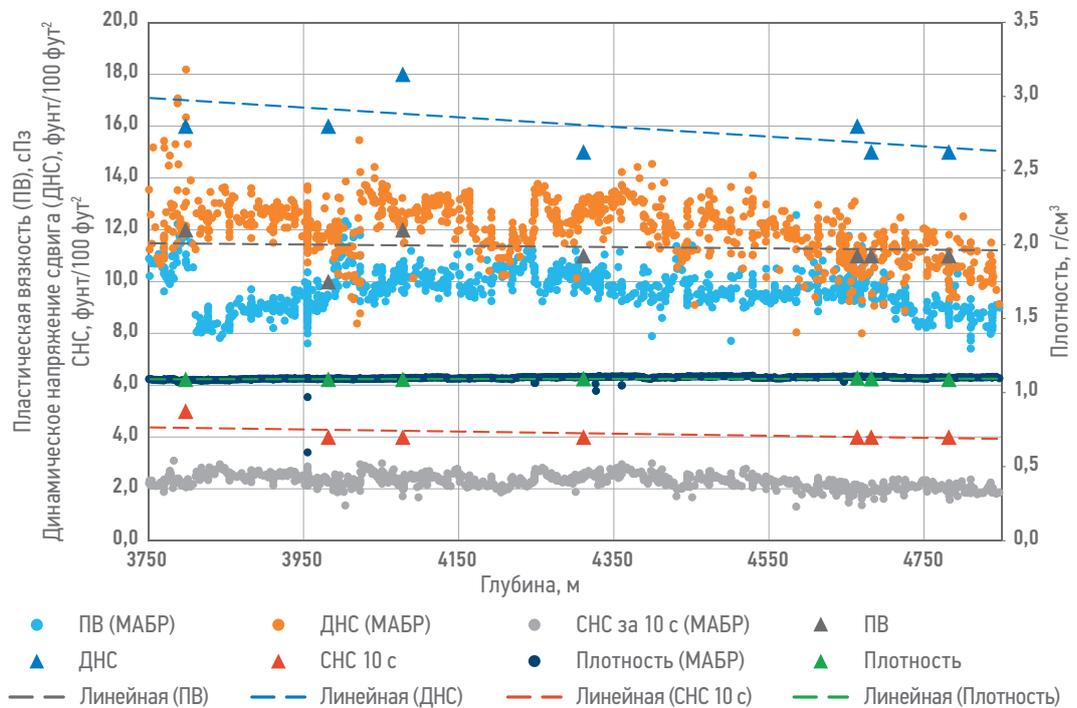


Рис. 4. Динамика изменений плотности, статического напряжения сдвига и реологических констант по стандарту Американского нефтяного института бурового раствора в зависимости от глубины для автоматизированного и стандартного метода измерений. Условные обозначения: МАБР — модуль «Анализ бурового раствора»; PV — пластическая вязкость; DNC — динамическое напряжение сдвига; CHC_{10с} — статическое напряжение сдвига за 10 секунд. Составлено авторами

Fig. 4. Dynamics of changes in density, static shear stress and rheological constants according to the standard of the American Petroleum Institute of drilling mud, depending on the depth for an automated and standard measurement method. Legend: МАБР — module «Drilling Mud Analyzer»; PV — Plastic Viscosity; DNC — Yield Point; CHC_{10с} — Gel_{10с}. Figure prepared by the authors

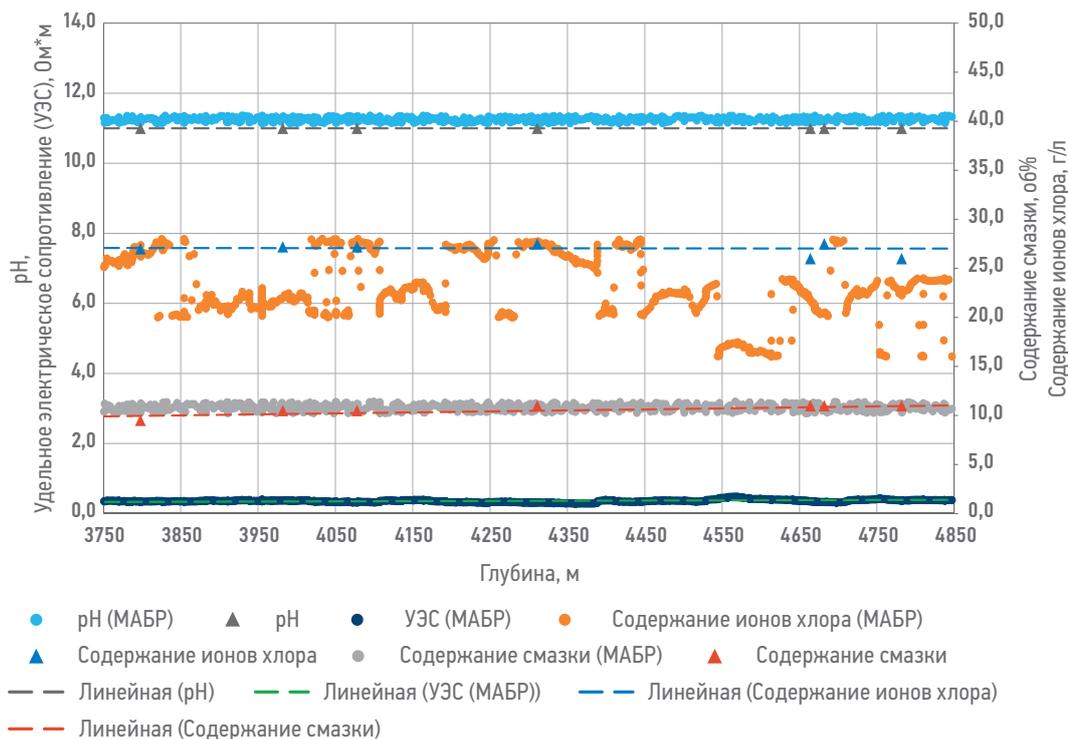


Рис. 5. Динамика изменений водородного показателя, содержания ионов хлора, содержания смазки и удельного электрического сопротивления бурового раствора в зависимости от глубины для автоматизированного (МАБР) и стандартного метода измерений. Условные обозначения: МАБР — модуль «Анализ бурового раствора»; pH — водородный показатель; УЭС — удельное электрическое сопротивление. Составлено авторами.

Fig. 5. Dynamics of changes in the hydrogen index, the content of chlorine ions, the lubricant content and the specific electrical resistance of the drilling mud, depending on the depth for an automated and standard measurement method. Legend: МАБР — module "Drilling Mud Analyzer"; pH — the hydrogen index; УЭС — electrical resistivity. Figure prepared by the authors.

Реологические свойства для модели Гершеля — Балкли определялись по алгоритмам, представленным в источниках [2] и [3] для стандартного и автоматизированного замера, соответственно. В результате мы отмечаем некоторые незначительные расхождения в значениях (рис. 3).

Как отмечалось выше, параметры, измеренные с использованием МАБР, передаются непосредственно в систему мониторинга бурения (СБМ) и могут быть доступны как в визуализированном формате в виде кривых, так в табличном значении в качестве базы данных. Пример визуализации представлен на рис. 6, где стандартные кривые изменения технологических параметров (вес на крюке, положение крюка, момент, обороты ротора (ВСП), давление, расход и прочие) дополнены фактическими кривыми изменения параметров бурового раствора, который закачивается в скважину. В качестве опции возможна установка второго МАБР для определения свойств бурового раствора, выходящего из скважины, и динамики изменения свойств при прохождении бурового раствора через скважину.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведённые ОПР наглядно показали, что применение модуля «Анализ бурового раствора» позволяет:

1. Кратно увеличить частоту замеров, тем самым увеличить скорость реагирования на возможные отклонения от оптимального режима бурения.
2. Обеспечить снижение рисков возникновения таких осложнений, как:
 - неудовлетворительная очистка ствола скважины;
 - осыпи и обвалы ствола скважины;
 - загрязнение бурового раствора;
 - поглощение или гидроразрыв пласта;
 - газонефтеводопроявления.
3. Автоматизировать процесс замера параметров раствора и исключить человеческий фактор.
4. Получить базу данных фактических параметров раствора в процессе бурения с высокой дискретностью.
5. Обеспечить возможность оперативного расчёта и изменения параметров промывки в удалённом режиме с использованием

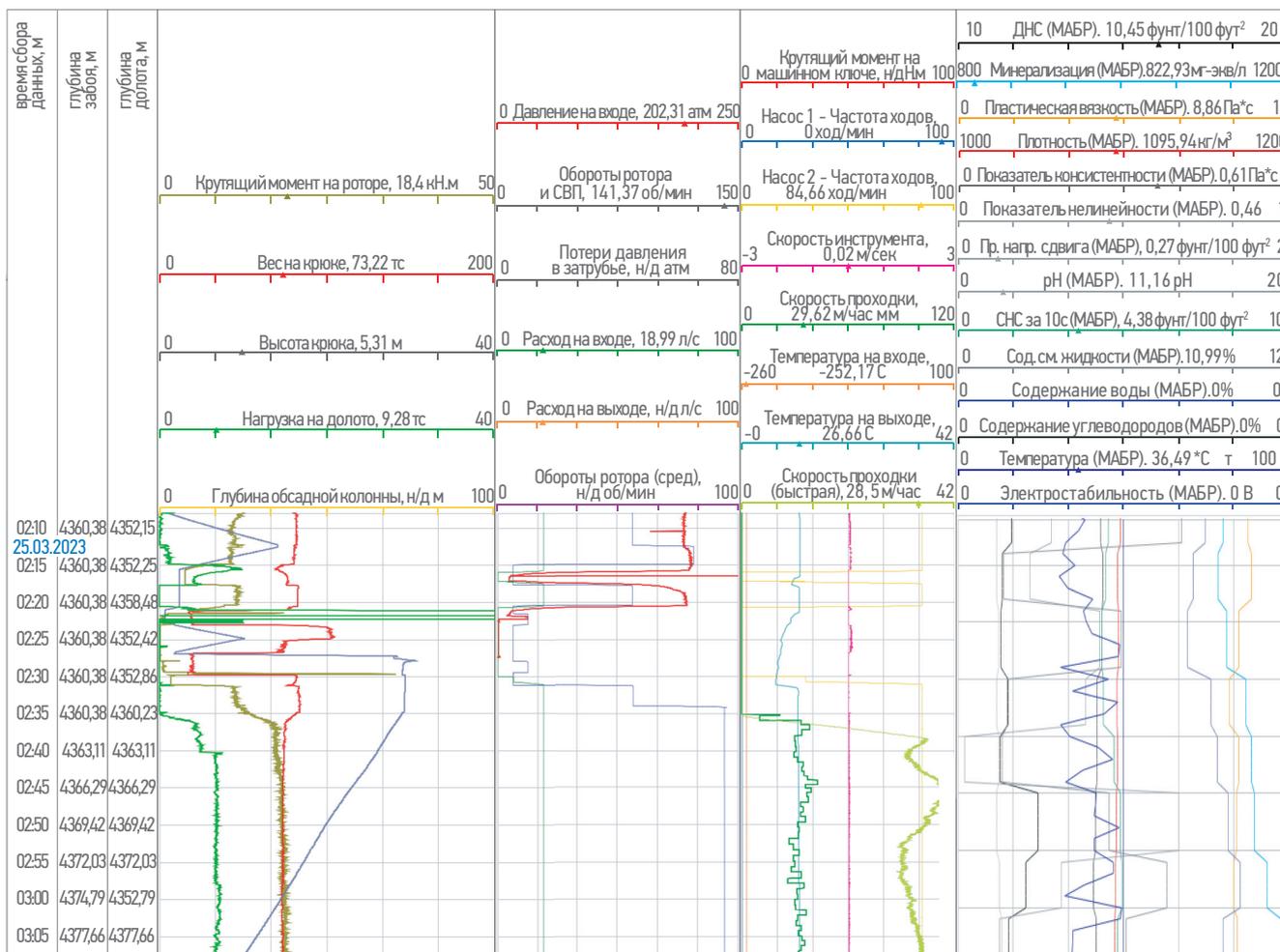


Рис. 6. Пример отображения данных в системе мониторинга бурения (СМБ), включая информацию о параметрах буровых растворов. Составлено авторами

Fig. 6. An example of displaying data in a drilling monitoring system (SMB), including information about the parameters of drilling fluids. Figure prepared by the authors

инженерного программного комплекса с последующей корректировкой технологических параметров режима бурения. Общее время безостановочной работы при проведении ОПР составило 325 часов или 13,5 суток. Данный факт подтверждает достаточную надёжность оборудования для обеспечения работы на период бурения одной секции для большинства эксплуатационных скважин на месторождениях группы компаний «Газпром нефть». По результатам дефектовки МАБР, проведённой после ОПР, значительных износов элементов конструкции отмечено не было. Таким образом, можно утверждать, что МАБР станет высокотехнологичным и экономически эффективным инструментом для решения сложных задач, возникающих при бурении скважин. Он обеспечит постоянный поток данных, информируя сотрудников о возможных проблемах с буровым раствором намного быстрее, чем происходит информирование

по «классической» схеме. Это обеспечит точные и своевременные решения, направленные на корректировку технологических параметров бурения, существенно снизит риск для персонала и приведет к повышению качества строительства скважин. Немаловажным фактором также является следующее: Данная разработка позволит выйти на рынок с конкурентным продуктом, не имеющим аналогов [1], позволяющим занять лидирующие позиции в отрасли по части нефтесервисных услуг в рассматриваемой нише. Данные, полученные при использовании МАБР в составе станции ГТИ или в составе буровой установки, будут дополнять общий массив данных, полученных с других высокотехнологических систем, таких как каротаж во время бурения (включающий данные по наклонно-направленному бурению и давлениям в кольцевом пространстве), информации по шламу (объём, тип, форма

и т.д.), объединённые в общую интегральную систему. Это позволит вывести процесс бурения на следующий уровень по технологичности и эффективности управления, что, в свою очередь, обеспечит большую степень автоматизации и цифровизации

процесса бурения, в том числе и в дистанционном режиме.

Результаты разработки защищены патентом №27998916 «Устройство и способ автоматизированного измерения параметров бурового раствора».

Список литературы

1. Лакhtiонов С.В., Чумаков И.С., Филлинов С.Г., Чукин Д.М., Ишметьев Е.Н. Комплексы для непрерывного мониторинга параметров буровых растворов в процессе бурения // PRONEFT. Профессионально о нефти, 2021. — № 3. — С. 144–151.
2. API recommended practice 13D sixth edition, may 2010 Rheology and Hydraulics of Oil-well Fluids. — American Petroleum Institute, 2010.
3. Patent US 10859481B2. Systems and methods for determining a fluids characteristic, Inventors: Eric van Oort, Karimi Vajargah.

References

1. Lakhtionov S.V., Chumakov I.S., Filinkov S.G., Chukin D.M., Ishmetyev E.N. Complexes for continuous monitoring of drilling fluid parameters during drilling // PRONEFT. Professionally about oil, 2021, no.3, pp. 141–151 (In Russ.)
2. API recommended practice 13D sixth edition, may 2010 Rheology and Hydraulics of Oil-well Fluids. American Petroleum Institute, 2010.
3. Patent US 10859481B2, Systems and methods for determining a fluids characteristic, Inventors: Eric van Oort, Karimi Vajargah.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.М. Хасанов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи и рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

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

С.В. Лакhtiонов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи и рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.М. Чукин — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи и рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.Н. Ишметьев — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи и рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Mars M. Khasanov — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Mikhail A. Cherevko — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexey Y. Gubarev — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Sergey V. Lakhtionov — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dmitry M. Chukin — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Evgeny N. Ishmetyev — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Марс Магнавиевич Хасанов — доктор физико-математических наук, директор по науке, Группа компаний «Газпром нефть»

Михаил Александрович Черевко — кандидат технических наук, генеральный директор ООО «Нефтесервисные решения» 190031, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Малая Морская, д. 18, стр. 1.

Алексей Юрьевич Губарев — генеральный директор ООО «Инженерно-Технологический Сервис» 629809, Россия, Ямало-Ненецкий АО, г. Ноябрьск, тер. промузел Пелей, панель V, д. 4, ком. 203.

Сергей Владимирович Лахтионов* — кандидат технических наук, руководитель проекта по разработке продукта, Центр аналитики технологий бурения и внутрискважинных работ, группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Author ID: 569139

Дмитрий Михайлович Чукин — кандидат технических наук, научный сотрудник, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова 455000, Россия, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр. Ленина, 38.
SPIN-код: 7909-2690
Author ID: 709564
Scopus: 56276563700
Researcher ID: E-4528-2014

Евгений Николаевич Ишметьев — доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова 455000, Россия, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр. Ленина, 38.
AuthorID: 333405
Scopus: 56958597600

Mars M. Khasanov — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Director of Science, Gazprom нефt company group

Mikhail A. Cherevko — Cand. Sci. (Eng.), General director, Oilfield service solutions LLC 18, Malaya Morskaya str., 190031, Saint Petersburg, Russia.

Alexey Y. Gubarev — General director, Engineering and Technological Service LLC 203, V panel, Industrial zone, 629800, Noyabrsk, Russia.

Sergey V. Lakhtionov* — Cand. Sci. (Eng.), Product development project manager, Center for analysis of drilling and downhole technologies, Gazprom нефt company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
AuthorID: 569139

Dmitry M. Chukin — Cand. Sci. (Eng.), Research assistant, Magnitogorsk State Technical University 38, Lenin ave., 455000, Magnitogorsk, Chelyabinsk region, Russia.
SPIN-code: 7909-2690
AuthorID: 709564
Scopus: 56276563700
Researcher ID: E-4528-2014

Evgeny N. Ishmetyev — Dr. Sci. (Eng.), Research assistant, Magnitogorsk State Technical University 38, Lenin ave., 455000, Magnitogorsk, Chelyabinsk region, Russia.
AuthorID: 333405
Scopus: 56958597600

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АВТОМАТИЗАЦИЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО АКТИВА НА РАННИХ ЭТАПАХ

© Коллектив авторов,
2024



А.А. Гроо*, С.В. Комбаров, А.М. Муллин, Б.А. Мурашов

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Авторы выделяют два аспекта автоматизации концептуального проектирования обустройства. Аспект технологический. Специфика вероятностных ГЭО заключается в высокой степени неопределенности параметров геологии и разработки, что приводит к большому количеству комбинаций и является причиной генерации более 10 тыс. вариантов профилей добычи флюидов. Данное множество является исходной информацией для выполнения технологических и стоимостных расчетов. Вероятностная постановка задачи исключает возможность ручного труда инженера для каждого отдельного варианта. Программное обеспечение, реализующее технологический аспект в вероятностной постановке задачи, должно методически соответствовать подходам к ранним этапам КПО, охватывать все принципиальные технологические процессы и расчеты — сбор, подготовку и внешний транспорт нефти, газа, конденсата, формирование газового баланса и баланса энергопотребления. Также важно обеспечить высокую скорость расчетов, она не должна превышать нескольких секунд на вариант. На глобальном рынке программного обеспечения отсутствуют готовые решения, кроме модуля «Обустройство», разработанного авторами настоящего исследования [1, 2].

Аспект экспертный. Авторы впервые ставят задачу о создании экспертной системы поддержки инженера как варианта реализации искусственного интеллекта. Целевой результат состоит в том, чтобы экспертная система на основе ограниченных исходных данных автоматически генерировала варианты концепции обустройства и формировала задание на расчет в технологический и стоимостный модуль «Обустройство».

Цель. Разработка экспертной системы для автоматизации концептуального проектирования обустройства (КПО) в экспресс-оценках (скрининге) и в вероятностных геолого-экономических оценках (ГЭО).

Материалы и методы. Процесс концептуального проектирования обустройства дополнен участием экспертной системы. Авторы сформировали онтологическую базу знаний, достаточную для автоматического принятия решений о технической рациональности/нерациональности вариантов концепций обустройства — сценариев. В данном случае экспертная система является способом реализации искусственного интеллекта, основанном на моделировании логического процесса принятия решения, с возможностью демонстрации хода «размышлений» — причинно-следственной связей, ведущих к принятию конкретного решения

Результаты. Функционал прототипа авторской разработки продемонстрирован на модельном нефтяном кейсе.

Заключение. Дальнейшее развитие экспертной системы позволит перейти инженеру от роли разработчика концепции к роли эксперта, рассматривающего автоматически сформированную концепцию.

Ключевые слова: экспертная система, концептуальное проектирование обустройства, автоматизация, экспресс-оценка, геолого-экономическая оценка

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Гроо А.А., Комбаров С.В., Муллин А.М., Мурашов Б.А. Автоматизация концептуального проектирования обустройства нефтегазового актива на ранних этапах. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):137–152. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-137-152>

Статья поступила в редакцию 17.10.2023

Принята к публикации 14.11.2023

Опубликована 29.03.2024

AUTOMATION OF CONCEPTUAL FACILITIES DESIGN OF OIL AND GAS ASSET IN THE EARLY STAGES

Alexandr A. Groo*, Semen V. Kombarov, Andrey M. Mullin, Boris A. Murashov

Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. The authors highlight two aspects of automation of conceptual facilities design.

The technological aspect. The specificity of probabilistic geological and economic evaluations is the high degree of uncertainty of geological and development parameters, which leads to a large number of combinations and is the reason for the generation of more than 10 thousand variants of fluid production profiles. This set is the initial information for performing technological and cost calculations. The probabilistic formulation of the problem eliminates the possibility of manual labor by an engineer for each individual option. Software that implements the technological aspect in the probabilistic formulation of the problem must methodically correspond to the approaches to the early stages of conceptual design, cover all fundamental technological processes and calculations — gathering, treatment and external transport of oil, gas, condensate, calculation of the gas/energy

balance. It is also important to ensure high speed of calculations; it should not exceed several seconds per option. There are no ready-made solutions on the global software market, except for the "Arrangement" module developed by the authors of this study [1, 2].

Expert aspect. For the first time, the authors set the task of creating an expert support system for an engineer as a variant of the implementation of artificial intelligence. The target result is that the expert system, based on limited initial data, automatically generates variants of the arrangement concept and generates a calculation task in the technological and cost module "Arrangement".

Aim. Development of an expert system for automating the conceptual facilities design in express evaluations (screening) and in probabilistic geological and economic evaluations.

Materials and methods. The process of conceptual facilities design is supplemented by the participation of an expert system. The authors have formed an ontological knowledge base sufficient for automatic decision-making about the technical rationality/irrationality of options for development concepts — scenarios. In this case, an expert system is a way to implement artificial intelligence, based on modeling the logical decision-making process, with the ability to demonstrate the progress of "thinking" — cause-and-effect relationships leading to making a specific decision

Results. The functionality of the author's prototype is demonstrated on a model oil case.

Conclusion. Further development of the expert system will allow the engineer to move from the role of a concept developer to the role of an expert reviewing an automatically generated concept.

Keywords: expert system, conceptual facilities design, automation, express assessment, geological and economic assessment

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

For citation: Groo A.A., Kombarov S.V., Mullin A.M., Murashov B.A. Automation of conceptual facilities design of oil and gas asset in the early stages. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):137–152. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-137-152>

Manuscript received 17.10.2023

Accepted 14.11.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовые компании заинтересованы в разработке инструментов, позволяющих принимать взвешенные инвестиционные решения о приобретении (продаже) активов, участия в государственных аукционах на право пользования участками недр, а также при оценке партнерских сделок.

выполнения ГЭО возможно уточнение и изменение исходных данных. Для учета указанных неопределенностей и рисков геолого-экономическая оценка проводится методом вероятностного моделирования [3], что приводит к генерации 10 тыс. и более различных профилей добычи флюидов. Поэтому для выполнения вероятностных геолого-экономических оценок необходимо кросс-функциональное программное обеспечение (ПО), в котором были бы интегрированы ключевые задачи нефтегазовой геологии, разработки, инжиниринга и экономики. Одним из ключевых требований к ПО будет оперативность расчетов (несколько секунд на вариант).

Аналитический обзор программных инструментов интегрированного концептуально-го проектирования (в том числе программы ЭВМ № 2018616635 [4]) представлен в **табл. 1**. Здесь под этапностью проекта понимается последовательный переход проекта от состояния идеи до реализации, с сопутствующим пошаговым уменьшением рисков и неопределенностей по методологии Stage-Gate подхода на основе технических стандартов, используемых во всем мире, таких как стандарт Американского института нефти (API). Синим шрифтом в таблице выделены основные характеристики: применимость к этапам жизни проектов, функциональный охват, возможность использования при вероятностной

СОЗДАННЫЙ МОДУЛЬ ПОЗВОЛЯЕТ ИНЖЕНЕРУ ПЕРЕЙТИ ОТ РОЛИ РАЗРАБОТЧИКА К РОЛИ ЭКСПЕРТА И СОКРАТИТЬ ТРУДОЗАТРАТЫ ДО 2 РАЗ ПРИ СКРИНИНГЕ И ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОЦЕНКАХ.

В группе компаний «Газпром нефть» для определения инвестиционной привлекательности нефтегазового актива проводится геолого-экономическая оценка, в которой задействована кросс-функциональная команда: геологи, инженеры по разработке месторождений, инженеры по инфраструктуре, экономисты. Оценки на ранних этапах характеризуются существенной нехваткой исходных данных: сейсмических исследований, геологических параметров, физико-химических свойств ПНГ, результатов разведочного бурения, информации о свободных мощностях и давлении газа в точке подключения и т.д. Кроме того, в самом процессе

постановке задачи, наличие визуального инструментария.

В статье [5] представлены программные комплексы для концептуального инжиниринга, обладающие высокой детализацией и повышенными требованиями к качеству исходных данных, характерных для более глубокой проработки проектов (этапы «Оценка», «Выбор» и «Определение»), что приводит к существенной длительности расчёта каждого конкретного сценария для системы «пласт–скважина–инфраструктура–экономика», и недопустимо для расчёта в вероятностной методологии.

Далее представлен список цифровых инструментов, разработанных сотрудниками группы компаний «Газпром нефть» для выполнения расчетов в вероятностных ГЭО:

- Вега — программное обеспечение, моделирующее большое количество

реализаций подсчётных параметров в геологии [3]. На текущий момент идёт развитие данного продукта в сторону его расширения с вероятностной разработкой, поверхностным обустройством и расчетом экономических параметров проекта.

- ГРИН — инструмент Центра оценок и анализа проектов (ЦОиАП), способный полностью выполнить вероятностный и интегрированный расчёт для газоконденсатных месторождений в системе «пласт–скважина–инфраструктура–сети сбора–экономика» и оценить рентабельность объекта или группы разработки в кратчайшие сроки [1].
- Расчётный модуль «Обустройство» — инструмент ЦОиАП для автоматизации технологических и стоимостных расчётов и масштабирования поверхностной инфраструктуры при вероятностном подборе профилей добычи [1, 2].

Таблица 1. Сравнительный обзор программных инструментов
Table 1. Comparative review of software tools

№	ПО	Этапы проекта	Охват функций	Визуальный инструментарий	Вероятностная методология	Статус ПО
1	Инструменты ЦОиАП модуль «Обустройство»	ВГЭО, Д, П	Г Р И С Э	нет	да	действует
2	Вега 2.0	ВГЭО, Д, П	Г Р И С Э	да	да	в разработке
3	ГК «ЭТТОН»	ВГЭО, Д, П	Г Р И С Э	нет	да	действует
4	ЭРА: ИСКРА	П, О, В	И С Э	да	нет	действует
5	ICM Ingenix Group	П, О, В	И С	да	нет	действует
6	РН-КИН	П, О, В	Г Р И	да	нет	действует
7	CLS-planner	О, В	И С Э	да	нет	действует
8	Que\$tor	Д, П, О, В	И С Э	да	нет	действует, зарубежная лицензия
9	Концептуал 1.0	Д, П, О	И	нет	нет	действует
10	ИМ-ТЭО	П, О	И С Э	нет	нет	в разработке

Условные обозначения:

Функции

- Г** Геология
- Р** Разработка
- И** Инжиниринг
- С** Стоимостной инжиниринг
- Э** Экономика

Этапы проекта

- Д** – доступ
- П** – поиск
- О** – оценка
- В** – выбор
- ВГЭО** – вероятностная ГЭО

В работе Хасанова М.М. и соавт. [6] подчеркивается, что в последние годы складывается новое направление исследований — Artificial Intelligence for System Engineering (AI4SE), в том числе в концептуальном проектировании.

Как указывают авторы [7], в соответствии с концепцией «Индустрии 4.0» каждый выпускаемый продукт должен иметь свой «цифровой» образ. В первую очередь под этим понимают цифровизацию документооборота, сервисов логистики, мониторинга эксплуатационных параметров, цифровые двойники производственных объектов. Авторами статьи предлагается распространить этот тезис непосредственно на творческий процесс концептуального проектирования обустройства, выполняемый при экспресс-оценках (скрининге) и ГЭО. В настоящей статье обозначены следующие цели:

- создание экспертной системы (ЭС) — интеллектуального помощника, дополняющего возможности человека-инженера в области концептуального проектирования на ранних этапах;
- тестирование экспертной системы на модельном нефтяном кейсе.

ПРОЦЕСС КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ В ГЭО

В общем виде процесс концептуального проектирования обустройства в геолого-экономической оценке реализован следующим образом (рис. 1).

Инженер по инфраструктуре анализирует входные данные по кейсу, полученные от команды проекта. Далее он, опираясь на экспертные знания, формирует концепции обустройства, и настраивает под вычисления модуль «Обустройство». В дальнейшем, если выполняется вероятностная ГЭО, модуль «Обустройство» автоматически проводит технологические и стоимостные расчеты

для всего множества профилей добычи.

После экономических расчетов происходит обсуждение результатов командой проекта с целью нахождения оптимума по экономике. Результатом обсуждений может стать изменение концепции обустройства из числа технически реализуемых — запускается новая итерация расчетов.

В рамках настоящей работы определим, что экспресс-оценка (скрининг) характеризуется несколькими (например, P90/P50/P10) или одним профилем добычи флюидов и ввода скважин, в то время как в вероятностной оценке рассматривают огромное количество профилей (10 тыс. и более).

Для задач экспресс-оценки (скрининга), а также для вероятностных ГЭО уже на первом этапе выполняется проработка спектра технически реализуемых концепций обустройства в данном кейсе. Это может значительно сократить время на следующие итерации при поиске экономического оптимума. При этом задача о формировании концепции обустройства под каждый вероятностный профиль не ставится ввиду их сопоставимости по пикам добычи и свойствам флюидов, что будет приводить к одинаковым концептуальным решениям.

Тогда основные задачи концептуального инжиниринга включают в себя:

1. Формирование концепций обустройства промысла, выбор технически реализуемых.
2. Расчет технологических параметров в выбранных концепциях под каждый из выданных профилей (производительности, мощности площадных объектов, диаметры трубопроводов, состав вспомогательных сооружений и т.п.).
3. Оценка капитальных затрат по технически реализуемому сценарию.

Автоматизация по пунктам 2 и 3 выполнена в предыдущих работах авторов настоящей статьи [1, 2]. Подход к автоматизации пункта 1 будет освещен в следующих разделах. Рассмотрим **рис. 1** более подробно. В качестве входных данных отметим следующее:



Рис. 1. Действующий процесс КПО в ГЭО. Составлено авторами

Fig. 1. The current process of conceptual design in the geological and economic evaluation. Compiled by the authors

1. Специалисты по геологии и разработке формируют набор вероятностных профилей добычи и флюидов. Каждому отдельному профилю добычи соответствует также определенное количество разнесенных по годам добывающих и нагнетательных скважин, устьевое давление, уровни закачки воды в систему ППД, способ добычи флюидов (фонтан/мехдобыча), физико-химические свойства, состав ПНГ и др.
2. Специалисты по логистике и сбыту продукции оценивают существующую инфраструктуру и свободные мощности действующих объектов сдачи вблизи рассматриваемого участка: магистральные нефте-, газо- и конденсатопроводы, приемно-сдаточные пункты (ПСП), а также площадные объекты для первичной и комплексной подготовки углеводородов. На основании проведенного анализа внешнего окружения в дальнейшем рассматриваются сценарии по подготовке и транспортировке скважинной продукции.
3. Инженер по стоимостному инжинирингу готовит расчет стоимостных моделей в выбранном регионе строительства с помощью корпоративной информационной системы Компании «Сарех IT» в виде справочника удельных капитальных затрат для объектов с фиксированной производительностью, мощностью, диаметрами и т.п.

Формирование концепции обустройства состоит в определении объектов сбора, подготовки и внешнего транспорта продукции, объектов энергоснабжения и вспомогательных объектов. Существуют два ключевых подхода в формировании концепции обустройства:

- Stand Alone — отсутствие опорного месторождения, самостоятельное обеспечение полного технологического цикла по подготовке скважинного флюида до товарного качества на ЛУ со строительством новых линейных и площадных объектов, а также трубопроводов внешнего транспорта (или станций авто-налива) к точкам сдачи.
- Синергия — наличие опорного месторождения или существующих объектов инфраструктуры, использование которых сокращает капитальные затраты на обустройство нового ЛУ. Например, транспортировка нетоварного флюида (ГЖС, обводненной нефти, осушенного ПНГ и т.п.) до существующего объекта подготовки, на котором будет осуществлен процессинг до товарных спецификаций и монетизация. В данном подходе возможен сценарий

с расширением существующей инфраструктуры опорного промысла. Для реализации подхода «Синергия» необходима информация о наличии свободных мощностей и технологических параметрах (давление и температура газа, мощность трансформаторов и класс напряжения и т.п.) в точках подключения.

Концепция обустройства представляет собой качественное описание технологических процессов и состава объектов инфраструктуры, а также список количественных характеристик, не изменяющихся от профилей добычи.

На следующем шаге модуль «Обустройство» производит расчеты по выбранной концепции, таким образом технологические и стоимостные параметры, зависящие от профилей добычи, масштабируются автоматически. По завершении итерационного процесса, показанного на **рис. 1**, формируется оптимальная финансово-экономическая модель (ФЭМ) в которой учитываются капитальные и операционные затраты, разнесенные по годам, налоги и налоговые режимы, льготы, дисконтированная выручка от реализации, а также рассчитываются основные показатели экономической эффективности NPV (EMV), PI (J), IRR и т.д. Оптимальная ФЭМ служит одним из объективных источников информации, на основе которой менеджмент Компании может принимать решение об участии в аукционе на право пользования лицензионным участком либо об организации совместного предприятия с партнерами для развития актива.

ПРОЦЕСС КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ С ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМОЙ

По принятым представлениям ЭС — компьютерная система, способная частично заменить специалиста-эксперта в решении поставленной задачи. В данном случае ЭС является вариантом реализации искусственного интеллекта, основанном на моделировании логического процесса принятия решения, с возможностью демонстрации хода «размышлений» — причинно-следственный связей, ведущих к принятию конкретного решения.

Сформулируем следующие функциональные требования к ЭС с предположением об автоматическом их выполнении:

- Выявление всех рациональных и технически реализуемых концепций. Выявление рекомендуемого и альтернативных вариантов концепций.

- Формирование перечня необходимых линейных и площадных объектов. Формирование технического описания концепции, принципиальных технологических схем.
- Вынесение рекомендаций для оптимизации проекта с точки зрения технологических параметров, а также стоимостного инжиниринга.
- Выдача заданий на выполнение инженерных и стоимостных расчетов по выявленным рациональным концепциям в модуль «Обустройство».
- Возможность добавлять новые условия или ограничения в базу знаний ЭС с целью ее дополнения и расширения.
- Внутренние проверки на ошибки, противоречия и целостность сценариев. Все товарные продукты должны соответствовать исходным флюидам на входе; каждый ресурс должен иметь источник, объекты распределения и потребителей.
- Формирование отчетных материалов.

Общий взгляд на формирование структуры ЭС:

1. Предлагается в составе ЭС выделить блок анализа исходной информации, который будет готовить данные как для самой ЭС, так и для модуля «Обустройство». Задача блока анализа — выявить ценную информацию в исходных данных, которая влияет на принятие концептуальных, технологических и стоимостных решений.
2. База знаний. Вслед за [6] будем понимать под онтологией — средство моделирования предметной области и рассуждений. Наполним базу знаний онтологиями технологических объектов и процессов.

Организационная схема работы алгоритма представлена в последовательной блок-схеме на **рис. 2**.

Основное отличие от **рис. 1** здесь заключается в изменении роли человека. Инженер

по инфраструктуре переходит от роли «исполнителя» к роли «эксперта», что, на взгляд авторов статьи, будет являться существенным признаком цифровой трансформации инженерной деятельности.

ОНТОЛОГИЧЕСКАЯ БАЗА ЗНАНИЙ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ

По итогам внесения инженером исходных данных ЭС выбирает из заранее заложенной матрицы типовых сценариев (**табл. 2**) все технические реализуемые варианты, а также учитывает возможную комбинацию точек сдачи внутри сценария и формирует таблицу принятых решений. Далее ЭС выдает соответствующее расчетное задание модулю «Обустройство» по каждому технически реализуемому сценарию и точкам сдачи продукции. По результатам выполненных расчетов инженер в качестве эксперта проводит дальнейшую оптимизацию и, при необходимости, детализацию рациональных сценариев. В зависимости от типа целевого продукта возникают вопросы: что делать с попутной скважинной продукцией (пластовая вода, попутный нефтяной газ, газовый конденсат)? При высоких газовых факторах (более $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и наличии свободных мощностей газовой структуры целесообразно рассмотреть варианты полезного использования (генерация электроэнергии) и монетизации ПНГ, в ином случае рассматривается вариант его утилизации в подземное хранилище газа. Как подтоварная вода, так и газ после предварительной подготовки могут быть использованы в качестве агента вытеснения для поддержания пластового давления, но для таких сценариев необходимы предварительные расчеты на гидродинамических моделях для определения наиболее



Рис. 2. Организационная схема работы экспертной системы. Составлено авторами
Fig. 2. Organizational diagram of the expert system. Compiled by the authors

Таблица 2. Онтология концепции обустройства нефтяного актива
Table 2. Ontology of the oil asset arrangement concept

Ключевой подход нефть	Площадной объект	Реализация	Ключевой подход газ	Площадной объект	Продукция	Транспортировка		
							Газ и конденсат	
Синергия	ГЖС, трубопровод до объекта подготовки под собственным давлением							
	ГЖС, МФНС и трубопровод до объекта подготовки							
	ДНС	Трубопровод Эмульсия	Синергия	-	ГК смесь	Газопровод		
				УОГ	Осушенный ПНГ	Газопровод		
				Расширение существующей инфраструктуры				
			StandAlone	КС УНТС	СОГ	Газопровод		
					НГК	Продуктопровод		
				КС УНТС УДК		СОГ	Газопровод	
					ДЭК	Продуктопровод		
				КС УНТС УДК, УСК	СОГ	Трубопровод		
					СУГ, ШФЛУ, СПБТ	Продуктопровод		
			Автывоз					
			СГК		Продуктопровод			
				Компаундирование				
			КС с УОГ	Автывоз				
			Сжигание ПНГ					
			УПСВ	Трубопровод сырая нефть	Синергия	-	ГК Смесь	Газопровод
	УОГ	Осушенный ПНГ				Газопровод		
	Расширение существующей инфраструктуры							
	StandAlone	КС УНТС			СОГ	Газопровод		
					НГК	Продуктопровод		
		КС УНТС УДК				СОГ	Газопровод	
					ДЭК	Продуктопровод		
		КС УНТС УДК, УСК			СОГ	Трубопровод		
					СУГ, ШФЛУ, СПБТ	Продуктопровод		
	Автывоз							
	СГК				Продуктопровод			
		Компаундирование						
	КС с УОГ	Автывоз						
	Сжигание ПНГ							
	МКОС	Автывоз Сырая нефть			Собственные нужды / сжигание ПНГ			
	Расширение существующей инфраструктуры опорного промысла							

Ключевой подход нефть	Площадной объект	Реализация	Ключевой подход газ	Площадной объект	Продукция	Транспортировка		
				Газ и конденсат				
StandAlone	УПН/ БМУПН	Трубопровод Товарная нефть	Синергия	-	ГКС	Газопровод		
				УОГ	Осушенный ПНГ	Газопровод		
			Расширение существующей инфраструктуры			КС УНТС	СОГ	Газопровод
			КС УНТС УДК	НГК	Продуктопровод			
				КС УНТС УДК	СОГ	Газопровод		
			КС УНТС УДК, УСК		ДЭК	Продуктопровод		
				КС УНТС УДК, УСК	СОГ	Трубопровод		
			СУГ, ШФЛУ, СПБТ			Продуктопровод		
			СГК		Автывывоз			
					Продуктопровод			
	КС с УОГ	Утилизация	Компаундирование					
			Автывывоз					
	МКОС	Автывывоз товарная нефть	Собственные нужды / сжигание ПНГ					

эффективных режимов разработки залежи. Пластовая вода при отсутствии централизованной системы ППД закачивается в непродуктивный пласт поглощающими скважинами. Наполним базу знаний ЭС онтологиями — деревьями вариантов и матрицей типовых сценариев по подготовке и внешнему

транспорту продукции. На рис. 3 представлена типовая вариантная развилка по укрупненным способам подготовки и транспортировки продукции нефтяного месторождения. При выборе основного площадного объекта (транспорт ГЖС без площадного объекта / УПН / УПСВ / ДНС / МФНС) ЭС учитывает основные технологические ограничения:

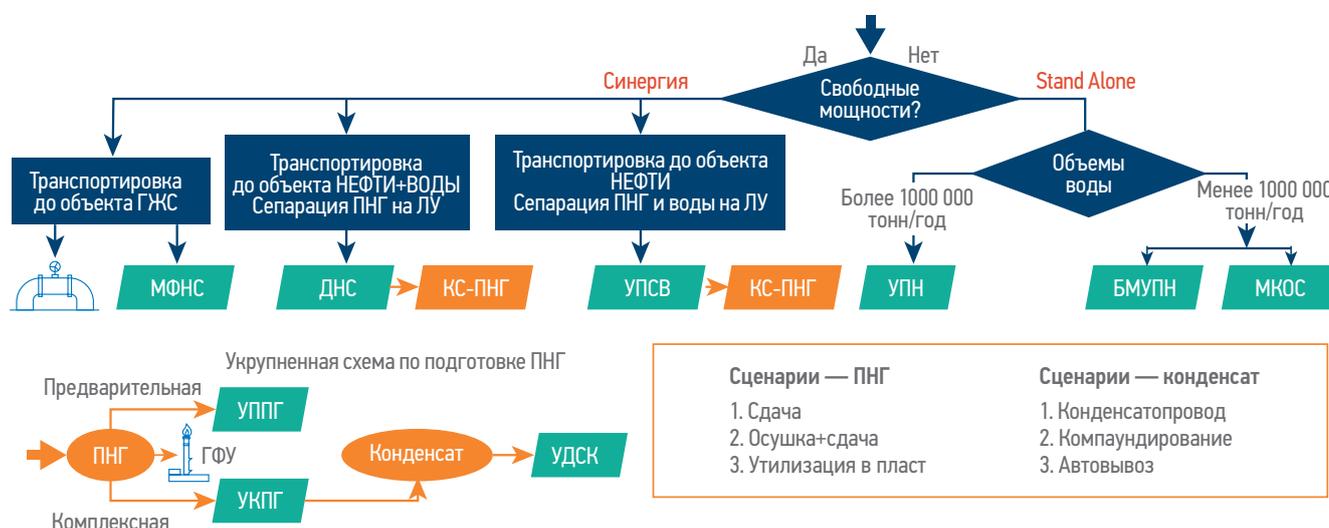


Рис. 3. Онтология подготовки целевого продукта — нефти. Составлено авторами
 Fig. 3. Ontology of treatment of the target product — oil. Compiled by the authors

- максимальное расстояние для транспортировки флюидов;
- максимальные объемы транспортировки;
- необходимость сепарации воды для нужд системы ППД;
- необходимость готовить нефть до товарного качества;
- возможность сепарации и утилизации ПНГ.

Способ электроснабжения промысла может быть осуществлен через подключение к внешнему источнику электроснабжения (при наличии свободных мощностей), с помощью строительства объекта собственной генерации либо при комбинировании этих способов.

Подготовка природного и попутного нефтяного газа — это сложный комплексный процесс, который проводится в условиях непрерывного изменения состава сырья в результате снижения пластового давления при продолжительной эксплуатации месторождения. Природный газ, получаемый с промыслов, содержит посторонние примеси: механические взвеси, конденсат тяжелых углеводородов, водяные пары, часто сероводород, углекислый газ, гелий и прочие. Основные объекты, входящие в состав комплексной установки по подготовке газа, представлены на **рис. 4**. Способу подготовки газа уделяется большое внимание, так как разные продукты обладают различной ценой реализации в данной точке сдачи за вычетом стоимости доставки до покупателя (netback). Выбор продукта

монетизации и точки сдачи может значительно влиять на экономику проекта. В **табл. 2** представлена онтология концепции обустройства нефтяного актива — по сути, матрица возможных сценариев подготовки товарной продукции, сочетающая комбинации вариантов подготовки нефти с вариантами подготовки газа.

ДЕМОНСТРАЦИЯ РАБОТЫ ПРОТОТИПА ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ

Демонстрация работы прототипа ЭС основана на нефтяном кейсе. Газоконденсатный кейс, требующий дополнительного расчета влияния газосборной сети на добычу (по аналогии с предыдущей работой авторов [2]), имеющий большую вариативность по компрессорному оборудованию, технологиям подготовки газа и конденсата, товарным продуктам, будет рассмотрен в будущих исследованиях.

Нефтяной кейс, на котором тестировался прототип ЭС, характеризуется следующими условиями. Лицензионный участок А (**рис. 5**) находится вблизи действующих лицензионных участков Б и В, на которых расположены существующие инфраструктурные объекты подготовки и транспортировки углеводородов. На лицензионном участке Б находится центральный пункт сбора (ЦПС), на котором расположена установка по подготовке нефти

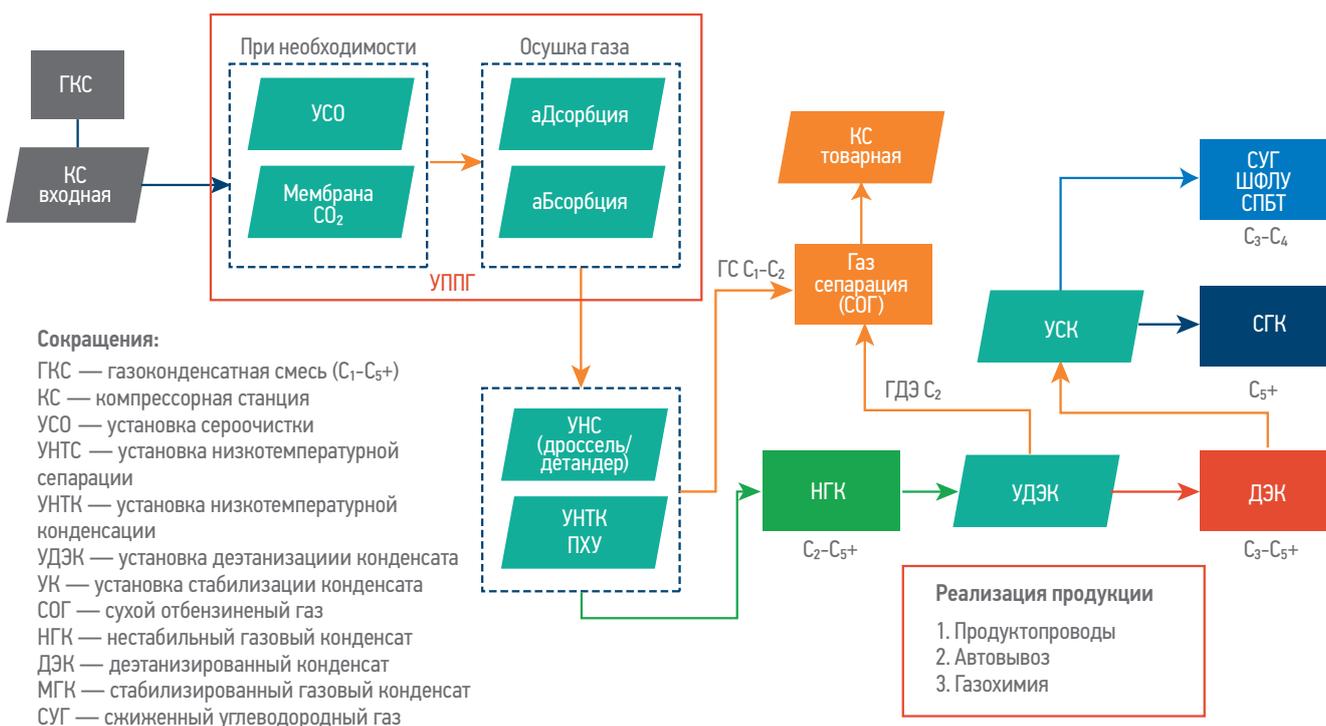


Рис. 4. Онтология подготовки природного газа с жидкими продуктами. Составлено авторами
Fig. 4. Ontology for the preparation of natural gas with liquid products. Compiled by the authors

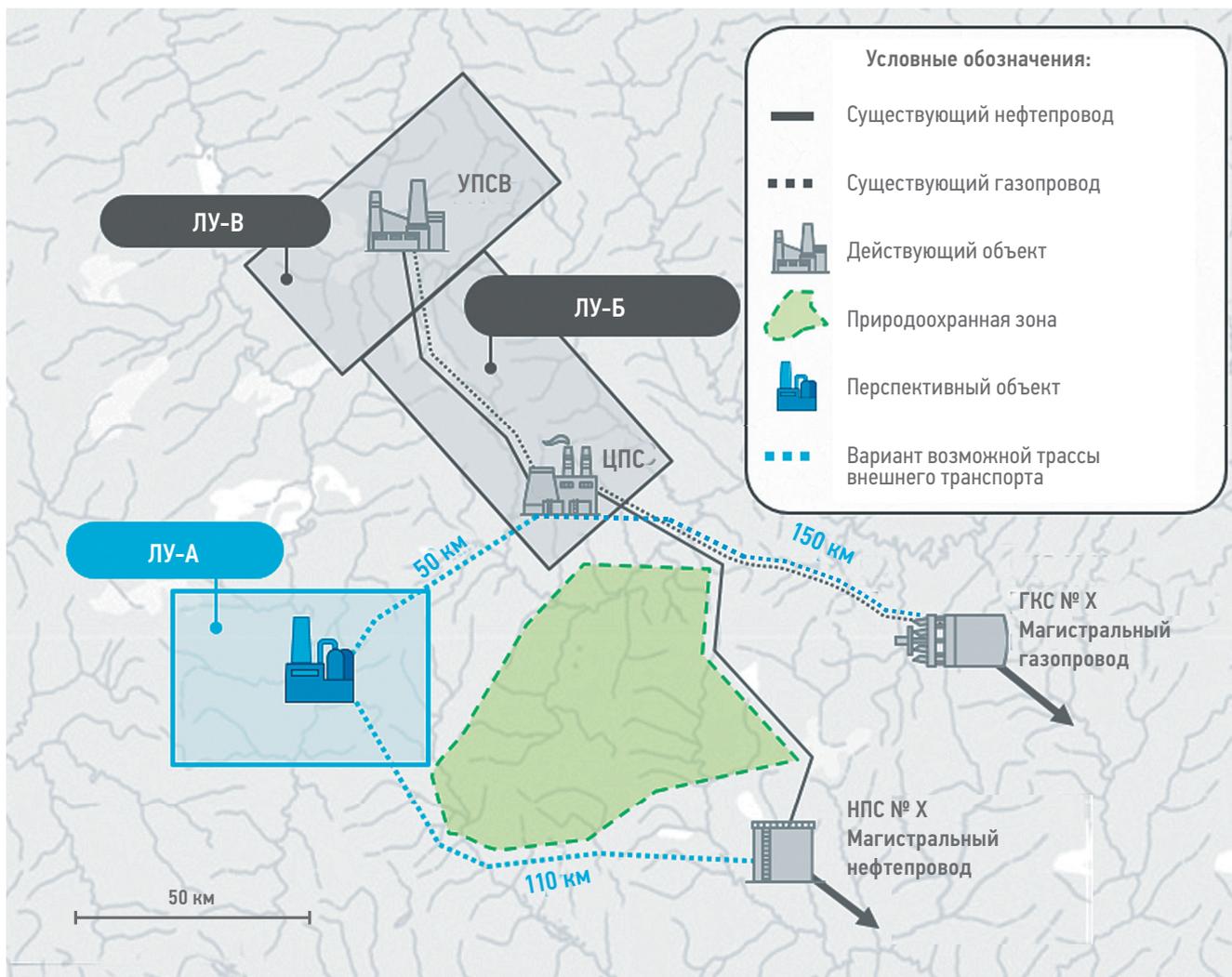


Рис. 5. Обзорная карта демонстрационного кейса. Составлено авторами
 Fig. 5. Overview map of the demo case. Compiled by the authors

(УПН) и установка комплексной подготовки газа (УКПГ) со свободными мощностями. Точкой сдачи СОГ является газомолесорная станция (ГКС) № X, а точкой сдачи товарной нефти — нефтеперекачивающая станция (НПС) магистрального нефтепровода №X. Вблизи проектируемого месторождения нет внешних источников электроснабжения, поэтому будут рассматриваться сценарии со строительством электростанции ГПЭС/ГТЭС, где часть ПНГ будет учитываться в балансе газа: использование на производство электроэнергии, подготовку нефти, теплогенерацию. Условия строительства заранее определены и приняты по существующим аналогам из системы CAPEX IT. Известны технологические условия для подключения и загрузка площадных объектов по подготовке. Модельная задача: ЭС, исходя из предпосылок для вероятностного профиля P50 (рис. 6), должна определить рациональные сценарии экспресс-оценки, выдать задания в модуль «Обустройство» по всем сценариям,

сформировать сводную таблицу предложенных вариантов. В прототип ЭС вносятся исходные данные: профиль добычи, динамика ввода скважин, способ эксплуатации (фонтанный или механизированная добыча), удаленность ЛУ от точек реализации и подготовки продукции, квоты по сдаче продукции и типу продукции для реализации, а также технические ограничения по подключению. Исходные данные по сдаче продукции определим следующим образом (табл. 3). Для удобства дальнейших рассуждений, будем считать, что имеются достаточные квоты на подключение к объектам синергии ЦПС ЛУ Б. Для определения экономических характеристик всех сценариев использованы одинаковые макропараметры. Дополнительные затраты на подготовку нефти и газа до товарного качества (процессинг), транспортировку продукции моделируются тарифами. Для вариантов с автовывозом продукции скважин

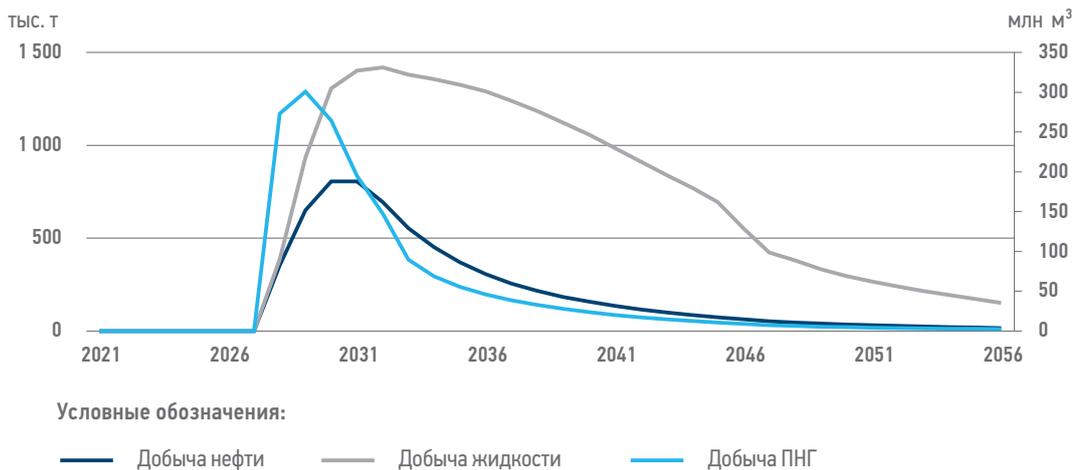


Рис. 6. Профиль добычи демонстрационного кейса. Составлено авторами
 Fig. 6. Demo case of produce profile. Compiled by the authors

и использования МКОС, в операционных затратах учитывается соответствующий тариф на перевозку и арендная плата. В общем случае netback отличаются по точкам сдачи, более выгодные предложения можно получить в точках, расположенных ближе к основным магистралям группы компаний «Газпром нефть» и ПАО «Транснефть».

После ввода исходных данных формируется контекст, исходя из которого ЭС предлагает технически возможные сценарии по реализации нефти и газа. Отбраковка нерациональных сценариев, а также сценариев с учетом заложенных в систему экспертных знаний об ограничениях (свойствах) инфраструктуры показан в табл. 4.

Из экспертного опыта и условий задачи (45 сценариев обустройства в соответствии с табл. 4 и вариации точек сдачи по табл. 3) ЭС выделила 18 сценариев для передачи в модуль «Обустройство» на расчет. Модуль «Обустройство», на основе технологических и стоимостных аналогов, заложенных в информационную систему «Сарех IT», автоматически масштабирует стоимости объектов под необходимую производительность,

формирует график капитальных затрат по годам строительства. Система «Сарех IT» в данном случае функционирует в режиме справочника стоимостных моделей с учетом региона строительства, физико-геологических условий, уровня цен и др. параметров.

По результатам расчетов сформирована сводная таблица с экономическими показателями эффективности каждого рационального сценария и сформированы файлы с основными инвестиционными затратами. В табл. 5 показаны результаты расчетов с нормированными NPV, PI, капитальными затратами, а также кратким описанием сценариев для понимания логики ЭС.

Наилучшим сценарием по показателю PI по результатам расчета является вариант №32: в текущих предпосылках вариант синергии по подготовке газа и строительство собственной УПН с последующей реализацией продукции через существующую инфраструктуру действующего ЛУ Б. В этом сценарии заложено стандартное обустройство кустовых площадок с размещением 10 скважин на площадке, автодороги располагаются

Таблица 3. Исходные данные «точки сдачи продукции»
 Table 3. Initial data of the “product delivery point”

№	Пункт сдачи	Протяженность т/провода, км	Продукт монетизации	Комментарий
1	ЦПС	50	Нефть товарная Нефть обводненная ГЖС	Сниженный netback, но меньше протяженность трубопроводов Плата за процессинг при синергии Плата за транспорт до точки сдачи товарной нефти НПС №Х, СОГ до ГКС №Х
			СОГ ПНГ	
2	НПС №Х	110	Нефть товарная	Высокий netback, но большая протяженность трубопроводов
3	ГКС №Х	150	СОГ	
4	УПСВ	Более 100		Свободные мощности отсутствуют

Таблица 4. Таблица принятых решений экспертной системой
Table 4. Table of decisions made by the expert system

№	Продукты		Строительство на ЛУ- А		Описание концепции обустройства	Автоматическое решение экспертной системы
	Нефть	Газ	Процессинг Н	Процессинг Г		
1	ГЖС		н/сбор коллектор		Синергия. Подключение н/сборного коллектора к ЦПС	Отбраковать, протяженность н/сбор более 25 км
2	ГЖС		МФНС с н/сбор коллектором			Отбраковать протяженность н/сбор более > 40 км
3	Н обв.	ПНГ	ДНС с н/п	КС с УОГ, г/п	Синергия. Сепарация ПНГ на ДНС, процессинг нефти на ЦПС ЛУ Б. Транспорт ПНГ на ЦПС отдельным г/п	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача нефти и газа на ЦПС
4	Н обв.	ПНГ	ДНС с н/п	УОГ с г/п	Синергия. Транспорт осушенного ПНГ под собственным давлением на ЦПС	Отбраковать. Транспорт ПНГ под собственным давлением ~10 атм на 50 км технически нереализуем, либо нерационально строительство КС
5	Н обв.	СОГ	ДНС с н/п	УНТС, г/п	Синергия. Сепарация ПНГ на ДНС, монетизация СОГ	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача Н обв. на ЦПС, Сдача СОГ: 1.ЦПС, 2. ГКС №Х
6–14	Н обв.	ПНГ	ДНС с н/п	УКПГ / УНТС г/п, к/п, а/в к	Синергия. Сепарация ПНГ на ДНС. Подготовка СОГ и конденсата до товарного качества	Отбраковать в связи с нерациональностью выделения жидких компонентов
15	Н обв.	ПНГ	ДНС с н/п	КС с УОГ	Синергия. Сепарация ПНГ на ДНС, утилизация ПНГ в ПХГ	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача Н обв. на ЦПС
16	Н обв.	–	ДНС с а/в	сжигание ПНГ	Синергия. Автовывоз обводненной нефти	Отбраковать в связи с перевозкой более 400 тыс. т/год, сжиганием ПНГ
17	Н обв.	ПНГ	УПСВ с н/п	КС с УОГ, г/п	Синергия. Сепарация нефти на УПСВ, процессинг нефти и ПНГ на ЛУ Б. Транспорт осушенного ПНГ на ЦПС по г/п. Транспорт обводненной нефти на ЦПС по н/п	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача Н обв. на ЦПС, Сдача ПНГ на ЦПС
18	Н обв.	ПНГ	УПСВ с н/п	УОГ, г/п	Синергия. Сепарация нефти на УПСВ, процессинг нефти и ПНГ на ЦПС ЛУ Б. Транспорт осушенного ПНГ под собственным давлением	Отбраковать. Протяженность г/п под собственным давлением 10 атм 50 км, технически нереализуемо
19	Н обв.	ПНГ	УПСВ с н/п	–	Синергия. Сепарация нефти на УПСВ, процессинг нефти и ПНГ на ЛУ Б. Расширение существующей газовой инфраструктуры ЦПС ЛУ Б	Отбраковать расширение ЛУ Б. По условиям задачи имеется свободная мощность на ЦПС
20	Н обв.	ПНГ	УПСВ с н/п	УНТС, г/п, к/п	Синергия. Сепарация нефти на УПСВ, процессинг нефти на ЦПС ЛУ Б. Собственная УНТС для подготовки СОГ, транспортировка конденсата по к/п	Отбраковать монетизацию К, в связи с малым объемом добычи
21	Н обв.	СОГ	УПСВ с н/п	УНТС, г/п	Синергия. Сепарация нефти на УПСВ, процессинг нефти на ЦПС ЛУ Б. Собственная УНТС для подготовки СОГ. Утилизация конденсата	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача Н обв. на ЦПС. Сдача СОГ 1. г/п 50 км на ЦПС, но пониженный нетбэк 2. г/п 100 км на ГКС №Х, но высокий нетбэк
22–28	Н обв.	СОГ	УПСВ с н/п	УНТС, УДСК	Синергия. Сепарация нефти на УПСВ, процессинг нефти на ЦПС ЛУ Б. Собственная УНТС для подготовки СОГ. Подготовка конденсата по вариантам (стабильный, СУГ, ДЭК) транспортировка конденсата по к/п	Отбраковать серию сценариев с выделением жидких компонентов
29	Н обв.	СОГ	УПСВ с н/п	КС ПНГ с УОГ, г/п	Синергия. Сброс воды на УПСВ ЛУ А, н/п к ЦПС, процессинг нефти на ЦПС ЛУ Б. Утилизация осушенного ПНГ в ПХГ	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача Н обв. на ЦПС
30	Н обв.	СОГ	УПСВ, а/в	КС ПНГ с УОГ, г/п	Синергия. Сброс воды на УПСВ ЛУ А. Автовывоз Н. обв. на процессинг ЦПС. Утилизация осушенного ПНГ в ПХГ	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача Н обв. на ЦПС
31	Расширение нефтяной и газовой инфраструктуры ЦПС ЛУ Б					Отбраковать расширение существующей инфраструктуры опорного промысла ЛУ Б. По условиям задачи имеется свободная мощность на ЦПС
32	Н	ПНГ	УПН, н/п	КС ПНГ с УОГ, г/п	StandAlone. Сдача товарной нефти. Процессинг ПНГ на ЦПС	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача нефти 1. ЦПС 2. НПС №Х, сдача ПНГ на ЦПС
33	Н	ПНГ	УПН, н/п	УОГ, г/п	StandAlone. Сдача осушенного ПНГ на ЦПС под собственным давлением	Отбраковать технически нереализуемый транспорт ПНГ 50 км с давлением 10 атм в «голове»
34	Н	ПНГ	УПН, н/п	–	StandAlone. Сдача осушенного ПНГ на ЦПС под собственным давлением. Расширение газовой инфраструктуры	Отбраковать расширение ЛУ Б. По условиям задачи имеется свободная мощность на ЦПС

Продолжение таблицы 4

№	Продукты		Строительство на ЛУ- А		Описание концепции обустройства	Автоматическое решение экспертной системы
	Нефть	Газ	Процессинг Н	Процессинг Г		
35	Н	СОГ	УПН, н/п	УНТС, УДСК	StandAlone. Сдача товарной нефти, СОГ и конденсата	Отбраковать в связи с нерациональностью выделения жидких компонентов
36	Н	СОГ	УПН, н/п	УНТС	StandAlone. Сдача товарной нефти и СОГ	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача нефти и СОГ: 1. Н, СОГ — ЦПС 2. Н — ЦПС, СОГ — ГКС №Х 3. Н — НПС №Х, СОГ — ЦПС 4. Н — НПС №Х, СОГ — ГКС №Х
37-43	Н	СОГ	УПН, н/п	УНТС, УДСК	StandAlone, Сдача товарной нефти, СОГ, конденсата. С возможным а/в конденсата	Отбраковать серию сценариев с выделением жидких компонентов
44	Н	ПНГ	УПН, н/п	КС с УОГ, утилизация	StandAlone. Сдача товарной нефти. Утилизация ПНГ в ПХГ	Передать в модуль Обустройство на расчет. Сдача нефти 1. ЦПС 2. НПС №Х
45	Н	–	МКОС с а/вывозом	Сжигание ПНГ	StandAlone. Автовывоз товарной нефти, сжигание ПНГ	Решение инженера-эксперта. Передать на расчет для дополнительного понимания чувствительности кейса. Сдача нефти на ЦПС

вдоль нефтесборного коллектора от УПН до кустовых площадок. Предусмотрена утилизация подтоварной воды в поглощающую скважину вблизи УПН. Для электроснабжения промысла предусмотрено строительство ГПЭС вблизи УПН. Распределение мощности производится по сетям 10 кВ, 35 кВ (с учетом расчетных нагрузок и удаленности кустов от ГПЭС). Для обеспечения промысла и размещения персонала предусмотрено строительство ОБП, ВЖК и автодороги от ЦПС. Внешний транспорт представлен отдельными трубопроводами протяженностью 50 км до ЦПС.

Следующим вариантом по эффективности является №3 — полная синергия по подготовке промысловой продукции до товарного качества на действующих мощностях инфраструктуры лицензионного участка Б. На проектируемом ЛУ заложено строительство ДНС и раздельная транспортировка обводнённой нефти и ПНГ до ЦПС ЛУ Б. При таком развитии сценария во многом на конечную эффективность проекта влияют тарифы за процессинг при текущих объемах добычи.

Вариант № 44 со строительством собственной УПН или №15 со строительством УПСВ и последующей утилизацией ПНГ в пласт могут быть приняты в качестве базового, если газовая опция не окупает себя и есть уверенность в успешности закачки в ПХГ.

Все последующие варианты с реализацией нефтепровода напрямую до НПС нерентабельны в связи с высокими капитальными затратами на строительство трубопровода протяженностью 110 км.

В табл. 6 представлены детальный список объектов строительства для лучшего

сценария под выданные исходные данные и условия задачи.

Важно отметить, что варианты с синергией предпочтительнее, однако следует учитывать риск изменения условий подключения к опорному промыслу/объектам инфраструктуры. В данном модельном расчете этот фактор не учитывался экспертной системой.

Таблица 5. Сводная таблица экономических показателей
Table 5. Summary table of economic indicators

№ п/п	№ Сценарий	NPV, %	PI, д.е.	CAPEX, %
1	32-1	100,0	1,22	100,0
2	3	73,2	1,19	85,2
3	44-1	76,9	1,19	90,7
4	17	56,3	1,14	88,9
5	15	46,5	1,14	75,8
6	29	31,1	1,09	79,6
7	30	31,1	1,09	79,6
8	32-2	44,1	1,09	113,6
9	44-2	21,0	1,04	104,3
10	45	0,0	0,07	18,4
11	5-1	-31,3	0,06	143,0
12	21-1	-32,2	0,06	146,8
13	36-1	-34,8	0,06	157,9
14	36-3	-38,3	0,06	171,5
15	5-2	-49,4	0,06	213,8
16	21-2	-50,4	0,06	217,5
17	36-2	-53,0	0,06	228,6
18	36-4	-56,5	0,06	242,2

Таблица 6. Пример свода капитальных затрат по отдельным статьям
Table 6. Example of a summary of capital costs for individual items

Наименование объекта	Ед. изм.	Сценарий №32	
		Кол-во	Сумма затрат, %
Обустройство нефтяных добывающих/водоагнетательных	шт.	89	11
Инженерная подготовка нефтяных кустов скважин	скв	89	5
Нефтеесборные сети			
НСК 159	км	20,8	1,4
НСК 273	км	8,9	0,9
Промысловые автодороги			
ВЛ-10 нВ	км	29,7*2	1
Энергетика			
ГПЭС	МВт	12,0	4
Внешний транспорт нефти			
Нефтепровод, d 219	км	50,0	5
Внешний транспорт газа			
Газопровод ПНГ, d 325	км	50,0	18
Компрессорная станция			
КС ПНГ 301 млн м ³ /год (2,4 МВт)	площ	1,0	5
Подготовка нефти			
УПН 806 тыс. т нефти/год	площ	1,0	23
Вспомогательная инфраструктура:			
ОБП / ВЖК	площ	1,0	3
Вертолетная площадка	площ	1,0	0
Межпромысловые автодороги	км	50,0	11
Природоохранные мероприятия	%	да	3
Объем инвестиций в разработку, всего	%	100%	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Создан модуль «Экспертная система» в качестве действующего прототипа системы.
- Сформулированы основные функциональные требования к ЭС поддержки инженера по инфраструктуре. Произведена формализация типовых сценариев по сбору, подготовке и реализации углеводородной продукции, сформирована логика принятия решений по выбору концепции обустройства. В зависимости от целевого продукта и развитости инфраструктуры в регионе присутствия определяется конечная конфигурация обустройства, учитывается вариативность и определяются все возможные пути развития, предварительно исключив нерациональные.

Предложенное решение позволяет:

- сократить трудозатраты (ориентировочно в два раза в сравнении с действующим подходом [1, 2]) на процесс концептуально-инжиниринга в экспресс-оценках (скрининге) и геолого-экономических оценках, в том числе при выполнении операций масштабирования технологических и стоимостных параметров, а также при формировании концепции обустройства;
- обеспечить руководителей проекта объективной информацией о влиянии ресурсной базы, профилей добычи на выбор концепции обустройства, и как следствие — на экономическую эффективность проекта.

Данные утверждения основываются на появившейся возможности более ранней оценки всех возможных технически реализуемых сценариев и уменьшения количества общих итераций при выполнении ГЭО. Полнота технических расчетов достигается за счет использования модуля «Обустройство», который выполняет все основные технологические и стоимостные расчеты с коротким временем вычислений.

Впервые поставлена задача автоматического формирования концепции поверхностного обустройства нефтегазового актива на ранних этапах. Цифровая трансформация рассматриваемого направления инженерного труда состоит в том, что дальнейшее развитие ЭС позволит перейти инженеру от роли разработчика концепции к роли эксперта автоматически сформированной концепции, что позволит значительно сократить время рутинных операций.

СИСТЕМА УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

NPV — Net Present Value

PI — Profitability Index

ВЖК — вахтовый жилой комплекс

ГЖС — газожидкостная смесь

ГРР — геолого-разведочные работы

ГК — газоконденсатная (смесь)

ГКС — газоконпрессорная станция как точка сдачи СОГ

ГЭО — геолого-экономическая оценка

ГПЭС/ГТЭС — газопоршневая/газотурбинная электрическая станция

КПО — концептуальное проектирование обустройства

КС — компрессорная станция на ЛУ

ЛУ — лицензионный участок

МФНС — мультифазная насосная станция

МКОС — мобильный комплекс освоения скважин

НПС — нефтеперекачивающая станция

НСК — нефтесборный коллектор

ОБП — опорная база промысла
ПНГ — попутный нефтяной газ
ПО — программное обеспечение
ППД — система поддержания пластового давления
ПСП — приемо-сдаточный пункт
ПХГ — подземное хранилище газа
СОГ — сухой отбензиненный газ
УДСК — установка деэтанализации и стабилизации конденсата

УКПГ — установка комплексной подготовки газа
УОГ — установка осушки газа (ПНГ)
УПН — установка подготовки нефти
УПСВ — установка предварительного сброса воды
ФЭМ — финансово-экономическая модель
ЦОиАП — Центр оценок и анализа проектов группы компаний «Газпром нефть»
ЦПС — Центральный пункт сбора

Список литературы

1. Melnikov S.I., Vershigora N.V., Groo A.A., Grigorev D.S., Kiselev P.Y., Morozov V.V. An Improved Methodology for Gas-Condensate Cluster Evaluations under Uncertainty // SPE Russian Petroleum Technology Conference. — 2021, October. <https://doi.org/10.2118/206572-MS>
2. Мельников С.И., Мурашов Б.А., Гроо А.А. Автоматизация расчётов в концептуальном проектировании обустройства при вероятностном подборе профилей добычи флюидов // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2022 — № 7(2). — С. 76–84. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-76-84>
3. Дымочкина М.Г., Киселев П.Ю., Пислегин М.Н., Кузьмин Т.Г., Муллагалиев А.Т. Геолого-экономическая оценка проектов: настоящее и будущее // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2018. — №3. — С. 18–23. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-3-18-23>
4. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ. № 2018616635 Российская Федерация. Программа «Концептуал 1.0» / А.Е. Давыдова, В.В. Веденеев, П.В. Пилиев, А.А. Гроо; заявитель и правообладатель ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (RU). — №2018613381; заявл. 09.04.18; опубл. 05.06.18. Реестр программ для ЭВМ.
5. Кельберг К.Э., Лядова Н.А. Анализ применения инструментов концептуального инжиниринга при проектировании системы обустройства активов // Недропользование. — 2020. — Т. 20. — № 3. — С. 253–269.
6. Хасанов М.М., Глухих И.Н., Шевелев Т.Г., Панов Р.А., Писарев М.О., Лисс Д.А., Нониева К.З. Онтологический подход к построению систем интеллектуальной поддержки нефтегазового инжиниринга // Нефтяное хозяйство. — 2022. — №12. — С. 7–13. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-7-13>
7. Тчаро Хоноре, Воробьев А.Е., Воробьев К.А. Цифровизация нефтяной промышленности: базовые подходы и обоснование «интеллектуальных» технологий // Вестник Евразийской науки. — 2018. — №2 (10). <https://esj.today/PDF/88NZVN218.pdf>

References

1. Melnikov S.I., Vershigora N.V., Groo A.A., Grigorev D.S., Kiselev P.Y., Morozov V.V. An Improved Methodology for Gas-Condensate Cluster Evaluations under Uncertainty // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2021, October. <https://doi.org/10.2118/206572-MS>. (In Russ.)
2. Melnikov S.I., Murashov B.A., Groo A.A. Automation of calculation in the conceptual infrastructure design with the probabilistic selection of fluid extraction profiles // PRONEFT. Professionally about oil, 2022, no. 7(2), pp. 76–84. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-76-84>. (In Russ.)
3. Dymochkina M.G., Kiselev P.Yu., Pislegin M.N., Kuzmin T.G., Mullagaliev A.T. Geological and economic evaluation (GEE): from present to future // PRONEFT. Professionally about oil, 2018, no. 3, pp. 18–23. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-3-18-23>. (In Russ.)
4. Certificate of State registration of rights to the object of copyright. № 2018616635 Russian Federation. Computer program «Konceptual 1.0» / A.E. Davydova, V.V. Vedeneev, P.V. Pilyaev, A.A. Groo; applicant and copyright holder. LLC «RN-KrasnoyarskNIPIneft» (RU). — №2018613381; dated 05.06.18.
5. Kelberg Kristina E., Lyadova Nadezhda A. Analysis of conceptual engineering tools application of in assets arrangement system designing // Nedropol'zovanie, 2020, vol. 20, no. 3, pp. 253–269. (In Russ.)
6. Khasanov M.M., Glukhikh I.N., Shevelev T.G et al. Ontology-based approach to designing intelligent supports systems for oil and gas engineering // Oil Industry [Nefyanoe khozyastvo], 2022, no.12, pp. 7–13. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-7-13>. (In Russ.)
7. Tcharo Honore, Vorobev A.E., Vorobyev K.A. Digitalization of the oil industry: basic approaches and rationale for “intelligent” technologies // The Eurasian Scientific Journal, 2018, no. 2(10), [online]. Available at: <https://esj.today/PDF/88NZVN218.pdf> (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Гроо — разработка концепции статьи, подготовка текста статьи, разработка методических подходов к автоматизации концептуального проектирования с применением экспертной системы, интерпретация результатов расчета, окончательное утверждение версии статьи для публикации.

С.В. Комбаров — подготовка текст статьи, создание прототипа экспертной системы, выполнение и интерпретация расчетов.

А.М. Муллин — экспертиза результатов по направлениям: газовая программа, энергообеспечение, окончательное утверждение версии статьи для публикации.

Alexandr A. Groo — development of the concept of the article, preparation of the text of the article, development of methodological approaches to automation of conceptual design using an expert system, interpretation of calculation results, final approval of the version of the article for publication.

Semen V. Kombarov — preparation of the text of the article, creation of a prototype of the expert system, execution and interpretation of calculations.

Andrey M. Mullin — inspection of results in the following areas: gas program, energy supply, final approval of the version of the article for publication.

Б.А. Мурашов — постановка расчетной задачи, экспертиза результатов, окончательное утверждение версии статьи для публикации.

Boris A. Murashov — formulation of the calculation problem, examination of the results, final approval of the version of the article for publication.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Александрович Гроо* — руководитель направления, Центр оценок и анализа проектов, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alexandr A. Groo* — Industry manager, Gazprom
neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Семен Вячеславович Комбаров — специалист, Блок системного инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть»

Semen V. Kombarov — Specialist, Gazprom
neft company group

Андрей Михайлович Муллин — руководитель направления, Центр оценок и анализа проектов, Группа компаний «Газпром нефть»

Andrey M. Mullin — Industry manager, Gazprom
neft company group

Борис Александрович Мурашов — эксперт, Центр оценок и анализа проектов, Группа компаний «Газпром нефть»

Boris A. Murashov — Expert, Gazprom
neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ НАРАБОТОК ПО ПРОГНОЗИРОВАНИЮ И АНАЛИЗУ ПРОБЛЕМАТИКИ РАБОТЫ С ФОНДОМ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫМ ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

© Л.А. Фаррахов,
К.Х. Зарипова, 2024



Л.А. Фаррахов^{1,*}, К.Х. Зарипова

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

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Введение. Моделирование процесса пескопроявления является одним из приоритетных направлений в области эксплуатации фонда скважин, осложненного выносом механических примесей. Ввиду постоянного смещения зоны дренирования в сторону зоны успокоения механических примесей флюида (ЗУМПФ), а также большого количества скважин, пробуренных на терригенные породы, проблема выноса механических примесей не теряет своей актуальности. Решение рассматриваемой проблематики требует не только стратегии защиты глубинно-насосного оборудования (ГНО), но и эффективного прогнозирования процесса выноса механических примесей из пласта.

Цель. Рассмотрение имеющихся в мировом опыте технологий прогнозирования процесса выноса механических примесей, а также приведен обзор способов защиты ГНО от данного вида осложнений.

Материалы и методы. Рассматриваемыми в статье материалами являются результаты моделирования процессов движения жидкости из пласта с совместным выносом обломков породы, результаты стендовых испытаний и промысловые данные о работе целевого фонда скважин.

Результаты. Проведен обзор мирового и отечественного опыта в области прогнозирования и защиты по направлению выноса механических примесей из пласта.

Заключение. В процессе эксплуатации скважин с целью повышения качества работы фонда, осложненного выносом механических примесей, необходимо своевременно проводить эффективное прогнозирование процессов разрушения породы, а также выстраивать стратегию защиты ГНО, обеспечивающую целостность всех узлов.

Ключевые слова: механические примеси, моделирование, защита ГНО

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии интересов.

Для цитирования: Фаррахов Л.А., Зарипова К.Х. Мировой и отечественный опыт наработок по прогнозированию и анализу проблематики работы с фондом скважин, осложненным выносом механических примесей. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):153–172. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-153-172>

Статья поступила в редакцию 04.10.2023

Принята к публикации 14.11.2023

Опубликована 29.03.2024

GLOBAL AND DOMESTIC EXPERIENCE IN FORECASTING AND ANALYZING THE PROBLEMS OF WORKING WITH WELL STOCK COMPLICATED BY MECHANICAL IMPURITIES RECOVERY

Linar A. Farrakhov^{1,*}, Kamila K. Zaripova

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Introduction. Modeling of sand production process is one of the priority directions in the field of exploitation of well stock complicated by mechanical impurities recovery. Due to the constant shift of the drainage zone in the direction of the drill sump, as well as a significant number of well stock located in the conditions of terrigenous rocks, the problem of mechanical impurities recovery is constantly increasing its relevance. The solution to this problem requires not only the development of a comprehensive strategy for the protection of downhole pumping equipment (DPE), but also effective prediction of the process of mechanical impurities recovery from the reservoir.

Purpose. The purpose of this paper is to review the technologies available in the world experience in predicting the process of mechanical impurities precipitation, as well as a review of ways to protect DPE from this type of complications.

Materials and methods. The materials considered in the article are: the results of modeling of the processes of fluid movement from the reservoir with joint removal of rock debris; the results of bench tests; the results of field data on the operation of the designated well stock.

Results. The world and domestic experience in the field of prediction and protection in the direction of mechanical impurities recovery from the formation was reviewed.

Conclusion. In the process of well operation, in order to improve the quality of the well stock complicated by the recovery of mechanical impurities, it is necessary to carry out timely effective prediction of rock destruction processes, as well as to build a strategy for protection of the DPE, ensuring the integrity of all units.

Keywords: mechanical impurities, modeling, DPE protection

Conflict of interest: the authors declare no interest.

For citation: Farrakhov L.A., Zaipova K.K. Global and domestic experience in forecasting and analyzing the problems of working with well stock complicated by mechanical impurities recovery. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):153–172. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-153-172>

Manuscript received 04.10.2023

Accepted 14.11.2023

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Электроцентробежные насосы (ЭЦН) широко используются при добыче нефти. Наличие в добываемой жидкости твердой фазы может привести к серьезным повреждениям внутренних секций насоса, что сокращает срок его службы.

На основе анализа литературы были определены ключевые параметры, влияющие на эрозионные процессы; выбран оптимальный метод моделирования износа и предложена схема комплексной защиты ГНО.

Результаты исследования дают всестороннее представление о процессе пескопроявления и его последствиях и могут быть полезны инженерам-практикам для разработки оптимальной стратегии эксплуатации.

Процесс абразивного износа рабочих органов ЭЦН приводит к нарушениям в режиме работы УЭЦН в целом и влечёт за собой выход из строя различных узлов глубинно-насосного оборудования, а также подвески насосно-компрессорных труб, что, в свою очередь, приводит к потерям в добыче нефти, необходимости закупа нового оборудования по причине отбраковки и, как следствие, высоким затратам. Также процесс выпадения механических примесей и сопутствующего эрозионного износа влечет за собой дополнительные затраты при проведении текущих и капитальных ремонтов скважин за счет возникновения потребности в проведении дополнительных работ по нормализации забоя с целью восстановления зоны успокоения механических примесей флюида (ЗУМПФ) либо в ряде случаев может также возникнуть потребность в проведении мероприятий по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн, что несет в себе как высокую длительность ремонтных работ в целом, так и высокую стоимость применяемых при этом технологий.

Объектом исследования является глубинно-насосное оборудование скважин, характеризующихся высоким содержанием ТВЧ в извлекаемом флюиде, в том числе с высоким индексом агрессивности механических примесей. Предмет исследований — процессы износа ГНО в пескопроявляющих скважинах. Цель данного научного обзора — анализ и систематизация новейших научных данных по вопросу эрозионного разрушения ГНО вследствие пескопроявления, выявление перспективных решений. В рамках обзора научной литературы проанализированы причины начала пескопроявления. Рассмотрены и проанализированы применяемые методы борьбы с выносом песка, выделены их недостатки и преимущества. В результате даны рекомендации по комплексному подходу для получения наилучшего эффекта. В данной работе представлен подробный пошаговый процесс создания надежной системы ЭЦН, способной адаптироваться к сложным условиям в стволе скважины, где механические примеси и их высокий уровень эрозионной агрессивности привели к преждевременным отказам ЭЦН, а также предложена надежная модель прогнозирования эрозионного износа. В дополнение представлены данные о результатах эксплуатации скважин, в которых эти методы были успешно применены для продления срока службы ЭЦН.

НАУЧНЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ ПО ТЕМЕ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

ПОСЛЕДСТВИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ

Пескопроявление является результатом образования несцементированных песчинок вокруг ствола скважины, обычно в пласте низкой или средней прочности с небольшим количеством цементирующего материала между зернами или без него. При этом вынос

песка возможен и из высокопрочных пластов с хорошим сцеплением зерен. Процесс может начаться сразу же, а может произойти в более поздний период эксплуатации [1]. Вынос песка является одной из наиболее распространенных проблем в процессе эксплуатации, требующей углубленного изучения, т.к. скопление песка может вызвать закупорку и ухудшение условий притока извлекаемой жидкости, что приводит к снижению коэффициента продуктивности, уменьшению ЗУМПП и ухудшению скин-фактора в целом. Кроме того, скопившийся песок необходимо удалять, чтобы возобновить нормальную добычу, что увеличивает затраты на обслуживание скважин. Частицы песка могут вызвать эрозию подземного обору-дования и, как следствие, снизить производительность насоса и ограничить приток жидкости. При сильном выносе песка из разрабатываемого пласта он может разрушиться, что приведет к повреждению цементации скважины.

Так как электроцентробежные насосы (ЭЦН) часто используют при эксплуатации механизированным способом, особенно в высокодебитных скважинах, вынос песка может привести к их износу и преждевременному выходу из строя. ЭЦН как турбомашину с высоким вращением более чувствителен к песку, чем другие [2].

Процессы износа в ЭЦН можно классифицировать на различные типы в зависимости от кинематики и взаимодействия между элементами. «Износ двух тел» происходит, когда частица скользит по пластичной поверхности, «износ трех тел» происходит, когда твердые абразивные частицы находятся между двумя пластичными поверхностями трения [4].

При этом также существует понятие гидроабразивного износа, формируемого за счет высоких скоростных режимов потока, поступающего в УЭЦН и образующего промывы не только в рабочих органах ЭЦН, но и в прочих узлах компоновки глубинно-насосного оборудования.

Эрозию можно наблюдать в первичном канале потока — в рабочем колесе ЭЦН (чаще наблюдается на кончиках лопастей, на внутреннем кожухе вблизи балансировочного отверстия и на внешнем кожухе вблизи выхода рабочего колеса, по причине высокой турбулентности и сдвигового потока в ЭЦН) и диффузоре (локализуется на кончиках лопаток, проточных каналах и зонах взаимодействия между рабочим колесом и диффузором). Усредненная скорость эрозии диффузора в десятки раз выше, чем у рабочего колеса.

ЭЦН со ступенями радиально-вихревого типа имеет лучшую эрозионную стойкость. Более сильная эрозия происходит в ЭЦН радиального типа, особенно на ступице и поверхности рабочего колеса [4]. Также абразивный износ можно наблюдать на подшипниках, втулках, уплотнениях и клапанах насоса. Утечки через направляющие аппараты вызваны напором, развиваемым рабочим колесом [5].

МЕТОД КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ (FEM) ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ЛУЧШИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОБЪЕМА ВЫНОСА ПЕСКА, ПОСКОЛЬКУ ВОСПРОИЗВОДИТ ДЕЗАГРЕГАЦИЮ ЗЕРЕН В БОЛЬШИХ ОБЪЕМАХ ПОРОДЫ.

Процесс трения между восходящим потоком, содержащим механические примеси с высокими показателями абразивности, и узлами рабочих ступеней ЭЦН является наиболее частой причиной отказа скважинного оборудования. Изношенные насосы вызывают вибрацию и утечки по узлам межсекционных соединений, что в итоге приводит к отказу электрической части УЭЦН (узел ПЭД (погружной электродвигатель) и питающий кабель).

Абразивный износ, происходящий в рабочих органах насоса, оказывает непосредственное влияние на расходно-напорные характеристики, развиваемые установкой в целом, что зачастую влечет за собой выход из строя различных узлов УЭЦН [6]. В данной работе авторы сравнили снижение производительности, степень износа и преобладание роста пиков вибрации насосов SF1700 и SF1750 с различными системами подшипников и выявили одновременное возникновение износа лопастей рабочего колеса, диффузора и радиального износа подшипников, с активацией износа опорных подшипников. Анализ измерений износа и вибрации насосов SF320 и H675 также подтверждает одновременное возникновение нескольких механизмов износа, включая износ опорного подшипника, и возникновение радиального износа рабочих органов ЭЦН.

Взаимосвязь между механизмами износа и причинами отказов УЭЦН может быть отражена набором диаграмм состояний, вызываемых процессами разрушений. Процессы износа могут развиваться по многим сценариям, при этом проявляясь в виде различных причин отказов. Ввиду наличия различных типов исполнения узлов электроцентробежных насосов процессы засорения и износа

рабочих органов могут происходить различными путями с различной скоростью [7]. В работах [8], [9] был проведен анализ зависимости влияния индекса агрессивности и количества выносимых механических примесей на работу УЭЦН с рабочими ступенями, выполненными из материала нирезист тип 1 в условиях месторождений ОАО «НК «Роснефть». Проведенный анализ показал, что наибольшее влияние на износ рабочих органов ЭЦН оказывает качественный показатель гранулометрического состава выносимых механических примесей из продуктивного пласта, а именно индекс агрессивности (рис. 1).

СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА РАБОТУ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Организационные меры

Вынос песка определяется четырьмя основными факторами: свойствами пород-коллекторов (литологическими, химическими и механическими), свойствами флюидов (фазы и химический состав, уровень обводнённости), технологическим режимом эксплуатации скважины (уровень депрессии) и вторичным воздействием (закачка воды или химических реагентов). Лучшее понимание влияния этих факторов для каждой конкретной скважины и целевого пласта может значительно повысить эффективность стратегии снижения выноса песка.

Механические примеси, содержащиеся в откачиваемой жидкости, по своему составу можно разделить на однокомпонентные и многокомпонентные. Классификация абразивных частиц по их происхождению выглядит следующим образом:

- частицы, поступившие в результате проведения различных технологических операций в процессе ремонта скважин (пропант, продукты реакции с жидкостями глушения, кислотами, гелями и т.д.);
- минеральные частицы, являющиеся составными частями пород (кварц, полевошпат, глина и т.д.);
- соли (карбонаты, сульфаты, сульфид железа, галит);
- продукты коррозии (окислы, гидроокислы железа);
- АСПО (асфальтены, смолы, парафины).

К организационной группе методов относятся мероприятия, связанные с ограничением отбора пластовой жидкости из добывающих скважин. При этом применяются классические компоновки ГНО без дополнительного оборудования, а также без использования специальных видов покрытий имеющихся узлов. Необходимое внимание уделяется борьбе с коррозией скважинного оборудования и анализу химической совместимости продуктов пласта с жидкостями, закачиваемыми в скважину, пласт. В рамках данной группы методов применяются следующие технологические решения:



Рис. 1. Зависимость изменения наработки ЭЦН от индекса агрессивности частиц и концентрации абразивных частиц. Составлено авторами

Fig. 1. Dependence of ESP operating time change on the particle aggressiveness index and abrasive particle concentration. Prepared by authors

- оптимизация типоразмеров ЭЦН в соответствии с текущим коэффициентом продуктивности;
- проведение планово-предупредительных ремонтов;
- спуск высоконапорных УЭЦН, позволяющих вести режим работы на пониженных частотах без создания условий дефицита напора.

Прочность породы, как правило, является наиболее важным фактором, влияющим на пескопроявление. Один из возможных способов минимизации выноса песка — избегать перфорации слабых участков породы, основываясь на данных каротажа. Пескопроявление происходит из-за разрушения песчаных арок, прилегающих к перфорационной полости, и при более высоких прочностях связи песчаные арки более устойчивы и выносятся меньше частиц песка [10–12].

Колебания давления играют решающую роль в процессе пескопроявления — большее количество циклов колебаний может увеличить пластическую деформацию, что приведет к разрушению породы [13, 14]. В ходе экспериментов было выявлено, что периодический режим работы скважин имеет различный уровень влияния на величину выноса песка в зависимости от условий эксплуатации, а также от продолжительности циклов накопления и откачки. На основании анализов, проведенных в работе [15], была выявлена прямая зависимость между уровнем депрессии, уровнем напряжений в пластичной зоне породы-коллектора и количеством песка, выносимого в процессе эксплуатации.

Ещё одним существенным фактором при проведении организационных мероприятий является выбор глубины спуска ЭЦН. При максимальном приближении зоны дренирования ЭЦН к интервалу перфорации или ЗУМПФ может значительно усилиться процесс выноса механических примесей из пласта [16].

Своевременное и рациональное применение данной группы методов способствует снижению уровня негативного влияния механических примесей, а также абразивного износа узлов УЭЦН.

Однако внедрение организационных мер защиты ЭЦН от механических примесей зачастую приводит к снижению депрессии и объема добываемой продукции. Они позволяют снизить скорость износа, но не устранить его полностью.

Химические методы

Крепление горных пород является технологией ограничения объема выносимых

механических примесей из продуктивного пласта, которая осуществляется с помощью закачки в пласт химических реагентов.

Химические реагенты обычно делятся на неорганические (традиционные или нетрадиционные) и органические (нетрадиционные) типы. Может существовать третий тип химических реагентов, который представляет собой композицию неорганического материала с органическим.

Недостатками химических методов крепления являются:

- полученная в результате крепления матрица песка может иметь недостаточную прочность на сжатие, в связи с чем при значении уровня депрессии, превышающего прочностные характеристики сформированной структуры и создающего высокий уровень напряжений в пластичной зоне пласта, процесс пескопроявления может проявиться повторно;
- смоляные фракции при неправильном подборе концентрации могут значительно ухудшить проницаемость пласта;
- некоторые химикаты могут быть чувствительны к составу пласта и типу флюида, что делает эффективность крепления неравномерной;
- правильная локализация реагента в пластичной зоне продуктивного пласта может быть затруднена по причине нарушений технологий задавки.

На основе опыта применения химического крепления исследована применимость различных реагентов для управления пескопроявлением. Полимерные, лигносульфонатные и смоляные реагенты в низких концентрациях показали наилучшие результаты в проведенных исследованиях, но применимы только в низкотемпературных коллекторах. Смесь различных реагентов может привести к контролируемому улучшению структурной прочности, а также к незначительному снижению пористости и проницаемости [17].

В статье [18] авторы описывают разработку уникального химического состава для борьбы с песком в слабосцементированных пластах. Эта разработка включает использование коллоидных наночастиц, модифицированных положительным зарядом, которые могут консолидироваться поверх частиц песка, образуя слой укрепляющего материала, сохраняя открытую пористость для обеспечения свободного притока добываемых углеводородов. Новый уплотняющий материал доставляется на забой скважины в таблетированной форме и обеспечивает контролируемое время затвердевания. Основным преимуществом данного метода является то, что вся обработка может

быть осуществлена в скважине за одну операцию. Новая разработанная система контроля, состоящая из катионных наночастиц, обеспечила 60 % восстановление проницаемости.

В последнее десятилетие было продемонстрировано, что некоторые химические агенты могут изменять смачиваемость поверхности горных пород, а не только пористость и проницаемость, что также является немаловажным фактором [17].

Метод химического воздействия довольно дорогостоящий и характеризуется различными технологическими рисками (снижение продуктивности скважин, срыв установленной «пачки» по причине увеличения депрессии на пласт и пр.).

Технологические методы

К технологическим методам относятся скважинные компоновки ГНО, в состав которого входят различные виды дополнительного оборудования. Выделяются две основные категории:

- 1) сепараторы — эффективность определяется за счет скоростного режима потока поступающего флюида, а также гравитационных или центробежных сил выносимых механических примесей;
- 2) подвесные/скважинные фильтры — эффективность определяется на основании фильтрационных характеристик фильтр-элемента (различные набивки, проволочные материалы, пружинные и дисковые конструкции).

Также к технологическим методам дополнительно относят технологии упрочнения рабочих органов УЭЦН.

Сепараторы

Сепараторы механических примесей устанавливаются в скважинах под погружными электродвигателями ЭЦН с закреплением на модуль термоманометрической системы (при наличии таковой в составе скважинной компоновки ГНО) и обеспечивают отделение твердых частиц от потока жидкости под действием гравитационных или центробежных сил. Общим недостатком этих устройств является изменение эффективности (величины коэффициента разделения механических примесей) в зависимости от дебита скважины, свойств пластового флюида и механических примесей.

В статье [19] авторы пришли к выводу, что центробежный принцип разделения твердых частиц значительно эффективнее, чем гравитационные десендеры. Они предлагают активный центробежный сепаратор «PSM» в качестве аналога пассивному

циклоническому для более эффективного разделения. Экспериментальные стендовые исследования погружного пескоотделителя проводились на модельных смесях «вода — твердые частицы (содержание взвешенных частиц до 2 г/л)» и «вода — газ (содержание газа в потоке до 60 %) — твердые частицы». Определены закономерности влияния содержания взвешенных частиц, содержания газа во входном потоке и гранулометрического состава на эффективность разделения «PSM». В работе [20] Якимовым С.Б. приведен развернутый анализ эффективности применяемых способов защиты ГНО, из которого видно преимущество сепараторов относительно прочих видов дополнительного оборудования по причине меньшего количества ограничений. Основным фактором, определяющим эффективную работу сепаратора, является подбор конструкции шнекового элемента и сепарационного блока в целом в зависимости от производительности скважины.

Подвесные и скважинные фильтры

Подвесные и скважинные фильтры по принципу действия делятся на поверхностные и объемные, т.е. щелевые, или проволочные, и дисковые фильтры, соответственно. Эффективность фильтров практически не зависит от изменения скважинных условий, а зависит только от тонкости фильтрации фильтр-элемента.

Из рассмотренных работ следует, что наиболее подходящими средствами для слабосцементированных песчаных коллекторов являются автономные и гравийные фильтры. Данные методы являются высокочрезвычайными и требующими проведения целого ряда технологических операций, поэтому очень важно понять поведение песчаного потока для обоснования их экономической эффективности [17].

Гравийные фильтры могут существенно изменять гранулометрический состав частиц за счет образуемого сложного пористого пространства. Более того, с увеличением степени засоренности гравийного фильтра, все более мелкие частицы начинают в нем оседать. Таким образом, при наличии фильтра гранулометрический состав частиц, попадающих в скважину, меняется со временем [18]. Из-за дороговизны и сложности гравийных фильтров, как правило, предпочтение отдается автономным фильтрам. Они имеют различную геометрию, и выбор наиболее подходящего фильтра зависит от гранулометрического состава выносимых механических примесей. Для того чтобы убедиться, что фильтр подходит для данного пласта,

часто используется испытание на задержание песка, проводимое в лаборатории с использованием образцов фильтров и типичных наборов гранулометрического состава.

Противопесочные фильтры не могут предотвратить попадание мелких частиц (менее 50 мкм, учитывая, что это значение зависит от размеров отсева) в добываемые флюиды. Эти мелкие частицы могут проходить через противопесочные фильтры или блокировать их частично, вызывая повышение скорости в других секциях, что приводит к эрозии (в случае, если абразивность частиц высокая). В результате этого процесса отверстия в сите увеличиваются, что позволяет более крупным частицам проходить, разрушать фильтр и выводить его из строя.

В скважинах, осложненных выносом механических примесей, во время процесса эрозии часть мелкого песка будет проходить через фильтр, а крупный песок будет блокироваться фильтром и накапливаться в кольцевом пространстве ствола скважины, в итоге полностью заполняя его. Произойдет ли эрозионное разрушение, зависит от абразивности выносимых частиц, а также от скоростных режимов поступающего потока флюида [21].

Существующие методы очистки фильтров и восстановления проницаемости непосредственно в скважинных условиях неэффективны, сложны, имеют значительные финансовые затраты, что ограничивает их применение. Как правило, закупорка фильтра приводит к необходимости подъема ЭЦН из скважины в практике нефтедобычи. Исключения составляют фильтры, оснащенные обратными клапанами, которые открываются при засорении фильтрующего элемента. В этом случае поток жидкости поступает в ЭЦН без очистки, вместе с частицами механических примесей, минуя забитый фильтрующий элемент.

Использование предложенных в работе [22] конструкций самоочищающихся фильтров приведет, по их мнению, к увеличению времени работы ЭЦН между отказами в скважинах, осложненных интенсивным перетоком частиц механических примесей, тем самым повышая рентабельность добычи нефти и снижая убытки нефтяных предприятий.

Также иногда применяется замена металлического материала песчаных фильтров на устойчивую к эрозионному и коррозионному разрушению керамику, которая более чем в 50 раз прочнее стали и обладает универсальной стойкостью к различным кислотам и щелочам даже при высокой температуре. Кроме того, сокращается время заканчивания скважины и, соответственно, общее количество затрат. На сегодня

керамические фильтры представляют собой жизнеспособную альтернативу существующим методам борьбы с песком, особенно в условиях смешанного типа осложнений в виде высокой коррозионной агрессивности среды и эрозионной агрессивности выносимых частиц механических примесей, поступающих в составе добываемого флюида даже в условиях повышенной температуры и давления [23]. Фильтры ограничены тонкостью фильтрации, при их эксплуатации возможен процесс «запечатывания» самого фильтр-элемента.

Технологии упрочнения оборудования

Защитить оборудование от быстрого износа можно также следующими способами:

- использование износостойких материалов и покрытий — исполнение или покрытие рабочих органов насоса из материала, устойчивого к абразивному и эрозионному износу (технологии борирования, армирования рабочих ступеней ЭЦН);
- специальная геометрия рабочих органов — геометрия рабочих органов оптимизирована для снижения влияния эрозионного износа (рабочие колеса открытого и радиально-вихревого типа);
- специальные сборки секций — оптимизация сборки секций для повышения устойчивости к влиянию мех. примесей (пакетный и компрессионный тип сборки).

Одним из ключевых элементов оптимизированной модели ЭЦН является отчет о демонтажном осмотре и анализе отказов (DIFA), выполняемый после каждого извлечения вышедшего из строя оборудования. Цель отчёта — определить основную причину отказа ЭЦН и выделить любые скрытые причины, которые могли привести к снижению производительности насоса либо выходу из строя его узлов. Этот тип анализа позволяет выявить возможности для усовершенствования системы, основываясь на опыте эксплуатации предыдущей установки [6].

В статье [24] сообщается об отказах из-за песчаной эрозии в скважинах, расположенных на Ближнем Востоке. Он представил рекомендации по минимизации эрозии на основе процедуры DIFA, проведенной на извлечённом оборудовании и рекомендовал улучшить металлоконструкцию для уменьшения степени эрозии и эксплуатации насоса с максимальной эффективностью.

Скорость эрозии компонентов электроцентробежного насоса, как правило, зависит от скорости вращения насоса. Несмотря на это, в работе [25] предлагаются ЭЦН, способные работать в скважинах

с песчаными отложениями. В работе приведены результаты успешного внедрения инновационной модульной конструкции насоса «Gen4», устойчивой к высокоабразивным жидкостям. Авторы представили методику выбора сплавов для «пар трения», удовлетворяющих требованиям по износостойкости и теплопроводности с учётом коэффициента безопасного износа. Для снижения стоимости изготовления твердосплавных изделий был разработан целый ряд технологических решений.

Износ опорных шайб и ступенчатых уплотнений может быть существенно снижен за счет использования специальных втулок и вкладышей без чрезмерного увеличения стоимости изготовления насоса. Основная проблема эрозии проявляется при высокой

коррозионной агрессивности среды, высоком уровне абразивности частиц, а также скоростном режиме потока флюида в случае гидроабразивного износа. Повышение эффективности эксплуатации насоса в условиях описываемого вида осложнений также возможно в случае применения различных высокопрочных сплавов чугуна [5].

Эти способы часто характеризуются увеличением стоимости насосов, а также не всегда обеспечивают существенное увеличение времени работы УЭЦН в сложных условиях эксплуатации.

Анализ производственных данных

В региональном масштабе видны отличия степени осложнения механическими примесями по направлениям и месторождениям

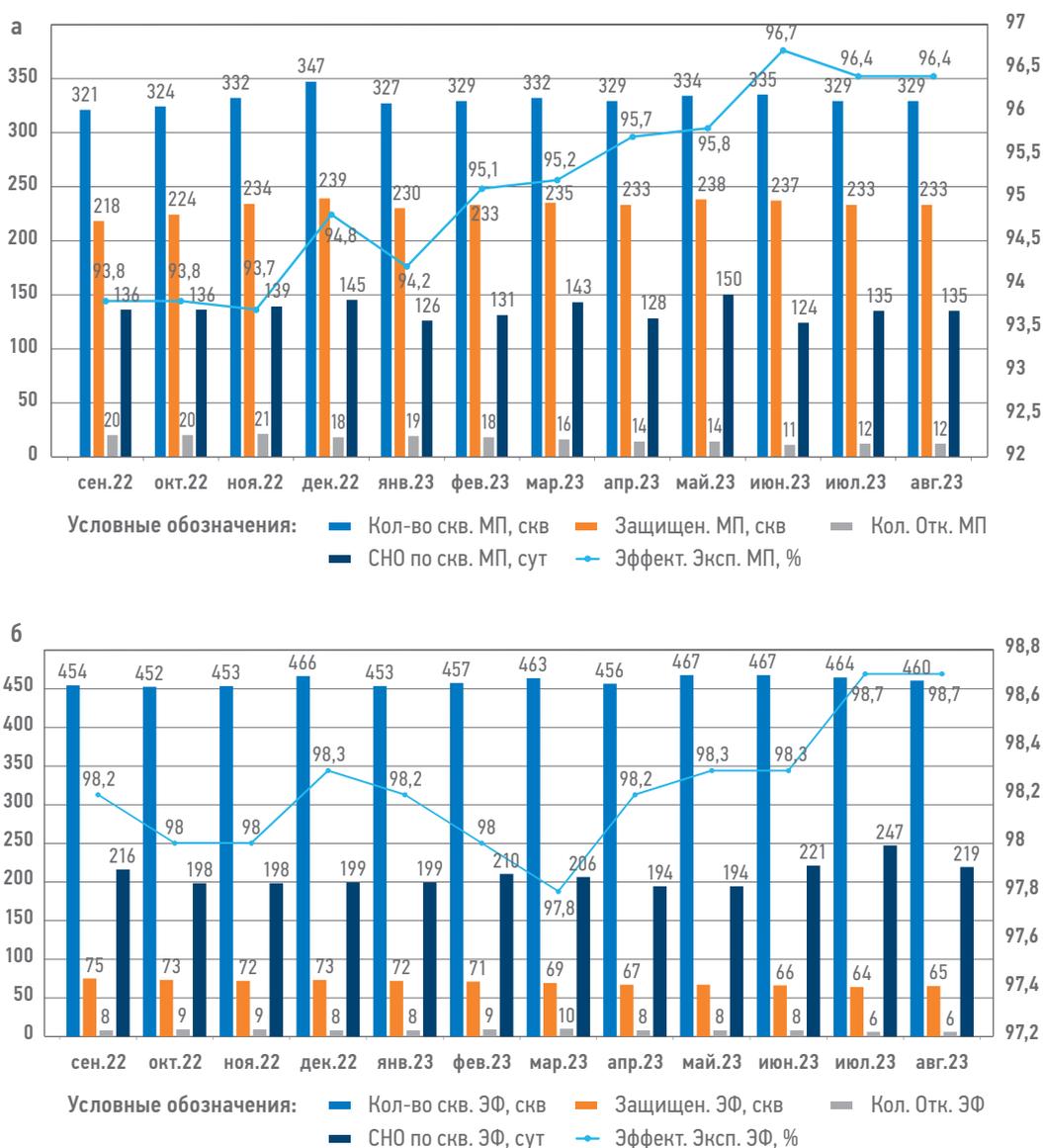


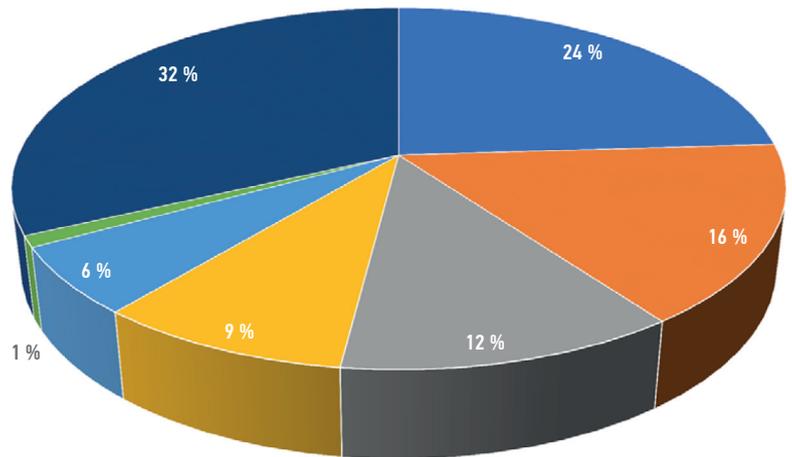
Рис. 2. Динамика эксплуатации УЭЦН при негативном влиянии механических примесей (а) и эрозионной агрессивности (б) по одной из компаний ВИНК. Составлено авторами
 Fig. 2. Dynamics of ESP operation under negative influence of mechanical impurities (a) and erosion aggressiveness (b) by one of the vertically integrated oil companies. Prepared by authors

одной из компаний ВИНК. Основные песко-несущие продуктивные пласты осложнены слабосцементированным и мелкозернистым песчаником. Интервал их залегания находится на глубине 1400–2000 м. Спецификой строения данных коллекторов является слабая устойчивость к разрушению даже при создании незначительных депрессий. На рис. 2 представлена динамика эксплуатации УЭЦН.

В одной из компаний ВИНК эксплуатация скважин осуществляется преимущественно с использованием УЭЦН (99,43 % скважин действующего механизированного фонда по состоянию на 01.09.23 г.). При этом эксплуатация добывающих скважин предприятия осложнена рядом факторов, которые условно можно разделить на шесть основных групп:

- разрушение пород призабойной зоны пласта (ПЗП), приводящее к образованию механических примесей в продукции;
- отложения неорганических солей;
- асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО);
- высокая коррозионная агрессивность среды, соответственно, высокая скорость коррозии внутрискважинного оборудования (ВСО) и НКТ;
- высокие температуры пласта;
- высокое содержание свободного газа на приеме насоса (высокий газовый фактор).

Структура осложненного фонда по приведенным группам, составленная на основе анализа отказов на скважинном оборудовании, представлена на рис. 3.



Условные обозначения: ■ Мех. примеси ■ АСПО ■ Солеотложение
 ■ Коррозионная агрессивность ■ Эрозионная агрессивность
 ■ Гидратные отложения ■ Высокий газовый фактор

Рис. 3. Структура осложненного фонда скважин одной из компаний ВИНК по состоянию на 2023 год. Составлено авторами
 Fig. 3. Structure of the complicated well stock of one of the vertically integrated oil companies as of 2023. Prepared by authors

Одной из особенностей осложнений в механизированной добыче является сочетание различных негативных факторов. Гранулометрический анализ проб показал, что большинство частиц имеют $d > 500$ мкм и в основном представлены окислами и пропантом. Источником мелких частиц является непосредственно пласт (кварц, плагиоклаз, глина, барит) (рис. 4).

Мелкие частицы песка в сочетании с продуктами коррозии, солями, глинодержащими минералами имеют хорошую адгезию к внутренней поверхности рабочих органов

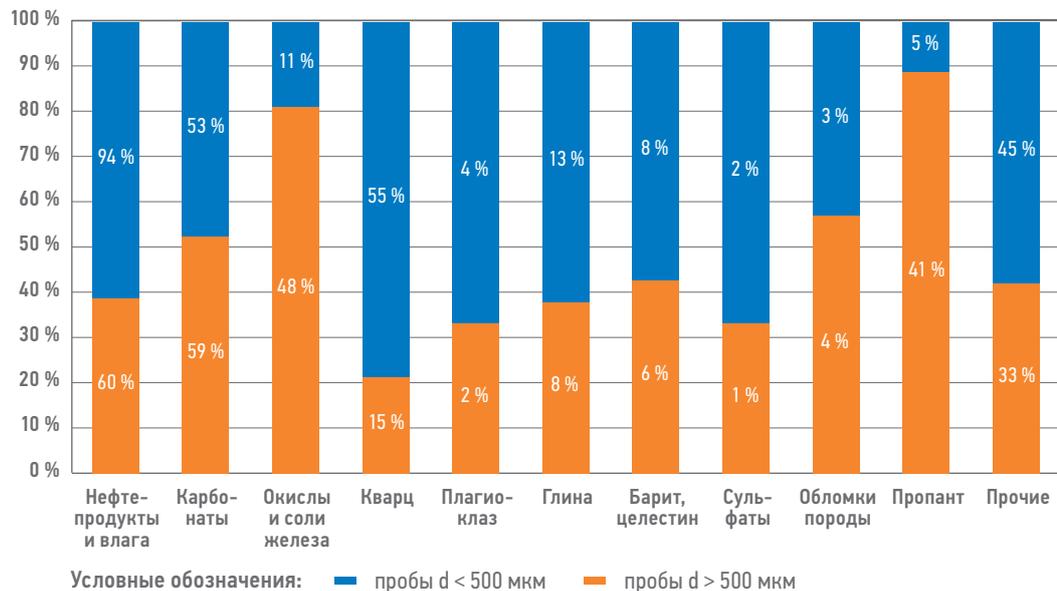


Рис. 4. Выборочные распределения по размеру частиц разных фракций. Составлено авторами
 Fig. 4. Sample distributions by granule's size of particles of different fractions. Prepared by authors

ЭЦН, где, скапливаясь, снижают производительность насоса и вызывают заклинивание вращающихся частей. Частицы же, проходящие через насос, часто вызывают чрезмерную вибрацию и повышенный износ металла рабочих колес.

По данным открытых источников собран перечень технологий защиты оборудования от негативного влияния мехпримесей. Была предложена система технологического ранжированная с учетом мягких (аддитивных) и жестких (мультипликативных) критериев и получен перечень перспективных технологий (таблица 1).

Расчет показал эффективность внедрения выделенных топ-3 технологий на часто ремонтируемом фонде (СНО < 100 сут) и отрицательную эффективность внедрения на фонде СНО > 180 сут.

В целом предлагается комплексное использование двух подходов для анализа проблемы мехпримесей и более эффективного принятия решений: кластеризация фонда и выделение общих закономерностей.

Общие предлагаемые действия при анализе работы фонда и оценке эффективности защитных технологий перечислены ниже:

- сбор необходимых исходных данных, включая результаты анализа проб мех. примесей;
- кластеризация фонда по классам выноса мехпримесей;
- расчет индекса агрессивности. Принятие решения о необходимости использования защитных технологий;
- расчет каскадов сепарации и фильтрации мехпримесей при использовании технологии. Пересчет индекса агрессивности;
- статистическая оценка работы оборудования: наработка на отказ, вероятность безотказной работы;

- оценка экономической эффективности использования технологии.

Однако у имеющейся стратегии имеются некоторые недочёты, которые рекомендуется устранить или снизить для более эффективного решения данной проблемы.

На текущий момент на фонде скважин одной из компаний ВИНК, осложненном выносом механических примесей и их высокой эрозивной агрессивностью, преимущественно применяется технология защиты в виде фильтров-сепараторов шнековых.

НЕРЕШЕННЫЕ НАУЧНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПО ТЕМЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

СЛОЖНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Прогнозирование процесса пескопроявления

Прогнозирование процесса пескопроявления, несмотря на большой объем проведенных исследований, является не полностью изученным и требует дополнительных работ. Инструменты для прогнозирования пескопроявления все еще не способны надежно предсказывать скорость и объем выносимого песка для месторождений с различным набором условий [26]. Большинство разработанных моделей основаны либо на гипотезе континуума, либо на модели дискретных элементов.

По аналитическим моделям можно оценить только условия, вызывающие пескопроявление, в то время как по численным есть возможность делать объемные прогнозы. Что касается крепкого песчаника, достаточно провести простое аналитическое или полуаналитическое моделирование, так как объем песка не критичен и контролируется на уровне скважины путем отбора проб на содержание количества взвешенных

Таблица 1. Рейтинг перспективных технологий для защиты от негативного влияния мехпримесей
Table 1. Rating of promising technologies for protection from negative influence of mechanical impurities

Классификация (группа)	Классификация (подгруппа)	Название (Торговое наименование)	Производитель	Спецификация (параметры)	Рейтинг
Фильтрующие устройства	Устройства под двигатель УЭЦН	Фильтр из проволочных проницаемых материалов (ФППМ) с модификацией смачиваемых поверхности	ООО «РЕАМ-РТИ»	-	2
		Фильтр гидродинамический (ФГЦ)	АО «ПО СТРОНГ»	Тонкость фильтрации от 30 мкм	1,5
		Фильтр скважинный дисковый (ФСД)	ГК «Новомет»	D = 110 мм. Пропускная способность = 30–600 м ³ /сут. Тонкость очистки = 100, 200, 300 мкм; КВЧ макс = 3 г/л. Общая длина = 1,3–6,9м.	1,5
Технологии предотвращения выноса из пласта	Крепление полимерами	Secure 2020	ООО «Мастер Кемикалз» (Champion Technologies)	-	1
		SandAid	Schlumberger	Полиамидный состав. Восстановленная проницаемость 75 %	1

частиц (КВЧ) в добываемой продукции. Однако для умеренно или сильно несцементированного коллектора очень важно оценить риск выноса песка и его объем. Это поможет принять решение о возможности управления риском или необходимости дополнительных инвестиций. Таким образом, для точного прогнозирования объема выноса песка необходим численный метод. В работе [27] авторы представили полностью связанную поро-упруго-пластичную трехмерную модель для прогнозирования пескопроявления в открытом и перфорированном стволе скважины в слабосцементированном пласте. Критерии пескопроявления основаны на комбинации разрушения при сдвиге, растяжении и сжатии по теории Мора — Кулона и деформационного упрочнения/размягчения. После того как критерии разрушения выполнены, для прогнозирования миграции песка применяется алгоритм, основанный на расчете гидродинамических сил. Модель была проверена с помощью различных аналитических решений. Она способна не только объяснить механизмы образования, но и предсказать форму полости, которая будет образована при определенном наборе условий. Это позволит гораздо точнее прогнозировать начало и скорость пескопроявления.

P. Eihnamen в статье [28] предлагает простую механическую модель, которая достаточно точно предсказывает критический уровень разности давлений (необходимый для начала непрерывного выноса песка) путем модификации критерия Хоуна и Брауна. Для облегчения оценки критического уровня депрессии был разработан симулятор, написанный на языке программирования Python и названный Cassandra. Входные данные, необходимые для симулятора, включают прочность при одноосном сжатии (UCS), минимальное основное напряжение, максимальное основное напряжение и коэффициент порового давления n (необязательно). Чтобы выбрать подходящий и практичный способ контроля песка и определения его положения в скважине, необходимо знать механизмы образования песка и то, какие параметры влияют на этот процесс [29]. Концентрация механических примесей в скважинной жидкости, как правило, не является постоянной величиной. Разовое увеличение концентрации абразивных частиц (до двух порядков) наблюдается при запуске ЭЦН и эксплуатации скважин на стабильной добыче после капитального или текущего ремонта, кратковременных остановок ЭЦН, изменения параметров работы систем поддержания пластового давления [22].

Уровень обводненности играет важную роль в определении начала и скорости пескопроявления [30]. Ориентация перфорации влияет как на начало пескопроявления, так и на объем выноса песка [13, 31]. При пескопроявлении вокруг скважин и перфорационных отверстий образуются полости, имеющие различную форму, обусловленную различными свойствами породы и условиями напряжения. Эти формы полостей определяются различными механизмами разрушения, которые оказывают значительное влияние как на начало пескопроявления, так и на его скорость. Недостаточное количество исследований не позволяет провести систематическое изучение механизмов и условий для различных типов полостей, что имеет решающее значение для прогнозирования пескопроявления [27, 32, 33].

После изучения текущих проектов, представленных в литературе, можно сделать выводы о перспективных направлениях работы для улучшения прогнозирования. Некоторые из них перечислены ниже:

- большинство проведенных исследований в основном связаны лишь с предпосылками начала пескопроявления;
- метод дискретных элементов (DEM) имеет большой потенциал для решения анализа объемов выноса песка, однако текущая процедура калибровки модели «DEM» требует дальнейших исследований для определения микроматериальных параметров [34];
- метод конечных элементов (FEM) является одним из лучших подходов для прогнозирования объема выноса песка, поскольку он способен воспроизвести дезагрегацию зерен, что в настоящее время можно сделать только с помощью «DEM», а «DEM» не подходит для больших объемов породы с большим количеством песчинок, так как увеличивает время вычислений;
- метод «FEM-DEM» (гибридный) должен быть изучен более подробно для моделирования объема выноса песка в нефтегазовой промышленности [34, 35].

Каротажный прибор для обнаружения песка является новой и уникальной технологией каротажа, который предлагает альтернативный способ определения местоположения и количественной оценки выноса песка в скважине. Эти данные очень важны для правильного планирования ремонтных работ на скважине, чтобы изолировать и избежать нежелательной добычи песка [36]. Акустические мониторы могут быть использованы для оповещения о выносе песка и/или определения его скорости. Недостатком таких устройств является неспособность монитора

распознавать шум при низкой скорости песка. Минимальная скорость песка, которая может быть распознана монитором, называется пороговой скоростью песка (ПСП). За прошедшие годы было собрано значительное количество данных, однако их недостаточно для разработки теоретической модели для различных условий течения, диаметров труб и гранулометрического состава.

В публикации [17] рассмотрены несколько моделей искусственного интеллекта для прогнозирования ПСП в условиях горизонтального/вертикального потока. Предложенная модель искусственного интеллекта является единственным доступным в настоящее время инструментом моделирования для прогнозирования и обнаружения присутствия песка в трубопроводе без интрузивных зондов.

Прогнозирование износа оборудования

Для контроля, оценки и предотвращения износа оборудования эрозионно-агрессивными частицами необходимо получить результаты моделирования процесса разрушения. Это является сложной задачей, несмотря на все ресурсы, потраченные на исследование и изучение эрозии, механизм эрозии твердых частиц все еще не до конца понятен. Исследователями были предложены различные модели и подходы. Обычно модели прогнозирования эрозии делятся на три категории: эмпирические, механистические и основанные на вычислительной гидродинамике (CFD). Поскольку эрозия имеет сложный характер, большинство предлагаемых моделей прогнозирования эрозии представляют собой комбинацию всех этих категорий. Эмпирические и механистические модели для прогнозирования эрозии были разработаны в основном на основе наблюдений, полученных в ходе обширных экспериментальных испытаний и полевых исследований [2]. Эксперименты и имитационные исследования чаще всего проводились для простой геометрии потока в виде подачи жидкости непосредственно на зафиксированный керн под давлением либо в виде испытаний в аэродинамической трубе [37]. Были разработаны различные уравнения и модели эрозии для всевозможных материалов и влияющих факторов. Однако прогнозы этих моделей эрозии для сложной геометрии потока неприменимы.

Например, в работе [38] представлена модель по методу наименьших квадратов для прогнозирования скорости эрозии твердых частиц в коленах на основе свойств материала и геометрии стенок трубопровода и частиц песка, а также скорости несущей

жидкости. Модель применима как к однофазным, так и к многофазным потокам с различными материалами стенок, размерами частиц и скоростями несущей жидкости. Вычислительная гидродинамика (CFD) появилась в качестве альтернативного инструмента для прогнозирования эрозии в последние годы. Возможность моделирования многофазных потоков в сложных геометриях с использованием CFD делает его ценным и менее дорогостоящим. Для прогнозирования эрозии с помощью CFD были установлены различные эмпирические соотношения. Эти методы часто точно предсказывают области эрозии, но обычно некорректны при прогнозировании ее скорости. Во многих случаях наблюдается ошибка на порядок из-за недостаточного количества учтенных явлений. Ещё одним недостатком является то, что процедура CFD занимает много времени и требует специальной технической подготовки (пользователь должен уметь построить необходимую геометрию и сетку для области потока) [37].

В работе [39] авторы численно исследовали две различные конструкции широко используемых ЭЦН, чтобы определить поведение потока насоса в его оптимальной рабочей точке. Анализ вычислительной гидродинамики (CFD) проводился на двух ступенях основного проточного контура насоса с использованием схемы Эйлера — Грануляра в ANSYS FLUENT. Были определены ключевые параметры, влияющие на процесс эрозии в насосе, такие как кинетическая энергия турбулентности, локальная концентрация песка и относительная скорость песка у стенки. Прогнозирующая модель эрозии, применимая к насосам, была разработана путем соотнесения ключевых параметров эрозии с имеющимися экспериментальными результатами.

В TUALP (Tulsa University Artificial Lift Projects) была спроектирована и построена экспериментальная установка с замкнутым циклом для изучения процесса песочной эрозии в ЭЦН. Экспериментальная установка состоит из 2-дюймовой трубы из углеродистой стали и 12-ступенчатого ЭЦН. Для получения подробной картины эрозии и выявления наиболее подверженной эрозии области ступени покрыли коричневой грунтовкой и провели испытание суспензией. Фотографии удаления краски, полученные в ходе эксперимента, могут быть использованы в качестве эталона при моделировании эрозии в ЭЦН смешанного типа с помощью CFD [5].

На основе анализа статей были выявлены факторы, влияющие на интенсивность и скорость износа оборудования.

Эрозионный износ. Так как эрозия в ЭЦН связана только с областью первичного потока, изменения геометрии которой можно игнорировать во время испытания, можно с уверенностью утверждать, что скорость эрозии в ЭЦН находится в линейной зависимости от времени. В работе [4] авторы определили, что частицы ударяются о поверхность ступени ЭЦН под малым углом удара, который может составлять менее 20 градусов из-за сильного вращения, создаваемого рабочим колесом.

Среди шести исследованных ими моделей модель «Ahlerlert» имеет самый высокий прогноз эрозии:

$$ER = K V_p^n F(\theta), \quad (1)$$

$$F(\theta) = \begin{cases} a\theta^2 + b\theta & \theta \leq \theta_0 \\ x \cos^2 \theta \sin(w\theta) + y \sin^2 \theta + z & \theta > \theta_0 \end{cases}, \quad (2)$$

где ER — скорость эрозии (количество материала целевой поверхности, удаляемое одной частицей, кг/кг); K — эмпирическая константа параметра эрозии; V_p — скорость удара частиц, см/сек; n — эмпирическая экспоненциальная константа скорости удара; $F(\theta)$ — эмпирические константы зависимости от угла столкновения; θ — угол столкновения, °; θ_0 — угол столкновения, при котором горизонтальная составляющая скорости при выходе из тела становится равной нулю, °. Факторы, влияющие на интенсивность эрозии:

- Форма частиц. Было замечено, что форма частиц оказывает значительное влияние на величину эрозии. Эрозия от угловатых частиц в четыре раза больше по сравнению с эрозией от округлых частиц. Угол удара, который приводит к максимальной эрозии, зависит от формы частиц и варьируется в зависимости от угловатости частиц. В большинство уравнений коэффициента эрозии, предложенных исследователями, введен коэффициент формы частиц [40].
- Размер частиц. Обычно при одинаковых условиях и скорости удара мелкие частицы песка вызывают меньшую скорость эрозии по сравнению с крупными частицами из-за меньшей кинетической энергии.

Рис. 5 показывает, что коэффициент эрозии (масса эродированного материала / масса ударяющих частиц) почти не изменяется при размере частиц более 100 мкм. Однако следует учитывать, что мелкие острые частицы могут быть более эрозионными, чем крупные округлые частицы. На эти мелкие частицы больше влияет турбулентность, и они могут вызывать более

Таблица 2. Константы, используемые в модели «Ahlerlert»
Table 2. Const for model «Ahlerlert»

Эмпирическая константа	Материал	
	Углеродистая сталь	Алюминий
k	$1559V_n^{-0.59}e^{-9}$	$2,388 e^{-7}$
θ_0	15	10
a	-38,4	34,79
b	22,7	12,3
w	1	5,205
x	0,3147	0,147
y	0,03609	-0,745
z	0,2532	1
n	1,73	1,73

сильную эрозию в геометриях с высокой турбулентностью и рециркулирующими областями. В целом несколькими исследователями были предложены линейные и силовые зависимости между размером песка и скоростью эрозии. К сожалению, на эту зависимость влияют несколько факторов, включая свойства материала поверхности, условия эксперимента, скорость удара частиц, взаимодействие частиц между собой, свойства жидкости и разброс размеров зёрен [41].

- Материал частиц. Когда мягкая частица ударяется о стенку, она может разбиться на более мелкие частицы с меньшей массой и кинетической энергией и, соответственно, меньшей эрозионной активностью. Электронная микроскопия стальной поверхности после эрозионного

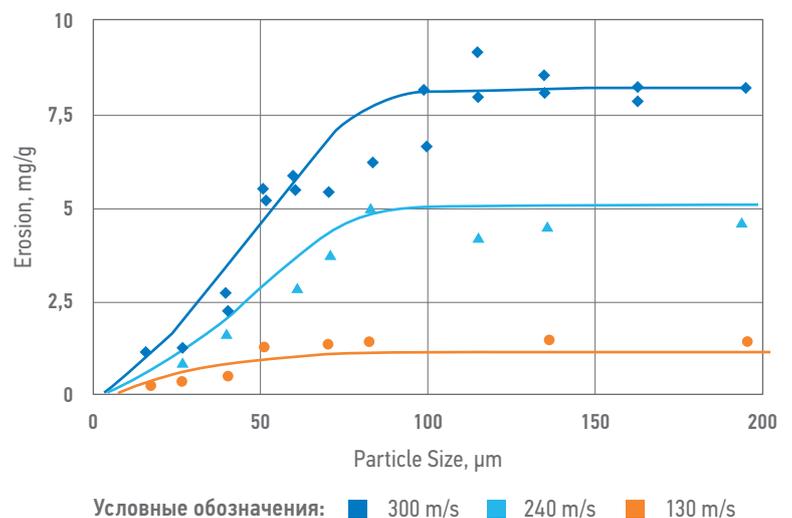


Рис. 5. Коэффициент эрозии в зависимости от размера частиц и их скорости удара [42]

Fig. 5. Erosion coefficient as a function of particle size and particle impact velocity [42]

воздействия также показала, что разрушение и прилипание мягких частиц к поверхности снижает кинетическую энергию, а также покрывает поверхность мишени слоем осколочных частиц, что снижает скорость эрозии. Более твердые частицы могут быть более эрозионными, так как они меньше дробятся при ударе о стенку.

- Свойства флюида. Такие характеристики как вязкость и плотность среды-носителя влияют на поведение частиц и, как следствие, на характер и величину эрозии. Степень влияния носителя на эрозию зависит от геометрии и характера потока. Например, при геометрии прямого вдавливания носитель движется к стенке. В других геометриях, таких как прямая труба, носитель движется параллельно стенке. Также свойства среды напрямую влияют на локальную концентрацию частиц. Это означает, что даже если общая концентрация частиц низкая, локальная концентрация частиц может быть высокой из-за характера потока и может влиять на величину и характер эрозии [43].
- Свойства ударяемой поверхности. Несмотря на большое количество экспериментальных данных, корреляция между материалом поверхности и скоростью эрозии твердых частиц все еще не ясна [37].
- Скорость удара. Скорость эрозии имеет прямую зависимость от скорости удара частиц.

$$ER \propto (V_L)^n, \quad (3)$$

где V_L — скорость удара частицы; n — константа. Совсем недавно было высказано предположение, что n не является постоянной и зависит от твердости эродируемого материала. Типичные значения n варьируются от 1,6 до 2,6.

- Угол удара частиц. Для пластичных материалов более высокие скорости эрозии возникают при меньших углах удара. Это связано с более эффективным формированием и срезанием пластин частицами при меньших углах. Максимальная эрозия для хрупкого материала происходит при угле удара, близком к нормальному, поскольку доминирующей причиной эрозии в хрупких материалах является растрескивание. Большинство материалов, используемых в нефтегазовой промышленности, имеют характеристики как пластичных, так и хрупких. В результате исследователями были предложены различные угловые функции, большинство из которых являются эмпирическими

и действительны только для ограниченных условий. Поэтому важно выбрать угловую функцию на основе несущей среды, а также свойств частиц и стенок поверхности [37].

- Взаимодействие частиц между собой. В большинстве моделей исследователи пренебрегают взаимодействием частиц между собой частицами. Было высказано предположение, что при высокой концентрации частиц песка, когда частицы отскакивают от стенки, они ударяются о частицы, движущиеся к стенке, и замедляют их. Это явление получило название «экранирование». Поэтому, в зависимости от флюида и геометрических условий, более высокая концентрация песка может привести к снижению скорости эрозии.

Кроме геометрии области течения и граничных условий только плотность и диаметр частиц могут влиять на распределение песка, в то время как другие свойства песка и материала мишени влияют только на величину скорости износа [4].

Абразивный износ. Скорость абразивного износа связана с нагрузкой на частицы. Нагрузка между твердыми частицами и поверхностями ступеней уменьшается с увеличением зазора и радиуса орбит, что приводит к уменьшению истирания.

В работе [44] проведены исследования влияния абразивных частиц на работу газосепараторов различных конструкций (роторных, вихревых и шнековых). Ввиду особенностей конструкции, заключающихся в меньшем количестве узлов, подвергающихся взаимодействию с абразивными частицами, наименьшие уровни износа были выявлены на газосепараторах вихревого типа. Интенсивность абразивного износа в насосных ступенях ЭЦН зависит от ряда влияющих факторов и в общем случае может быть описана уравнением (4):

$$dK_i/dt = f(R, F, \rho, H_c, C, K, H_d, F_d, \omega), \quad (4)$$

где K_i — относительное изменение массы изнашиваемой части насосной ступени ЭЦН; t — время воздействия абразивных частиц на изнашиваемую часть; dK_i/dt — скорость гидроабразивного износа; R, F, ρ, H_c, C — размер, форма, плотность, твердость и концентрация абразивных частиц механических примесей соответственно; K — коррозионная активность среды; H_d — твердость поверхности изнашиваемой детали; F_d — форма поверхности изнашиваемой детали; ω — скорость вращения приводного вала насоса [22]. В методике Американского института нефти (API) учитывается влияние геометрических

параметров и физико-механических свойств твердых механических примесей на их агрессивность. Это оценивается величиной комплексного индекса абразивности механических примесей, который в общем виде описывается уравнением (5):

$$AI = f(R, F, \rho, H_c), \quad (5)$$

где AI — индекс абразивности механических примесей.

Количественное значение индекса абразивности определяется эмпирически по уравнению (6):

$$AI = 10(2 - Kr - Ks) + 0,3 M_{-0,25\%} + 0,25(M_{ir\%} + M_{q\%}), \quad (6)$$

где Kr — коэффициент округлости частиц механических примесей, определяемый по методике API; Ks — коэффициент сферической формы частиц механических примесей, определяемый по методике API; $M_{-0,25\%}$ — массовая доля абразивных частиц механических примесей с размером зерна менее 0,25 мм, %; $M_{ir\%}$ — массовая доля частиц механических примесей, нерастворимых в кислоте (массовая доля нерастворимого остатка), %; $M_{q\%}$ — доля частиц кварца в общей массе механических примесей, % [22].

Анализ уравнения (6) показывает, что наибольшее влияние на абразивную способность частиц механических примесей, взаимодействующих с деталями погружного насосного оборудования, оказывает форма твердых частиц, т.е. их округлость и коэффициент сферичности.

Также имеются некоторые исследования в области эрозии противопесочных фильтров. В работе [21] авторы использовали экспериментальную систему моделирования эрозии для изучения механизма разрушения фильтра. Эксперименты выявили две стадии эрозионного разрушения экрана: раннее разрушение внешнего защитного кожуха и последующее разрушение внутренней пескоудерживающей структуры. Механизм эрозии на первой стадии связан с фронтальным разрушением, на второй стадии — с боковым срезанием. В целом время до эрозионного разрушения защитного кожуха в 5–10 раз больше, чем у пескоудерживающей конструкции. Противозэрозионная способность металлической сетчатой структуры намного слабее по сравнению с защитным кожухом, который принимает на себя основное сопротивление эрозионному воздействию. Исследователи пришли к выводу, что ключом к повышению противозэрозионной способности экрана является улучшение

противозэрозионных характеристик корпусов ГНО.

Скорость эрозии экрана зависит от его структурных характеристик и внешних условий эрозии. Скорость эрозии нелинейно увеличивается со скоростью жидкости, но линейно — с размером и концентрацией песка.

При одинаковой скорости на выходе из сопла скорость эрозии линейно уменьшается с увеличением расстояния эрозии. Угол эрозии в пределах 30–60° может привести к более высокой скорости эрозии, чем другие. Этот вывод может быть использован в качестве основы для проектирования заканчивания наклонных скважин, при котором для скважин под углом 45°, подверженных максимальной эрозии, необходимо устанавливать дополнительное армирование [45].

Последствия недостаточного прогнозирования эрозии в нефтегазовой промышленности могут быть катастрофическими. Завышенный прогноз скорости эрозии в некоторой степени помогает повысить безопасность, но при этом снизить уровень добычи, что имеет важное финансовое влияние, поэтому важна разработка более точных моделей эрозии.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ВЫЯВЛЕННЫХ НАУЧНЫХ ПРОБЛЕМ

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ

Контроль пескопроявления является необходимым шагом для обеспечения высоких темпов добычи. Модели прогнозирования позволяют лучше оценить потенциал пескопроявления и получить реальную информацию поведению пластового песка в процессе эксплуатации скважин. Прогнозирование объема выносимого песка важно для разработки инженерного проекта: будем ли мы добывать песок, контролировать его на забое с помощью методов борьбы с песком или избегать его с помощью контроля депрессии на пласт, или заканчивания, такого как ориентированная перфорация или ГРП с закреплением пропанта.

С целью повышения эффективности защиты ГНО от негативного воздействия механических примесей и эрозионной агрессивности помимо организации различных способов защиты необходимо проводить анализ текущего состояния разрабатываемых объектов, а также эффективно прогнозировать скважинные условия эксплуатации на вновь вводимых скважинах и горизонтах (фонд ЗБС, многоствольное бурение, радиальное вскрытие пласта).

Сбор и анализ данных

Важнейшим этапом успешного проектирования ЭЦН является сбор и анализ данных, включая как поверхностные, так и скважинные параметры для обеспечения надежной работы после монтажа. Скважинные системы мониторинга могут использоваться для считывания и передачи таких параметров как температура, потребляемая электроэнергия и показатели вибрации УЭЦН, а также давление на приеме насоса либо динамический уровень (с целью получения текущей ситуации по уровню создаваемой депрессии и коэффициента продуктивности в целом). Сбор параметров работы скважин на узлы АСУТП осуществляется посредством различных систем телемеханики. Кроме того, такие данные, как профиль дебита, точки притока воды и распределение давления, могут быть получены в ходе каротажа скважины в случае, если требуется дополнительная информация для полной оценки работы скважины до монтажа ЭЦН. Все эти сведения могут быть использованы для составления комплексного заключения, позволяющего повысить качество выстраиваемой стратегии защиты ГНО.

Проектирование исполнения ЭЦН

Металлоконструкция ЭЦН была подробно рассмотрена разными исследователями по всем завершённым DIFA с целью совершенствования, чтобы ЭЦН мог выдерживать различные условия скважины. Эти данные можно использовать для выбора оптимальной абразивостойкой модели. Проведенные промышленные испытания показали, что никель и диоксид циркония имеют лучшие общие характеристики с точки зрения надежности конструкции, долговечности, устойчивости к коррозии и эрозии [25]. Тщательный выбор конфигурации насоса, гидравлической конструкции ступени и металлоконструкции может помочь свести к минимуму эффект износа, вызванного попаданием песка. Однако стоит учитывать, что стоимость абразивостойких ЭЦН в 1,5–2 раза выше, чем ЭЦН обычного исполнения [15, 35].

Для дополнительной защиты ГНО от износа рекомендуется использовать известные методы защиты. Каждый метод имеет недостатки, такие как сложность установки, стоимость, сопоставимость с КВЧ, влияние на производительность скважины и долговечность. Перед выбором метода необходимо определить параметры пласта и скважины (прочность породы, гранулометрический состав, литологическая неоднородность, тип скважины и заканчивание, допустимые

параметры поверхностного оборудования) [46]. Размер отверстий фильтра должен быть ограничен размером частиц, которые могут быть подняты потоком [18].

Эксплуатационные усовершенствования

К этой категории можно отнести использование ЭЦН с широким рабочим диапазоном для учета переменных ограничений производительности скважин. При вводе скважины в эксплуатацию ЭЦН должен работать на пониженных скоростях и постепенно наращивать скорость до заданной, чтобы избежать резкого перепада давления, которое может стимулировать повышение выноса песка. Привод с регулируемой скоростью и гибким напряжением может быть использован для обеспечения дополнительных средств регулировки производительности ЭЦН в соответствии с условиями эксплуатации скважины для контроля давления, оптимизации энергопотребления и поддержания рабочего диапазона ЭЦН.

Наблюдение в режиме реального времени

Возможность в режиме реального времени удалённо контролировать и регулировать такие параметры, как скорость подъёма, гидростатическое давление и понижение уровня в скважине позволит увеличить срок службы ЭЦН, который напрямую связан с количеством отказов ГНО.

Диагностика ЭЦН

Сравнительный анализ существующих методов диагностики системы ЭЦН показал, что наиболее надёжным методом диагностики является метод, основанный на спектральном анализе тока статора [43]. Анализ полученных спектров показывает различия между режимами работы двигателя, что позволяет на начальных этапах диагностировать появление неисправности в работе ЭЦН.

РЕКОМЕНДУЕМЫЙ МЕТОД МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭРОЗИИ

Альтернативой CFD моделированию является разработка нового аналитического решения для оценки скорости эрозии в рабочем колесе. Аналитический подход, основанный на решении основных уравнений для импульса и неразрывности, может значительно сэкономить время и усилия для расчета скорости эрозии по сравнению с процедурой CFD.

Поскольку целью является снижение или минимизация скорости эрозии рабочего колеса на основе рабочих параметров ЭЦН без учета каких-либо конструктивных изменений его геометрии или улучшения

металлоконструкции, аналитическое решение требует информации, обычно доступной при обычной эксплуатации систем ЭЦН в полевых условиях. Исходные данные для аналитического решения включают: а) геометрические характеристики рабочего колеса (радиус, угол и толщина лопастей); б) угловую скорость рабочего колеса; в) физические характеристики твердой частицы (диаметр и плотность); г) плотность эродируемого материала и е) массовый расход жидкой и твердой фаз.

После определения скорости эрозии аналитическим путем можно провести анализ чувствительности. Этот анализ имеет большое значение, поскольку он позволяет определить, в какой степени та или иная переменная оказывает влияние на скорость эрозии на рабочем колесе. Таким образом, на основе результатов анализа чувствительности мы можем дать рекомендации по минимизации и/или снижению скорости эрозии, что, соответственно, увеличит срок службы ЭЦН.

S. Bonilla и H. Chen в работе «Аналитические и численные исследования песчаной эрозии в системах электроцентробежных насосов» предложили аналитическое уравнение для оценки скорости твердых частиц в тангенциальном направлении, что, в свою очередь, является ключевым фактором для использования классической модели Финни для определения скорости песчаной эрозии. Для проверки уравнения использовали метод CFD моделирования. Оценка срока службы ЭЦН проводилась на примере месторождения.

Модель Финни предполагает, что твердая частица имеет скорость и массу, которые определяют импульс твердой частицы. Когда частица ударяется о поверхность эродированного материала, в твердой частице происходит изменение импульса; это изменение импульса становится силой в соответствии со вторым законом Ньютона. Сила, действующая на область, очерченную поверхностью частицы, касающейся поверхности эродированного материала, создает давление. Поэтому, когда давление, создаваемое на поверхности, преодолевает пластическую деформацию эродированного материала, оно в конечном счете удаляет его часть. Кинетическая энергия твердой частицы вызывает эрозию материала. Аналитические уравнения, выведенные Финни для оценки количества массы, удаленной с поверхности эродированного материала, имеют вид (см. схему на рис. 6):

$$\varepsilon = \frac{M_s V_s^2}{2} \left(\frac{\rho_m}{\sigma_x \phi} \right) [\sin 2\alpha - 3(\sin \alpha)^2]; \alpha \leq 18,5^\circ, \quad (7)$$

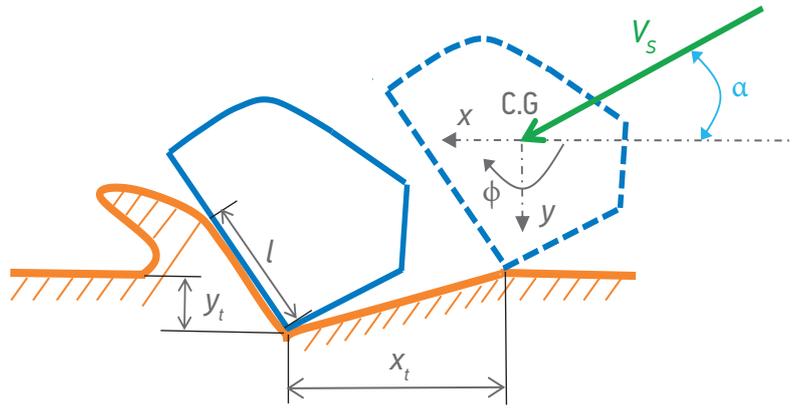


Рис. 6. Схематическое изображение удара абразивной песчинки о поверхность и удаления материала (Финни) [3]

Fig. 6. Schematic illustration of an abrasive grain of sand hitting a surface and removing material (Finney) [3]

$$\varepsilon = \frac{M_s V_s^2}{6} \left(\frac{\rho_m}{\sigma_x \phi} \right) (\cos \alpha)^2; \alpha \geq 18,5^\circ, \quad (8)$$

где ε — масса удаленного материала, кг; M_s — масса твердой частицы, кг; V_s — скорость твердой частицы, м/с; ρ_m — плотность эродируемого материала, кг/м³; σ_x — контактный стресс, Н/м², по оси абсцисс; ϕ — коэффициент длины (l/y_t), м/м; α — угол вдавливания, град.

Двумя наиболее неопределенными переменными при применении вышеуказанной модели являются скорость твердой частицы (V_s) и угол столкновения (α). Определение этих двух величин является сложной задачей для применения вышеуказанной модели. Количественная оценка абсолютной скорости твердой частицы в рабочем колесе ЭЦН начинается с расчета ее составляющих в радиальном и тангенциальном направлениях. Направление скорости приводит к определению угла столкновения, который также является необходимым параметром.

Расчет скорости твердого тела производится на основе решения треугольника скоростей, основанного на трёх переменных: угол наклона лопастей рабочего колеса (β), расход жидкости (q_L) и угловая скорость рабочего колеса (ω). Аналитическое уравнение для оценки скорости в тангенциальном направлении приводится ниже:

$$v_{\theta s} = \kappa \left(\omega r - \frac{q_L}{2\pi r h \tan \beta} \right), \quad (9)$$

$$\kappa = \left[\frac{1 + \sqrt{\left[\left(\frac{\rho_s}{\rho_L} \right)^2 - 1 \right] + 1}}{\frac{\rho_s}{\rho_L}} + c_s \right] \left(\frac{1}{1 - c_s} \right), \quad (10)$$

где v_s — составляющая тангенциальной скорости частицы, м/с; κ — функция в уравнении

скорости твердого тела (уравнение 10); ω — угловая скорость вращения рабочего колеса, рад/с; r — радиус рабочего колеса, м; q_L — расход жидкости, м³/с; h — толщина рабочего колеса, м; β — угол наклона лопастей, рад; c_s — объемная доля твердых частиц; ρ_s — плотность твердых частиц, кг/м³; ρ_L — плотность жидкостного потока, кг/м³.

Уравнения (9) и (10) основаны на стационарном решении уравнения Навье-Стокса в двух измерениях (радиальном и тангенциальном) и применении выражений треугольника скоростей.

Время и усилия, необходимые для получения решения, являются основным преимуществом аналитического подхода.

Моделирование CFD желательнее, когда требуется высокодетализированное решение, но оно требует от пользователя опыта работы с программным обеспечением и индивидуального проектирования геометрии.

Среди всех зависимых переменных скорость твердой частицы (песка) считается ключевым параметром. Таким образом, снижение угловой скорости (частоты работы) рабочего колеса минимизирует его повреждение и, следовательно, продлевает срок службы системы ЭЦН [3].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ методов предотвращения и борьбы с пескопроявлением показал, что выбор

наилучшего метода зависит от всестороннего анализа условий пласта и скважины, срока эксплуатации и экономической целесообразности. Тем не менее не существует конкретной схемы борьбы с пескопроявлением, которая может работать для любого типа неконсолидированных коллекторов.

С учетом вышеизложенного стратегия защиты погружного оборудования от пескопроявления должна учитывать взаимовлияние различных видов осложнений в конкретной скважине, а предиктивную оценку степени износа следует проводить как можно точнее.

Улучшенная конструкция должна включать в себя передовой опыт нескольких полевых применений и скважинных технологий, включая новые концепции, особенности и материалы, которые были специально разработаны и испытаны для противостояния сложным скважинным условиям. Кроме того, необходимо использование проактивных средств защиты работоспособности ЭЦН для обеспечения максимальной добычи нефти при соблюдении многочисленных эксплуатационных ограничений и минимизации отключений, которые могут привести к нежелательным отказам.

Информация о выносе и эрозии песка важна для обеспечения поддержания оптимальных темпов добычи при приемлемых уровнях эрозии, сохранения целостности оборудования и безопасности системы.

Список литературы / References

1. Tananykhin D., Tsvetkov P., Kamoza V. Analysis and Recommendations of Sand Consolidation Methods to Limit Sand Production in Gas Wells // *Journal of Physics: Conference Series*, 2018. — № 1072(1). — 012022. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1072/1/012022>
2. Zhu H., Zhu J., Zhou Z., Rutter R., Zhang H.-Q. Wear and Its Effect on Electrical Submersible Pump ESP Performance Degradation by Sandy Flow: Experiments and Modeling, 2019. *Day 4 Thu, May 09, 2019*. <https://doi.org/10.4043/29480-MS>
3. Bonilla S.G.D., Chen H.-Y. Analytical and Numerical Studies of Sand Erosion in Electrical Submersible Pump (ESP) Systems // *Proceedings of the 7th Unconventional Resources Technology Conference*, 2019. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-599>
4. Zhu H., Zhu J., Rutter R., Zhang J., Zhang H.-Q. Sand Erosion Model Prediction, Selection and Comparison for Electrical Submersible Pump (ESP) Using CFD Method. Vol. 3: *Fluid Machinery; Erosion, Slurry, Sedimentation; Experimental, Multiscale, and Numerical Methods for Multiphase Flows; Gas-Liquid, Gas-Solid, and Liquid-Solid Flows; Performance of Multiphase Flow Systems; Micro/Nano-Fluidics*, 2018. <https://doi.org/10.1115/FEDSM2018-83179>
5. Zhu H., Zhu J., Zhou Z., Rutter R., Forsberg M., Gunter S., Zhang H.-Q. Experimental Study of Sand Erosion in Multistage Electrical Submersible Pump ESP: Performance Degradation, Wear and Vibration, *Day 1 Tue, March 26, 2019*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19264-MS>
6. Almajid H., Al Gamber S., Abou Zeid S., Ramos M. An Integrated Approach Utilizing ESP Design Improvements and Real Time Monitoring to Ensure Optimum Performance and Maximize Run Life *Day 3 Wed, November 13, 2019*. <https://doi.org/10.2118/197209-MS>
7. Beck D., Nowitzki W., Shrum J. Electric Submersible Pump ESP Vibration Characteristics Under Wear Conditions, *Day 2 Tue, May 14 2019*. — P. 13–17. <https://doi.org/10.2118/194388-MS>
8. Якимов С.Б., Шпортко А.А. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку электроцентробежных насосов с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория Нефтегаз, 2016. — С. 84–98. [Yakimov S.B., Shportko A.A. The Impact of the concentration of abrasive particles on the runlife of ESP (Ni-resist type#1) Rosneft oilfield // *Territory Neftegaz*, 2016. — pp. 84–98]
9. Якимов С.Б., Шпортко А.А., Сабиров А.А., Булат А.В. Влияние концентрации абразивных частиц в добываемой жидкости на надежность работы электроцентробежных погружных насосов // Территория Нефтегаз, 2017. — С. 50–53 [Yakimov S.B., Shportko A.A., Sabirov A.A., Bulat A.V. The Impact of the concentration of abrasive particles in the produced fluid on the reliability of electric submersible pumps // *Territory Neftegaz*, 2017. — pp. 50–53]
10. Rakhimzhanova A., Thornton C., Amanbek Y., Zhao Y. Numerical simulations of sand production in oil wells using the CFD-DEM-IBM approach // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022. — Vol. 208, part C. — 109529. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021>

11. Zamani M.A.M., Knez D. A New Mechanical-Hydrodynamic Safety Factor Index for Sand Production Prediction // *Energies*, 2021. — № 14(11). — 3130. <https://doi.org/10.3390/en14113130>
12. Song Y., Ranjith P.G., Wu B. Development and experimental validation of a computational fluid dynamics-discrete element method sand production model // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020. — №73. — 103052. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103052>
13. Wang H., Yang X., Zhang W., Sharma M.M. Predicting Sand Production in HPHT Wells in the Tarim Basin, *Day 2 Tue, September 25 2018*. — P. 24–26. <https://doi.org/10.2118/191406-MS>
14. Feder J. New Model Enhances Flux Management in Sand-Control Completions // *Journal of Petroleum Technology*, 2019. — № 71(10). — P. 70–72. <https://doi.org/10.2118/1019-0070-JPT>
15. Kozhagulova A., Minh N.H., Zhao Y., Fok S.C. Experimental and Analytical Investigation of Sand Production in Weak formations for Multiple Well Shut-Ins // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020. — № 195. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107628>
16. Eshiet K.I.-I., Yang D., Sheng Y. Computational study of reservoir sand production mechanisms // *Geotechnical Research*, 2019. — № 6(3). — P. 177–204. <https://doi.org/10.1680/jgere.18.00026>
17. Kolla S.S., Xu B., Nadeem A., Luo Q., Shirazi S.A., Sen S. Utilizing Artificial Intelligence for Determining Threshold Sand Rates from Acoustic Monitors. *Day 4 Thu, October 29, 2020*. <https://doi.org/10.2118/201768-MS>
18. Lezhnev K., Roshchektaev A., Pashkin V. Coupled Reservoir — Well Model of Sand Production Processes. *Day 3 Thu, October 24, 2019*. — P. 22–24. <https://doi.org/10.2118/196883-M>
19. Nikonov E., Goridko K., Verbitsky V. Study of the submersible sand separator in the field of centrifugal forces for increasing the artificial lift efficiency // *Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 2018. <https://doi.org/10.2118/191544-18rptc-ms>
20. Якимов С.Б. Сепараторы песка для защиты погружных насосов. Текущая ситуация и перспективы применения технологии // *Территория Нефтегаз*, 2014. — С. 44–58. [Yakimov S.B., Sand filters for the protection of submersible pumps. Current solution and prospects for using technology // *Territory Neftegaz*, 2014. — pp. 44–58]
21. Zhou B., Dong C., Gan L., Liu Y., Xu H., Li Q. Experimental simulation and new prediction model of sand control screen erosion performance in weakly consolidated heterogeneous reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022. — № 215. — 110587. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110587>
22. Shishlyannikov D., Zverev V., Ivanchenko A., Zvonarev I. Increasing the Time between Failures of Electric Submersible Pumps for Oil Production with High Content of Mechanical Impurities // *Applied Sciences*, 2021. — № 12(1). — P. 64. <https://doi.org/10.3390/app12010064>
23. Jackson S. R., Gundemoni B., Barth P. Sand Control in Corrosive and Erosive Downhole Conditions at High Temperatures. *All Days*, 2016. — P. 25–27. <https://doi.org/10.2118/182278-MS>
24. Boudi A. A. ESP Suffers Erosion Due to Sand Production in a Mature Onshore Oil Field. *Day 1 Wed, November 30, 2016*. <https://doi.org/10.2118/184179-MS>
25. Shakirov A., Koropetsky V., Alexeev Y., Agnaev, Z. Ultra-High-Speed ESP Solution for High Sand Production — A Real Case Study. *Day 1 Wed, November 28, 2018*, P. 28–29. <https://doi.org/10.2118/192472-MS>
26. Ben Mahmud H., Leong V.H., Lestari Y. Sand production: A smart control framework for risk mitigation // *Petroleum*, 2020. — № 6(1). — P. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.petm.2019.04.002>
27. Wang H., Sharma M.M. The Role of Elasto-Plasticity in Cavity Shape and Sand Production in Oil and Gas Wells // *SPE Journal*, 2019. — № 24(02). P. 744–756. <https://doi.org/10.2118/187225-PA>
28. Ehihamen P. Cassandra: A Model and Simulator Developed for Critical Drawdown Estimation in Unconsolidated Reservoirs. *Day 2 Tue, August 06, 2019*. <https://doi.org/10.2118/198803-MS>
29. Salahi A., Dehghan A. N., Sheikhzakariaee S. J., Davarpanah A. Sand production control mechanisms during oil well production and construction // *Petroleum Research*, 2021. — № 6(4). — P. 361–367. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.02.005>
30. Wang H., Gala D.P., Sharma M.M. Effect of Fluid Type and Multiphase Flow on Sand Production in Oil and Gas Wells. *SPE Journal*, 2019. — № 24(02). — P. 733–743. <https://doi.org/10.2118/187117-PA>
31. Li X., Feng Y., Gray K.E. A hydro-mechanical sand erosion model for sand production simulation // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018. — № 166. — P. 208–224. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.042>
32. Wang M., Feng Y.T., Zhao T.T., Wang Y. Modelling of sand production using a mesoscopic bonded particle lattice Boltzmann method // *Engineering Computations (Swansea, Wales)*, 2019. — № 36(2). — P. 691–706. <https://doi.org/10.1108/EC-02-2018-0093>
33. Shabdirova A., Minh N.H., Zhao Y. A sand production prediction model for weak sandstone reservoir in Kazakhstan // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2019. — № 11(4). — P. 760–769. <https://doi.org/10.1016/j.jrme.2018.12.015>
34. Honari S., Seyedi Hosseininia E. Particulate Modeling of Sand Production Using Coupled DEM-LBM. *Energies*, 2021. — № 14(4). — P. 906. <https://doi.org/10.3390/en14040906>
35. Subbiah S.K., Samsuri A., Mohamad-Hussein A., Jaafar M.Z., Chen Y.R., Kumar R.R. Root cause of sand production and methodologies for prediction // *Petroleum*, 2021. — №7(3). — P. 263–271. <https://doi.org/10.1016/j.petm.2020.09.007>
36. Timonin A., Mollaniyazov E. Locating and Quantifying Downhole Sand Production with Wireline Sand Detection Tool and Examples of Application in Wells Offshore Caspian Sea. *Day 2 Tue, October 22, 2019*. — № 72(10). — P. 73–74. <https://doi.org/10.2118/198566-MS>
37. Pandya D.A., Dennis B.H., Russell R.D. A computational fluid dynamics based artificial neural network model to predict solid particle erosion // *Wear*, 2017. — № 378–379. — P. 198–210. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2017.02.028>
38. Zhang Y., Xu X. Solid particle erosion rate predictions through LSBoost // *Powder Technology*, 2021. — № 388. — P. 517–525. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2021.04.072>
39. Pirouzpanah, S., Patil, A., Chen, Y., & Morrison, G. Predictive Erosion Model for Mixed Flow Centrifugal Pump // *Journal of Energy Resources Technology*, 2019. — № 141(9). <https://doi.org/10.1115/1.4043135>
40. Nasyrova M.I., Kulakov P.A. Influence of the shape of quartz sand particles factor on single particle erosion damage // *Journal of Physics: Conference Series*, 2019. — № 1384(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1384/1/012032>
41. Kanesan D., Mohyalidin M.E. A review: the effects of particle properties on solid particle erosion for oil and gas pipelines applications // *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2018. — № 13(18).
42. Parsi M., Najmi K., Najafifar F., Hassani S., McLaury B.S., Shirazi S.A. A comprehensive review of solid particle erosion modeling for oil and gas wells and pipelines applications // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014. — № 21. P. 850–873. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.10.001>
43. Kovalchuk M.S., Poddubnyi D.A. Diagnosis of Electric Submersible Centrifugal Pump. IOP // *Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018. — № 115(1). — 012026. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/115/1/012026>
44. Мищенко Д.А., Якимов С.Б., Носков А.Б., Носилов Д.А., Былнов В.В., Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Булат А.В. Проект повышения износоустойчивости газосепараторов электроцентробежных насосов в ПАО «НК «Роснефть» // *Нефтяное*

Хозяйство, 2020. — С. 62–65. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-62-65>. [Minchenko D.A., Yakimov S.B., Noskov A.B., Kosilov D.A., Bylkov V.V., Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Bulat A.V. Project for increasing the wear resistance of ESP gas separators, Rosneft oilfield // *Oil Industry*, 2020. — pp. 62–65].

45. Kanesan D., Mohyaldinn M.E., Ismail N.I., Chandran D., Liang C. J. An experimental study on the erosion of stainless steel wire mesh sand screen using sand blasting technique // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019. — № 65. — P. 267–274. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.03.017>

46. Ahad N.A., Jami M., Tyson S. A review of experimental studies on sand screen selection for unconsolidated sandstone reservoirs // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020. — № 10(4). — P. 1675–1688. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00826-y>

47. Darihaki F., Hajidavalloo E., Ghasemzadeh A., Safian G.A. A localized sand erosion prediction approach for multiphase flow in wells: application for sudden-expansions // *Particulate Science and Technology*, 2021. — № 39(8). — P. 954–970. <https://doi.org/10.1080/02726351.2021.1871990>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Л.А. Фаррахов — выполнил анализ мировых и отечественных публикаций по проблематике выноса механических примесей, анализ промышленных данных одного из предприятий ВИНК, подготовил аналитические заключения по проработанному материалу и текст публикации.

К.Х. Зарипова — выполнила поиск и перевод международных статей, систематизировала и проанализировала разделы по моделированию, провела аналитику расчётного раздела.

Linar A. Farrakhov — analysis of world and domestic publications on the direction of research of mechanical impurities recover problems. Analysis of field data of one of the enterprises of the vertically integrated oil companies. Preparation of analytical conclusions on the analyzed material. Preparation of the text of the publication.

Kamila K. Zaripova — search and translation of international articles. Systematization and analysis of modeling sections. Analysis of the calculation section.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Линар Анирович Фаррахов* — руководитель направления по анализу технологий, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код 7514-4876
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-4098-5676>
SciProfiles 2858456

Linar A. Farrakhov* — Head of Technology Analysis, Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN code: 7514-4876
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-4098-5676>
SciProfiles 2858456

Камила Хабибулловна Зарипова — магистрант нефтегазового факультета

Kamila K. Zaripova — Master's student of Oil and Gas Faculty

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВЛИЯНИЕ ПОСЛЕСВАРОЧНОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА СТАЛИ 09Г2С, ПРИМЕНЯЕМОЙ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ БУРОПУСКНЫХ СВАЙ

© Коллектив авторов,
2024



С.А. Ялыгин¹, Б.С. Ермаков², А.В. Столяров¹, Е.Г. Койнов^{1,*}, О.В. Швецов², Н.О. Шапошников², В.О. Токарев², Н.И. Голиков³

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

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

³Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН — обособленное подразделение ФИЦ ЯНЦ СО РАН, РФ, Якутск

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Введение. Особенности строительства и эксплуатации объектов энергетики в зоне вечной и многолетней мерзлоты способствовали развитию и созданию целых научных направлений в области низкотемпературного металловедения. На этапе обустройства месторождений при строительстве фундаментов используется значительный объем свай. Обоснование применения и подтверждение возможности применения электросварных свайных труб без объемной термической обработки при обустройстве фундаментов на многолетнемерзлых грунтах позволит сократить затраты предприятий.

Целью работы являлось исследование изменений структуры и свойств в сварном шве стали 09Г2С буропускных свай при термической обработке после сварки токами высокой частоты.

Материалы и методы. Для проведения натурных испытаний макетов трубчатых свай на открытом испытательном полигоне были смонтированы 6 трубчатых металлических свай из стали 09Г2С с ОТО (объемная термическая обработка) и без ОТО. После выдержки произведена демонтаж свай и произведены замеры остаточных напряжений, микронапряжений, испытания на определения ударной вязкости при отрицательных температурах и анализ микроструктуры.

Результаты. Исследования показали отсутствие существенных различий распределений остаточных напряжений, значений микронапряжений, в механических свойствах труб при испытаниях на одноосное растяжение труб с термической обработкой и без неё. Различие в результатах по ударной вязкости участка перегрева ЗТВ, труб с термической обработкой и без неё, возможно, связано с отпускной хрупкостью первого рода. Микроструктура основного металла трубы с ОТО и без ОТО представляет собой феррито-перлитную структуру.

Заключение. Установлено, что термическая обработка труб после сварки не имеет положительного влияния на микроструктуру и механические свойства. Показано, что микроструктура ЗТВ сварного шва стали 09Г2С неустойчива к охрупчиванию при отрицательных температурах –60 °С. Необходимо оптимизировать режим сварки токами высокой частоты для уменьшения эффекта охрупчивания металла сварного шва.

Ключевые слова: сталь 09Г2С, механические свойства, микроструктура, термическая обработка, сварка токами высокой частоты, буропускные сваи

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ялыгин С.А., Ермаков Б.С., Столяров А.В., Койнов Е.Г., Швецов О.В., Шапошников Н.О., Токарев В.О., Голиков Н.И. Влияние послесварочной термической обработки на эксплуатационные свойства стали 09Г2С, применяемой для изготовления буропускных свай. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):173–182. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-173-182>

Статья поступила в редакцию 15.12.2023

Принята к публикации 15.01.2024

Опубликована 29.03.2024

THE INFLUENCE OF HEAT TREATMENT AFTER HIGH-FREQUENCY WELDING ON THE OPERATIONAL PROPERTIES OF STEEL 09G2S USED FOR THE MANUFACTURING OF DRILLED PILES

Sergey A. Yalygin¹, Boris S. Ermakov², Andrey V. Stolyarov¹, Evgeny G. Koinov^{1,*}, Oleg V. Shvetsov², Nikita O. Shaposhnikov², Vasily O. Tokarev², Nikolay I. Golikov³

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

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

³V.P. Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North of the Siberian Branch of the RAS, RF, Yakutsk

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Introduction. The peculiarities of the construction and operation of energy facilities in the permafrost zone contributed to the development and creation of entire scientific directions in the field of low-temperature metal science. At the stage of field development, a significant number of piles is used in the construction of foundations. Justification of the application and confirmation of the possibility of using electric welded pile pipes without heat treatment in the construction of foundations on permafrost soils will reduce the costs of enterprises.

Aim. The goal of the work was to study changes in the structure and properties in the weld of steel 09G2S of borehole piles during heat treatment after welding with high frequency currents.

Materials and methods. To conduct full-scale tests of mock-ups of tubular piles, 6 tubular metal piles made of 09G2C steel with HT (heat treatment) and without HT were mounted on an open test site. After exposure, the piles were dismantled and measurements of residual stresses, microstresses, tests for determining impact strength at negative temperatures and microstructure analysis were performed.

Results. Studies have shown that there are no significant differences in the distributions of residual stresses, values of microstresses, in the mechanical properties of pipes during uniaxial tensile tests of pipes with and without heat treatment. The difference in the results on the impact strength of the superheating section of the HAZ, pipes with and without heat treatment, may be due to the release brittleness of the first kind. The microstructure of the base metal of the pipe with and without HT is a ferrite-pearlite structure.

Conclusion. It has been established that the heat treatment of pipes after welding has no positive effect on the microstructure and mechanical properties. It is shown that the microstructure of the HAZ weld of steel 09G2C is unstable to embrittlement at negative temperatures of -60°C . It is necessary to optimize the welding mode with high frequency currents to reduce the effect of embrittlement of the weld metal.

Keywords: steel 09G2S, mechanical properties, microstructure, heat treatment, high frequency welding, bored piles

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

For citation: Yalygin S.A., Ermakov B.S., Stolyarov A.V., Koinov E.G., Shvetsov O.V., Shaposhnikov N.O., Tokarev V.O., Golikov N.I. The influence of heat treatment after high-frequency welding on the operational properties of steel 09G2S used for the manufacturing of drilled piles. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):173–182. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-173-182>

Manuscript received 15.12.2023

Accepted 15.01.2024

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Особенности строительства и эксплуатации объектов энергетики в зоне вечной и многолетней мерзлоты способствовали развитию и созданию целых научных направлений в области низкотемпературного металловедения. На этапе обустройства месторождений при строительстве фундаментов используется значительный объем свай. В северных регионах при устройстве фундаментов приходится сталкиваться с такими проблемами, как большие расстояния для доставки материалов, низкие температуры, вечномерзлые грунты [1–3].

Современные тенденции развития газо- и нефтедобывающих отраслей потребовали дополнительного внимания к проблеме строительства зданий и сооружений и обустройства месторождений на многолетнемерзлых грунтах. Успех такого строительства достигается при использовании новых материалов и конструкций, способных обеспечить безопасную длительную эксплуатацию объектов в условиях экстремально низких климатических температур, сезонно растепляемых поверхностных слоев почвы на глубину от одного до нескольких метров и мерзлых слоев на больших глубинах. При обустройстве месторождений одним из наиболее материалоемких

является производство свайных фундаментов, при строительстве которых используются металлические трубы длиной более 10–15 м, транспортировка которых от места изготовления до месторождений является сложной и дорогостоящей операцией [4–7]. Учитывая, что обеспечение рентабельности добычи продукта на новых территориях, расположенных в труднодоступных местах Крайнего Севера, является весьма актуальным, при проектировании и обустройстве месторождений ставится задача снижения затрат на обустройство площадок добычи, в частности на строительство свайных опор и фундаментов.

В настоящий момент традиционным решением при проектировании и строительстве свайных оснований является применение свай из электросварных прямошовных труб с обязательным требованием наличия объемной термообработки, регламентированном СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» [8].

Известно [9], что для буропускных труб свайных фундаментов используют сварные прямошовные трубы из низкоуглеродистых сталей, изготовленных в основном методом ТВЧ-сварки (сварка токами высокой частоты). Ранее проведенными исследованиями [10–13] было установлено, что объемная термическая обработка не может полностью устранить

дефекты сварного соединения, полученного ТВЧ-методом, а работоспособность данного типа сварного шва должна быть обеспечена за счет формирования структур повышенной прочности или образования при сварке усиления сварного шва. Наличие термической обработки после сварки прямошовных труб увеличивает себестоимость продукции на 20 %. Обоснование применения и подтверждение возможности применения электросварных свайных труб без объемной термической обработки при обустройстве фундаментов на многолетнемерзлых грунтах позволит сократить затраты предприятий и избежать необходимости разработки специальных технических условий, связанных с возможностью применения таких решений. Целью работы являлось исследование изменений структуры и свойств в сварном шве стали 09Г2С в результате термической обработки после сварки токами высокой частоты и моделировании эксплуатации фундаментов из буроопускных свай.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для проведения натурных испытаний макетов трубчатых свай на открытом испытательном полигоне были смонтированы 6 трубчатых металлических свай из стали 09Г2С с ОТО (объемная термическая обработка) и без ОТО. Для моделирования эксплуатации фундаментов из буроопускных свай на испытательной площадке произведена разбивка осей свайного поля и мест погружения свай и образцов.

Выполнен монтаж 1-го цикла свайных образцов в декабре 2022 г. по схеме расстановки свай. Согласно ППР (проект производства работ) всего установлено 6 свай. Для выполнения данной работы в зону производства была заказана специальная строительная техника для очистки территории от снега и буровая для лидерных скважин и установки свай. В процессе выполнения работ температура окружающего воздуха составляла -30–(-28) °С. Способ погружения свай — буроопускной. Высота макетных образцов

и свай над поверхностью земли — 0,5 м. Диаметр скважин превышает сечение свай на 130 мм. Глубина скважины на 0,5 м меньше длины сваи.

ДОКАЗАНО, ЧТО ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ТРУБЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ В ЗОНЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД МОЖНО ПРИМЕНЯТЬ БЕЗ ОБЪЕМНОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ, ЧТО ПОЗВОЛИТ СОКРАТИТЬ ЗАТРАТЫ.

Заготовки для исследований вырезали в продольном направлении из свай с наружным диаметром 219 мм и толщиной стенки 7,5 мм. Сваи в состоянии поставки были сварены токами высокой частоты — одна свая подверглась дополнительной термической обработке, квалифицированной как термический отдых: посадка в печь осуществляется при $T_p = 100$ °С, скорость нагрева 50 °С/ч до температуры 250–300 °С при выдержке 5–5,5 часа и затем охлаждение с печью до 50 °С со скоростью 100 °С/ч.

Определение остаточных напряжений (макронапряжений) и микронапряжений (микрорискажений) в точках, расположенных на линии, перпендикулярной сварному шву, по центру образцов с внешней и внутренней сторон трубных фрагментов, осуществлялось на рентгеновском дифрактометре Ultima IV фирмы Rigaku (Япония).

Для определения фактического химического состава металла применялся атомно-эмиссионный спектральный метод по стандарту ГОСТ Р54153-2010 «Сталь. Метод атомно-эмиссионного спектрального анализа». При определении химического состава сталей использовали эмиссионный спектрометр «Искролайн-100». Результаты определения химического состава представлены в **табл. 1**. Испытание на растяжение сварного соединения труб проведено по ГОСТ 6996 «Сварные соединения. Методы определения механических свойств» на поперечных плоских образцах (тип XII) со снятым усилением. Отбор образцов проведен в соответствии с п. 4.1.6 ГОСТ 30432, проведена правка

Таблица 1. Фактический и стандартный химический состав стали 09Г2С
Table 1. Actual and standard chemical composition of steel 09G2S

№	Массовые доли компонентов, %								
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Mo	S	P
Свая без термической обработки (09Г2С)	0,103	0,560	1,330	0,036	0,010	0,013	0,002	0,0093	0,017
Свая с термической обработкой (09Г2С)	0,103	0,560	1,330	0,036	0,010	0,013	0,002	0,0093	0,017
09Г2С по ГОСТ 19281-2014	≤0,12	0,5-0,8	1,3-1,7	≤0,3	≤0,3	≤0,3	---	≤0,035	≤0,03

заготовок статической нагрузкой. Испытание проведено на универсальной испытательной машине Instron 8850, № 1154/12. Образцы для испытаний на ударный изгиб сварного соединения изготовлены перпендикулярно к сварному шву по ГОСТ 6996 «Сварные соединения. Методы определения механических свойств». V-образный концентратор на поперечных образцах нанесен перпендикулярно к поверхности трубы по линии сплавления труб. Испытание на ударный изгиб проводили на маятниковом копре Instron мод. 600MPX. Металлографический анализ на поперечных шлифах выполнен на оптическом

микроскопе «Reichert-Jung MeF3A» при увеличениях в 50–500 раз. Микротвердость определяли по методу Виккерса на приборе «Reichert-Jung Micro-Duomat 4000E» в соответствии с процедурой ГОСТ 9450–76.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты определения остаточных напряжений (макронапряжений) и микронапряжений (микроискажений) на линии, перпендикулярной сварному шву, приведены в табл. 2 и 3.

Таблица 2. Остаточные напряжения σ_y , МПа
Table 2. Residual stresses σ_y , MPa

№ образца, место съемки	Материал	σ_m [МПа]				
		шов	1,5 мм от центра шва	5 мм от центра шва	10 мм от центра шва	20 мм от центра шва
Образец без Т/О Наружная сторона	Состояние поставки	-25	-42	-42	-34	17
Образец без Т/О Внутренняя сторона		109	131	120	117	132
Образец с Т/О Наружная сторона		-23	-58	-59	-101	-34
Образец с Т/О Внутренняя сторона		117	117	143	143	84
Образец без Т/О Наружная сторона	После эксплуатационной выдержки	-31	-51	-39	-82	23
Образец без Т/О Внутренняя сторона		38	20	42	58	38
Образец с Т/О Наружная сторона		-163	-151	-51	-177	-163
Образец с Т/О Внутренняя сторона		45	26	48	68	58

Таблица 3. Микроискажения $\langle \epsilon^{1/2} \rangle^{-1/2}$
Table 3. Micro-distortions $\langle \epsilon^{1/2} \rangle^{-1/2}$

№ образца	Материал	шов	1,5 мм от центра шва	5 мм от центра шва	10 мм от центра шва	20 мм от центра шва
Образец без Т/О Наружная сторона	Состояние поставки	$6,3 \cdot 10^{-3}$	$7,1 \cdot 10^{-3}$	$6,17 \cdot 10^{-3}$	$5,28 \cdot 10^{-3}$	$5,14 \cdot 10^{-3}$
Образец без Т/О Внутренняя сторона		$5,63 \cdot 10^{-3}$	$5,97 \cdot 10^{-3}$	$6,29 \cdot 10^{-3}$	$6,10 \cdot 10^{-3}$	$5,95 \cdot 10^{-3}$
Образец с Т/О Наружная сторона		$5,71 \cdot 10^{-3}$	$5,89 \cdot 10^{-3}$	$6,61 \cdot 10^{-3}$	$5,78 \cdot 10^{-3}$	$5,29 \cdot 10^{-3}$
Образец с Т/О Внутренняя сторона		$6,50 \cdot 10^{-3}$	$5,76 \cdot 10^{-3}$	$5,73 \cdot 10^{-3}$	$7,14 \cdot 10^{-3}$	$6,37 \cdot 10^{-3}$
Образец без Т/О Наружная сторона	После эксплуатационной выдержки	$5,57 \cdot 10^{-4}$	$4,98 \cdot 10^{-4}$	$4,75 \cdot 10^{-4}$	$4,93 \cdot 10^{-4}$	$4,41 \cdot 10^{-4}$
Образец без Т/О Внутренняя сторона		$4,92 \cdot 10^{-4}$	$4,76 \cdot 10^{-4}$	$4,76 \cdot 10^{-4}$	$4,60 \cdot 10^{-4}$	$4,61 \cdot 10^{-4}$
Образец с Т/О Наружная сторона		$5,62 \cdot 10^{-4}$	$5,04 \cdot 10^{-4}$	$4,98 \cdot 10^{-4}$	$4,45 \cdot 10^{-4}$	$3,70 \cdot 10^{-4}$
Образец с Т/О Внутренняя сторона		$5,04 \cdot 10^{-4}$	$4,66 \cdot 10^{-4}$	$4,71 \cdot 10^{-4}$	$4,66 \cdot 10^{-4}$	$4,54 \cdot 10^{-4}$

Уровень остаточных напряжений, обнаруженный в обоих исследованных образцах в состоянии поставки, свидетельствует, что с наружной стороны свай на поверхностных слоях имеются напряжения сжатия от 25 до 101 МПа, а с внутренней стороны свай — растягивающие напряжения от 84 до 144 МПа. После эксплуатационной выдержки принципиально значения не поменялись: с наружной стороны свай напряжения сжатия от 31 до 177 МПа, а с внутренней — растягивающие напряжения от 20 до 68 МПа. Исследования показали отсутствие существенных различий распределения остаточных напряжений свай с ОТО и без ОТО в состоянии поставки и после эксплуатационной выдержки.

Исследование микронапряжений показало, что уровень микроискажений обоих образцов в состоянии поставки с наружной и внутренней стороны труб примерно одинаков и составляет $5,14 \cdot 10^{-3}$ – $7,14 \cdot 10^{-3}$. После эксплуатационной выдержки уровень микроискажений снизился на порядок, между сваями с ОТО и без ОТО разница в результатах минимальна. Исследования также показали отсутствие

существенных различий значений микронапряжений свай с ОТО и без ОТО. Результаты испытаний на одноосное растяжение образцов со сварным швом свай представлены в **табл. 4**.

В результате испытаний на растяжение на всех образцах разрушение произошло в основном металле, что свидетельствует о высоких прочностных характеристиках шва и околошовных зон металла свай с термической и без термической обработки, как в состоянии поставки, так и после эксплуатационной выдержки. Значимых различий в свойствах свай с термической обработкой и без неё не выявлено как в состоянии поставки, так и после эксплуатационной выдержки. Результаты испытаний образцов исследуемых свай в сварном шве на ударный изгиб по методу Шарпи представлены в **табл. 5**.

Различие в результатах по ударной вязкости участка перегрева ЗТВ (зоны термического влияния, свай с термической обработкой и без неё, связано с наличием видманштеттовой структуры, на которую не влияет длительность выдержки при эксплуатации.

Таблица 4. Результаты испытаний на одноосное растяжение материала свай
Table 4. Results of tests for uniaxial tension of pile material

Маркировка свай	Материал	Предел текучести, $\sigma_{0,2}$, МПа	Временное сопротивление, σ_B , МПа	Относительное удлинение, δ , %
Свая без Т/О	Состояние поставки	448	589	14
		451	607	13
		452	585	14
Свая с Т/О		480	643	13
		472	625	15
		469	621	14
Свая без Т/О	После эксплуатационной выдержки	411	548	15
		423	561	15
421		560	15	
Свая с Т/О		446	590	13
		440	585	13
		435	569	14

Таблица 5. Результаты испытаний на ударную вязкость материала свай
Table 5. The results of the impact toughness tests of the pile material

Материал	Состояние	Ударная вязкость, Дж/см ²				
		-60	-40	-20	0	20
Свая без Т/О	Состояние поставки	12	28	51	62	61
Свая с Т/О		4	6	10	15	24
Свая без Т/О	После эксплуатационной выдержки	11	12	21	22	24
Свая с Т/О		12	14	16	18	55

Фотографии изломов образцов после испытаний представлены на **рис. 1**. Таким образом, исходя из результатов на ударную вязкость образцов из ЗТВ, можно заключить следующее: при отрицательной температуре $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ образцы свай без термической обработки разрушаются исключительно хрупко, на изломах отсутствуют следы деформации при ударе, пример излома представлен на **рис. 1а**, максимальное значение 12 Дж/см^2 . При отрицательной температуре $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ значение повышается до 51 Дж/см^2 в среднем, имеет место деформация образца характер излома, при этом остаётся хрупким пример излома (**рис. 1б**). Значения ударной вязкости при температурах 0 и $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ составляют 60 Дж/см^2 , характер излома аналогичен температуре $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (**рис. 1б**). Образцы трубы с термической обработкой показали низкие результаты по ударной вязкости: $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ — 4 Дж/см^2 ; $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ — 10 Дж/см^2 ; $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ — 24 Дж/см^2 . Во всех изломах образцов трубы с термической обработкой, кроме одного образца, при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ отсутствуют следы деформации, характер излома хрупкий аналогичен представленному на **рис. 1а**. По результатам испытаний на ударную вязкость образцов в ЗТВ свай после эксплуатационной выдержки можно заключить, что влияние ММГ (многолетнемерзлый грунт) за один цикл на свойства металла свай отсутствует, независимо от наличия термической обработки. В результате проведенная термическая обработка не оказывает положительного влияния на свойства трубы из стали 09Г2С как в состоянии поставки, так и после эксплуатационной выдержки. Также металл всех

свай в ЗТВ не удовлетворяет требованиям СП 16.13330.2017 ($\geq 34\text{ Дж/см}^2$ при $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$) [14], таким образом, необходимо оптимизировать режим ТВЧ-сварки для улучшения значений по ударной вязкости.

Фотография сварного шва свай и места съёмки микроструктуры, линия микротвердости представлены на **рис. 2**.

Толщина шва на фрагменте сваи без термической обработки $4,5\text{ мм}$ на внешней поверхности, на внутренней поверхности 4 мм и в середине сечения данная толщина 2 мм (**рис. 2**). Толщина шва на фрагменте сваи с термической обработкой $4,4\text{ мм}$ на внешней поверхности, на внутренней поверхности $4,1\text{ мм}$, в середине сечения данная толщина $2,8\text{ мм}$.

Микроструктура свай с термической обработкой и без неё в указанных областях (**рис. 2, №1, 2, 4**) представлена на **рис. 3**. Микроструктура основного металла трубы без Т/О представляет собой феррито-перлитную структуру с микротвердостью $230\text{--}250\text{ HV}$ (**рис. 3а**), зерна феррита вытянуты вдоль направления прокатки, по направлению к стыку кромок трубы, деформационные линии меняют направлении в сторону поверхности, микротвердость данного участка $240\text{--}280\text{ HV}$. В зоне частичной перекристаллизации твердость достигает $250\text{--}280\text{ HV}$ (**рис. 3б**). Видманштеттовая структура имеет твердость $290\text{--}300\text{ HV}$ (**рис. 3в**). Возле видманштеттовой структуры по всему сечению шва имеется ферритная полоса характерная для сварки давлением, твердость в данном участке $225\text{--}235\text{ HV}$ (**рис. 3в**). Микроструктура металла сваи с Т/О аналогична структуре сваи без Т/О

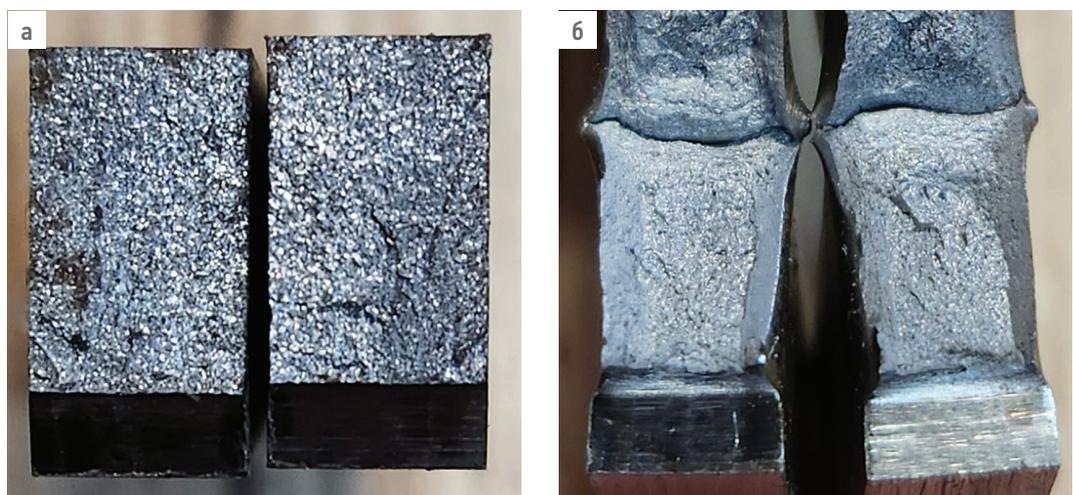


Рис. 1. Поверхности изломов ударных образцов после испытаний: а — образец после испытаний при температуре $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$; б — образец после испытаний при температуре $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Составлено авторами

Fig. 1. Fracture surfaces of impact samples after testing: а — sample after testing at a temperature of $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$; б — sample after testing at a temperature of $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Figure prepared by the authors

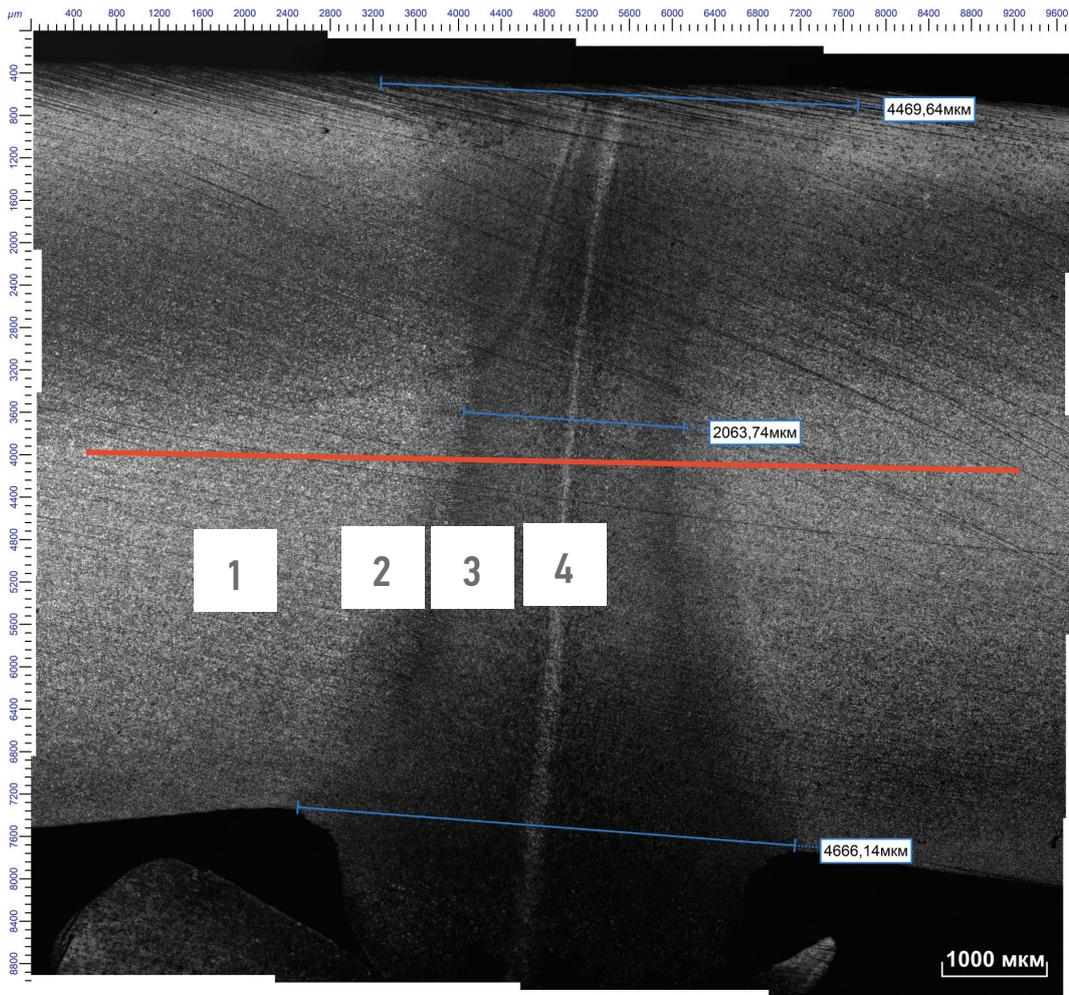


Рис. 2. Панорама толщины стенки трубы. Условные обозначения: 1 — основной металл; 2 — зона термического влияния (зона перекристаллизации); 3 — зона видманштеттовой структуры; 4 — ферритная полоса.
Составлено авторами

Fig. 2. Panorama of the wall thickness of the pile. Symbols: 1 — base metal; 2 — heat affected zone (recrystallization zone); 3 — Widmanstett structure zone; 4 — Ferritic strip. Figure prepared by the authors

(рис. 3а, б, в). Объемная термическая обработка не оказывает значимого влияния на микроструктуру и микротвердость как в состоянии поставки, так и после эксплуатационной выдержки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Исследования показали отсутствие существенных различий распределения остаточных напряжений

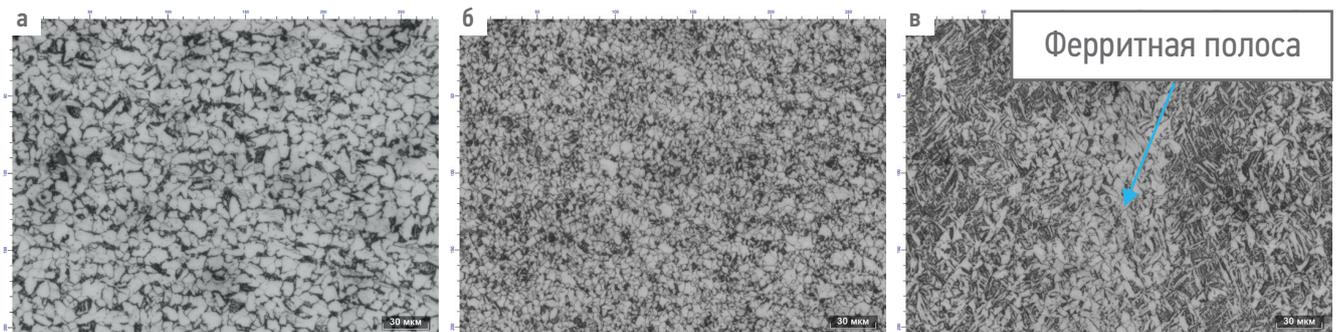


Рис. 3. Микроструктура металла сваи в зоне сварки: а — основной металл; б — зона термического влияния (зона перекристаллизации); в — Видманштеттовая структура и ферритная полоса. Составлено авторами

Fig. 3. The microstructure of the pile metal in the welding zone: а — the base metal; б — heat affected zone (recrystallization zone); в — Widmannstett structure and ferritic strip. Figure prepared by the authors

- и микронапряжений свай с ОТО и без ОТО в состоянии поставки и после эксплуатационной выдержки.
2. Проведенная объемная термическая обработка не оказывает существенного влияния на механические свойства и микроструктуру свай из стали 09Г2С в состоянии поставки и после эксплуатационной выдержки.
 3. Существует необходимость оптимизировать режим ТВЧ-сварки для улучшения ударной вязкости свай из стали 09Г2С для удовлетворения требований СП 16.13330.2017.

Список литературы

1. Баясан Р.М., Голубин С.И. Технология и технические средства термостабилизации мерзлых грунтов оснований магистральных и промысловых трубопроводов в криолитозоне // Инженерные изыскания, 2012 — № 7 — С. 64–69.
2. Шамилов Х.Ш., Гулин Д.А., Хасанов Р.Р., Султанмагомедов С.М. Обеспечение проектного положения подземных магистральных трубопроводов на талых участках многолетнемерзлых грунтов // Нефтегазовый терминал. Сборник научных статей Международной научно-технической конференции, 2015. — С. 221–226.
3. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (Проектирование и строительство). — М.: Недра, 1982. — 384 с.
4. Соколов М.А. Многолетнемерзлые грунты в качестве основания промысловых трубопроводов // Нефтяное хозяйство, 2008. — № 10. — С. 126–127.
5. Закирова Э.А., Харрис Н.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты // Территория «Нефтегаз», 2017. — № 1–2. — С. 100–106.
6. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М.: Недра, 2001. — 467 с.
7. Кушничур С.Я. Трубопроводный транспорт в условиях мерзлых грунтов // Материалы IX Междунар. науч.-практ. конф. по инженерному мерзлотоведению, посвященной 20-летию ООО «Фундаментстройаркос», — 2011. — С. 18–23.
8. СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».
9. ГОСТ 57991–2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Сваи стальные из труб, применяемые для устройства фундаментов под опоры трубопроводов надземной прокладки. Общие технические условия».
10. Ткачук М.А., Багмет О.А., Степанов П.П. Разработка режимов локальной термической обработки сварного шва труб среднего диаметра, сваренных токами высокой частоты // Сталь, 2016. — № 3. — С. 54–59.
11. Гончаров Н.Г., Юшин А.А., Колесников О.И., Нестеров Г.В., Азарин А.И. Исследование влияния термической обработки на металлофизические свойства металла сварных швов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2021. — № 11. — С. 412–419.
12. Агмет О.А., Степанов П.П., Хлыбов О.С., Эфрон Л.И., Жарков С.В. Особенности формирования микроструктуры в сварных соединениях труб при высокочастотной сварке и последующей локальной термической обработке // Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации, 2022. — № 78(2). — С. 135–149.
13. Пантюхова К.Н., Негров Д.А., Бурганова О.Ю., Путинцев В.Ю. Исследование причин снижения механических характеристик горячедеформированных отводов из стали 09Г2С // Омский научный вестник, 2019. — № 1 (163). — С. 11–16. DOI: 10.25206/1813-8225-2019-163-11-16.
14. СП 16.13330.2017 «Стальные конструкции».

References

1. Bayasan R.M., Golubin S.I. Technology and technical means of thermal stabilization of frozen soils of the bases of main and field pipelines in the cryolithozone // *Engineering surveys*, 2012 — No. 7 — pp. 64–69.
2. ShamiloV H.Sh., Gulin D.A., Khasanov R.R., Sultanmagomedov S.M. Ensuring the design position of underground trunk pipelines in thawed areas of permafrost soils // *Oil and gas terminal. Collection of scientific articles of the International Scientific and Technical Conference*, 2015. — pp. 221–226.
3. Borodavkin P.P. *Underground main pipelines (Design and construction)*. — Moscow: Nedra, 1982. — 384 p.
4. Sokolov M.A. Permafrost soils as the basis of field pipelines // *Oil industry*, 2008. — No. 10. — pp. 126–127.
5. Zakirova E.A., Harris N.A. On setting tasks for regulating the halo of thawing around the pipeline in permafrost areas // *Territory of Neftegaz*, 2017. — No. 1–2. — pp. 100–106.
6. Khariyonovskiy V.V. *Reliability and resource of gas pipeline structures*. Moscow: Nedra, 2001. — 467 p.
7. Kushnir S.Ya. Pipeline transport in conditions of frozen soils // *Materials of the IX International Scientific and Practical Conference on engineering permafrost, dedicated to the 20th anniversary of LLC Fundamentstroyarkos*, 2011. — pp. 18–23.
8. SP 25.13330.2020 "Foundations and foundations on permafrost soils".
9. GOST 57991–2017 "Main pipeline transportation of oil and petroleum products. Steel pipe piles used for laying foundations for aboveground pipeline supports. General technical conditions".
10. Tkachuk M.A., Bagmet O.A., Stepanov P.P. Development of modes of local heat treatment of the weld of medium diameter pipes welded with high frequency currents // *Steel*, 2016. — No. 3. — pp. 54–59.
11. Goncharov N.G., Yushin A.A., Kolesnikov O.I., Nesterov G.V., Azarin A.I. Investigation of the effect of heat treatment on the metallophysical properties of metal welds // *Science and technology of pipeline transport of oil and petroleum products*, 2021. — № 11. — pp. 412–419.
12. Agmet O.A., Stepanov P.P., Khlybov O.S., Efron L.I., Zharkov S.V. Features of microstructure formation in welded pipe joints during high-frequency welding and subsequent local heat treatment // *Ferrous metallurgy. Bulletin of scientific, technical and economic information*, 2022. — № 78(2). — Pp. 135–149.
13. Pantyukhova K.N., Negrov D.A., Burgonova O.Yu., Putintsev V.Yu. Investigation of the causes of a decrease in the mechanical characteristics of hot-deformed bends made of steel 09G2C // *Omsk Scientific Bulletin*, 2019. — No. 1 (163). — pp. 11–16. DOI: 10.25206/1813-8225-2019-163-11-16.
14. SP 16.13330.2017 "Steel structures".

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.А. Ялыгин — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Б.С. Ермаков — разработал программу испытаний, разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи и рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Столяров — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.Г. Койнов — выполнил редакцию текста по разделам статьи и подписуночных подписей, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

О.В. Швецов — выполнил испытания, разработал концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи и рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.О. Шапошников — разработал общую концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.О. Токарев — выполнил редакцию текста по отдельным разделам статьи, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.И. Голиков — выполнил испытания, выполнил редакцию текста по отдельным разделам статьи, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Sergey A. Yalygin — developed the article concept, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Boris S. Ermakov — developed a test program, developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Andrey V. Stolyarov — developed the article concept, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Evgeny G. Koinov — edited sections of the article and captions to pictures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Oleg V. Shvetsov — completed the tests, developed the concept of the article, prepared the text of the sections of the article and the drawings, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Nikita O. Shaposhnikov — developed the article general concept, approved the final version of the article, and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Vasily O. Tokarev — edited some sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Nikolay I. Golikov — completed the tests, edited some sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Алексеевич Ялыгин — директор программ технологического развития функции «Капитальное строительство», Группа компаний «Газпром нефть»

Борис Сергеевич Ермаков — доктор технических наук, заведующий лаборатории ресурса материалов, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
195251, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Политехническая, 29.
Scopus ID: 7004080849

Андрей Владимирович Столяров — директор программ развития функции «Капитальное строительство», Блок экспертизы и функционального развития, Группа компаний «Газпром нефть»

Sergey A. Yalygin — Director of Technological Development Programs of the function, Capital Construction, Gazprom neft company group

Boris S. Ermakov — Dr. of Sci. (Eng.), Head of the Materials Resource Laboratory, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University
29, Politekhnicheskaya str., 195251, Saint Petersburg, Russia.
Scopus ID: 7004080849

Andrey V. Stolyarov — Director of the development program for the Capital Construction function, Block of expertise and functional Development, Gazprom neft company group

Евгений Геннадьевич Койнов* — руководитель направления, Центр компетенций по капитальному строительству, Блок экспертизы и функционального развития, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.

Олег Викторович Швецов — кандидат технических наук, заместитель заведующего лаборатории ресурса материалов, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
195251, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Политехническая, 29.
SPIN-код: 7126-2057
Scopus ID: 55792548300
<https://orcid.org/0000-0001-9368-4074>

Никита Олегович Шапошников — кандидат технических наук, директор НОЦ «Газпромнефть-Политех», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
195251, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Политехническая, 29.
Scopus ID: 57204708134

Василий Олегович Токарев — руководитель направления «Капитальное строительство нефтегазовых объектов», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
195251, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Политехническая, 29.
Scopus ID: 57312267300

Николай Иннокентьевич Голиков — доктор технических наук, и.о. заместителя генерального директора по науке и техническим проектам, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН — обособленное подразделение ФИЦ ЯНЦ СО РАН
677000, Россия, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1.
Scopus ID: 14623831600

Evgeny G. Koinov* — Head of the department, Competence Center for Capital Construction, Block of expertise and functional Development, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.

Oleg V. Shvetsov — Cand. Sci. (Eng.), Deputy head of the Materials Resource Laboratory, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University
29, Politekhnicheskaya str., 195251, Saint Petersburg, Russia.
SPIN-code: 7126-2057
Scopus ID: 55792548300
<https://orcid.org/0000-0001-9368-4074>

Nikita O. Shaposhnikov — Cand. Sci. (Eng.), Director of the Gazpromneft-Polytech Research Center, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University
29, Politekhnicheskaya str., 195251, Saint Petersburg, Russia.
Scopus ID: 57204708134

Vasily O. Tokarev — Head of the direction «Capital Construction of oil and gas facilities», Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University
29, Politekhnicheskaya str., 195251, Saint Petersburg, Russia.
Scopus ID: 57312267300

Nikolay I. Golikov — Dr. Sci. (Eng.), Acting deputy director general for science and technical projects, V.P. Lariyonov Institute of the Physical-Technical Problems of the North of the Siberian Branch of the RAS
1, Oktyabrskaya str., 677000, Yakutsk, Russia.
Scopus ID: 14623831600

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

МНОГОМАСШТАБНЫЕ ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ КЕРНА: ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ

И.Д. Магдеев^{*}, И.А. Варфоломеев, Н.В. Евсеев, О.Ю. Динариев, Д.А. Коробков, В.К. Хан
Компания «Шлюмберже», РФ, Москва

© Коллектив авторов,
2024



Электронный адрес: russia-pr@slb.com

Введение. При постановке эксперимента с естественным керновым материалом у недропользователя возникает ряд сложностей и технических ограничений, связанных как с оборудованием, так и со свойствами самого керна. Необходимость использования многомасштабного подхода в цифровом моделировании процессов в горных породах на уровне пор диктуется главной целью — обеспечить представительный цифровой двойник натурального образца того или иного класса пород, к которому этот образец принадлежит, для оценки запасов и исследования поведения свойств коллектора при воздействии на него.

Цель. В настоящей исследовательской работе поставлена цель дать систематизированный подход получения адекватных и соответствующих результатам лабораторного эксперимента характеристик породы на цифровых моделях и показать это на примерах. А также провести исследование и указать на особенности решения задач многофазной гидродинамики в системе нефть–вода в классе цифровых экспериментов и сделать обстоятельное сопоставление результатов с лабораторным экспериментом.

Материалы и методы. При выполнении работы применялись современные методики и оборудование для измерений — компьютерная микротомография образцов мини-керна, потоковые эксперименты в стационарной постановке, измерение межфазного натяжения методом рентгенографии.

Результаты. В работе построены МЦМК натуральных образцов по результатам микротомографии. В статье представлены результаты калибровки МЦМК к результатам экспериментальных исследований. Обсуждается сравнение результатов в нескольких постановках задач: гидродинамика в однофазной и двухфазной постановке, а также моделирование электрического поля водонасыщенных образцов.

Заключение. Приводятся выводы о перспективах развития цифрового анализа керна (ЦАК) в контексте современных тенденций применительно к задачам оценки запасов и коэффициентов извлечения углеводородов. Описываются дальнейшие планы исследовательских работ.

Ключевые слова: цифровой керн, микротомография, многомасштабные модели, многофазные течения, гидродинамика, цифровой двойник

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Благодарности: авторы статьи выражают благодарность компании «Шлюмберже» за вклад в исследовательскую работу и разрешение опубликовать результаты по актуальной и насущной тематике в современных условиях разработки месторождений углеводородов.

Для цитирования: Магдеев И.Д., Варфоломеев И.А., Евсеев Н.В., Динариев О.Ю., Коробков Д.А., Хан В.К. Многомасштабные цифровые модели керна: практика применения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):183–191. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-183-191>

Статья поступила в редакцию 15.12.2023

Принята к публикации 15.01.2024

Опубликована 29.03.2024

MULTISCALE DIGITAL CORE MODELS: APPLICATION EXPERIENCE

Igor D. Magdeyev^{*}, Igor A. Varfolomeev, Nikolay V. Evseev, Oleg Yu. Dinariev, Dmitry A. Korobkov, Vladimir K. Khan

Technology Company Schlumberger LLC, Russia, Moscow

E-mail: russia-pr@slb.com

Introduction. During the experimental program setup with natural rock specimen collection, operating company has to face with particular difficulties and technology limitations associated both with equipment and intrinsic rock properties. The necessity of the application of multiscale approach in pore-scale digital simulations of the natural processes is governed by the key objective — provide a representative digital twin of the natural sample of the particular rock class in the context of the hydrocarbon reserves estimation and the investigation of dynamic of the reservoir properties during its development.

Objective. In this research work the main objective is to provide a systematic approach for obtaining adequate and reliable results of rock properties using digital models supplied with appropriate cases. Also perform the research of and pinpoint the nuances of the multiphase hydrodynamics problems solution for the oil-water system using digital simulations and provide sufficient comparison with lab data.

Materials and methods. In this work the modern methods and equipment is applied for data acquisition — computerized micro-CT of the core miniplugs, steady-state core flood tests for two-phase problem, radiography for interfacial tension measurement.

Results. In this work the multiscale digital rock models (MDRM) were constructed based on micro-CT data. In the article the results of the model calibration to experimental data are presented. The results of simulation versus laboratory data are discussed in multiple problems statement: hydrodynamics of the single-phase and the two-phase flow, as well as the electric field simulation of water saturated rock samples.

Conclusions. Finally, the conclusions drawn about the future outlook of the Digital Core Analysis technology in the context of modern cutting-edge trends applied to the problems of hydrocarbon reserves and recovery factor estimation.

Keywords: digital core, microCT, multiscale models, multiphase flows, hydrodynamics, digital twin

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

Acknowledgment: hereinafter authors express the respect to Technology Company Schlumberger for the contribution to this research work and for the permission to publish the results on the relevant and emerging topic in present hydrocarbon field development trends.

For citation: Magdeyev I.D., Varfolomeev I.A., Evseev N.V., Dinariev O.Yu., Korobkov D.A., Khan V.K. Multiscale digital core models: application experience. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(1):183–191. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-183-191>

Manuscript received 15.12.2023

Accepted 15.01.2024

Published 29.03.2024

ВВЕДЕНИЕ

Цифровое моделирование процессов в горных породах на уровне пор в настоящее время является инструментом решения широкого класса практических задач в нефтегазовой индустрии. При постановке эксперимента с естественным материалом у недропользователя возникает ряд сложностей и технических ограничений, связанных как с оборудованием, так и со свойствами самого ядра. Например, на морских месторождениях особой проблемой является дефицит ядра. Необходимость использования многомасштабного подхода в цифровом моделировании диктуется главной целью — обеспечить представительный цифровой двойник натурального образца того или иного класса пород, к которому этот образец принадлежит, для оценки запасов и исследования поведения свойств коллектора при воздействии на него. Такой подход к цифровому моделированию экспериментов с агрегированием моделей нескольких масштабов обусловлен рядом факторов:

- Широтой диапазона размеров пор, требующих получения изображений и проведения экспериментов на разных масштабах.
- Практическими соображениями оптимального распределения вычислительных ресурсов.
- Желанием обеспечить идентичность условий цифрового и лабораторного эксперимента (в том числе физических размеров моделируемой области).

В рамках данной работы построены многомасштабные цифровые модели ядра (МЦМК), описывающие весь объём каждого

образца, что позволяет напрямую сопоставлять результаты моделирования с лабораторными фильтрационными экспериментами без дополнительных предположений и допущений о репрезентативности используемого объёма. В статье затрагиваются методологические аспекты построения МЦМК и приводятся результаты калибровки МЦМК по величине абсолютной проницаемости. Показывается рабочий процесс получения адекватных и соответствующих результатам лабораторного эксперимента величин однофазной (абсолютной) проницаемости. Далее обсуждаются вопросы моделирования относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе нефть–вода в классе цифровых экспериментов и сопоставления результатов с лабораторным экспериментом. В заключение приводятся выводы о перспективах развития цифрового анализа ядра (ЦАЯ) в контексте современных тенденций применительно к задачам оценки запасов и коэффициентов извлечения углеводородов.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОГРАММА

Экспериментальная составляющая данной работы включает в себя следующий перечень исследований.

- Компьютерная микротомография (микроКТ) мини-ядров (ядро малого диаметра от 6 до 10 мм, в данной работе использованы образцы 8 мм).
- Измерения пористости и проницаемости по газу.
- Двухфазные фильтрационные эксперименты в системе нефть–вода.

МикроКТ осуществлена на приборе SkyScan1172. В результате получены трехмерные изображения с разрешением 2,18 мкм/воксель. Основные данные исследованных мини-образцов показаны ниже (табл. 1). Пористость (K_p) измерена по газу, лабораторные значения проницаемости ($K_{пр}$) приведены с учетом поправки Клинкенберга. Среди представленных выше образцов два являются родственными (bo22.2 и bo22.3), т.е. отобраны из одного пласта, но при этом обладают различной проницаемостью. Такая пара была выбрана для оценки влияния геометрии порового пространства на результаты моделирования: образцы имеют идентичный минеральный состав и свойства поверхности, но при этом обладают различной геометрией порового пространства. Эксперименты по определению ОФП на мини-керне выполнены по стационарной методике [4]. Свойства флюидов, взятых для фильтрационных экспериментов, приведены в табл. 2. Эти параметры являются входными данными для построения цифровой модели флюидов (ЦМФ). Помимо базовых свойств фаз, для моделирования двухфазных течений необходимо задать межфазное натяжение и контактный угол между смачивающей фазой и породой. Межфазное натяжение, указанное в таблице, измерено методом рентгенографии [9]. Используемые в исследованиях песчаники Boise и Berea являются преимущественно гидрофильными, что определяет принятый диапазон контактного угла. Необходимо отметить, что смачиваемость — это явление, характеризующее не одной скалярной величиной, а обладающее свойством масштабности за счет эффектов разной природы: в частности, геометрической и химической неоднородности поверхности породы [8]. В связи с этим для расчета поверхностной энергии поля смачиваемости контактный угол задается в виде пространственного распределения по всей поверхности пор, такое распределение характеризуется диапазоном значений углов, границы которого являются свободными параметрами при калибровке моделей.

ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ: ОДНОФАЗНОЕ ТЕЧЕНИЕ И КАЛИБРОВКА МОДЕЛИ

Цифровое моделирование экспериментов осуществлено в численном симуляторе, основанном на методе функционала плотности в гидродинамике [1, 2, 3]. Данный метод является универсальным подходом описания сложных многофазных, в том числе

композиционных, систем с течением, учитывающим все необходимые физико-химические явления, такие как поверхностное натяжение, смачиваемость, фазовые переходы, химические реакции, сложные реологические модели, ПАВ, движение твердых частиц в потоке, и другие процессы и явления.

ПОСТРОЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОМАСШТАБНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЗВОЛЯЕТ НАПРЯМУЮ СОПОСТАВЛЯТЬ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ С ЛАБОРАТОРНЫМИ ДАННЫМИ С ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ СХОДИМОСТИ.

Эта технология широко распространена, методы цифрового моделирования достаточно проработаны теоретически, в том числе разработаны основные принципы многомасштабного подхода. В области проницаемой матрицы, то есть там, где отсутствуют явно разрешенные поры и свойства среды, описываются при помощи эффективных параметров, моделирование проводится методом градиента химических потенциалов [6]. На многомасштабной модели (МЦМК), построенной по иерархическому принципу и включающей одновременно разрешенные поры и матрицу, моделирование проводится путем совместного решения обоих типов уравнений в едином времени в соответствующих пространственных областях.

Таблица 1. Перечень образцов и результаты стандартных исследований
Table 1. Core specimens collection and routine analysis results

Образец	Порода	Диаметр, мм	Длина, мм	K_p , д. ед.	$K_{пр}$, мД
bb22.1	Buff Berea	7,65	20,56	0,284	807
be22.1	Bentheimer	7,70	16,49	0,264	2570
bo22.2	Boise	7,66	18,18	0,308	3407
bo22.3	Boise	7,64	15,96	0,282	1558

Таблица 2. Перечень и свойства флюидов для цифровой модели
Table 2. List of fluids and properties for digital model

Параметр	Фаза	Значения	Единицы измерения
Массовая плотность	Вода	1013	кг/м ³
Сдвиговая вязкость	Вода	0,95	мПа·с
УЭС (20 г/л NaCl, T=25 °C)	Вода	0,31	Ом·м
Массовая плотность	Нефть	910	кг/м ³
Сдвиговая вязкость	Нефть	8,53	мПа·с
Межфазное натяжение		9	мН/м
Смачивающая фаза		Вода	
Контактный угол		15–35	градусы

Таблица 3. Результаты калибровки ЦМК по абсолютной проницаемости
Table 3. DRM calibration results on absolute permeability

Образец	$K_{пр}$ МЦМК 8 мм, мД	Отн. отклонение от $K_{пр}$ лаб, %
bb22.1	750	7,1 %
be22.1	2404	6,5 %
bo22.2	4450	30,6 %

В одной из последних работ авторов [11] многомасштабный подход развивается далее и применяется для цифрового моделирования фильтрационных экспериментов наряду с описанием структурно-литологических особенностей карбонатных пород, геометрия порового пространства которых сильно осложнена фактором диагенеза. В настоящей работе основной фактор применения многомасштабного подхода для традиционных терригенных коллекторов — это оптимальное распределение вычислительных ресурсов: так, для образца мини-керна полная томограмма высокого разрешения имеет размер порядка 10^{11} вокселей. В то же время для решения практических задач цифрового анализа керна по моделированию течений в порах и фильтрации в пористых средах по опыту работы авторов приемлемым является порядок размера модели около 10^9 вокселей. По данным микроКТ построены иерархические МЦМК для образцов с исходным высоким разрешением 2,18 мкм/воксель и уменьшенным разрешением 37,09 мкм/воксель. Такие модели основаны на принципе самосогласованности, то есть локальные эффективные свойства матрицы МЦМК в оттенках серого воспроизводятся на бинарных (черно-белых) цифровых моделях (БЦМК) в соответствующих парных

пространственно-идентичных областях. Калибровка МЦМК мини-керна в целом осуществляется итерационно до одновременного достижения согласованности значений абсолютной проницаемости по отдельным элементам ансамбля и несмещённой оценки проницаемости по ансамблю в целом. Сравнение макроскопических (по образцу целиком) значений пористости (разрешенной в пределах микротомографии) и расчетной цифровой проницаемости трех исследованных образцов с лабораторными значениями приведено в **табл. 3**. Рассмотрим процесс калибровки более детально. Общая схема работы со стеком готовых изображений для построения МЦМК и калибровки на лабораторные измерения показана на **рис. 1**. Анализ геометрии пустотного пространства трех исследуемых образцов показал, что оптимальным элементом ансамбля является БЦМК размером $850 \times 850 \times 850$ вокселей. Результаты последовательной калибровки БЦМК и МЦМК моделей показаны ниже на конкретном примере двух образцов песчаников: Buff Berea (однородный средней проницаемости, **рис. 2**) и Voise (неоднородный высокой проницаемости, **рис. 3**). В первом случае в однородном песчанике разброс локальной проницаемости в пределах образца относительно невелик, а во втором случае (неоднородный песчаник) разброс уже достигает почти 10 раз, но результаты БЦМК и МЦМК совпадают с приемлемой точностью в обоих случаях. Для иллюстрации цифрового двойника на примере песчаника Voise приведена модель в сечении цилиндра (**рис. 4**) и в представительном объеме (**рис. 5**), параметры образца в **табл. 1**. Таким образом, значения проницаемости по цифровым моделям находятся



Рис. 1. Построение цифрового двойника по данным микроКТ. Составлен авторами
Fig. 1. Digital twin construction from microCT data. Created by authors

в пределах повторяемости измерений по лабораторному протоколу. Необходимо отметить, что для неоднородного образца даже в лаборатории на практике разброс по нескольким параллельным измерениям будет существенно выше, чем для однородных.

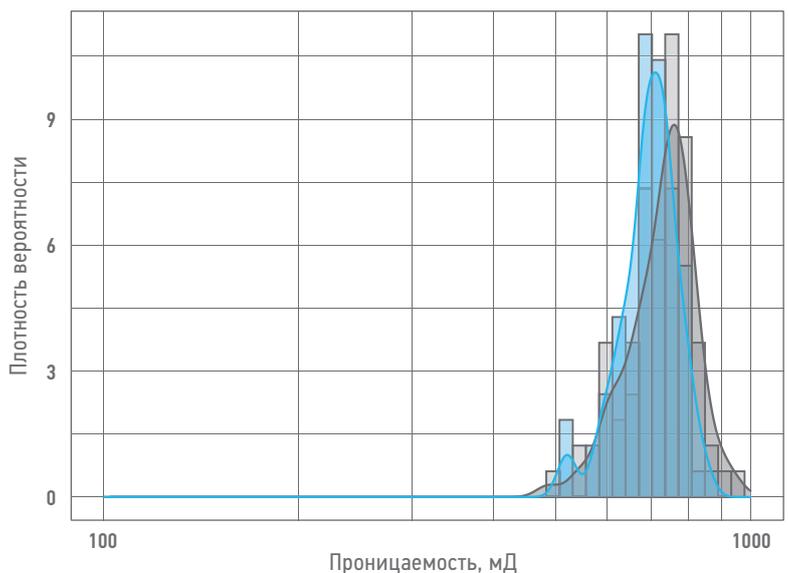
ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ: МНОГОФАЗНОЕ ТЕЧЕНИЕ И СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Цифровое моделирование ОФП выполнено на представительных объемах, а затем на МЦМК меньшего разрешения для всего мини-керна. Так как выбранные породы достаточно однородны по свойствам, то для каждого образца достаточно одного представителя, по объему равного элементу ансамбля, использованного при калибровке всей модели в целом.

Результаты цифрового моделирования ОФП далее сравниваются с лабораторным экспериментом вслепую, без дополнительной калибровки модели.

На рис. 6 приведены результаты цифрового моделирования и лабораторного эксперимента для образцов bo22.2 и bo22.3: линиями показаны результаты моделирования на представительном объеме 850x850x850 ($K_{пр} = 1512$ мД), точками представлены экспериментально полученные значения насыщенности и ОФП для двух образцов, а заливкой показан коридор возможных значений за счет неоднородности песчаника Voise (как результат обобщения двух экспериментов с идентичными флюидами и условиями эксперимента на родственных образцах одной горной породы). Порог подвижности вытесняющей фазы оказался ниже, чем в экспериментах, поскольку этот песчаник обладает достаточно крупными порами, а шероховатость поверхности зерен, по-видимому, оставшаяся за пределами разрешения прибора, как раз и добавляет недостающую водонасыщенность.

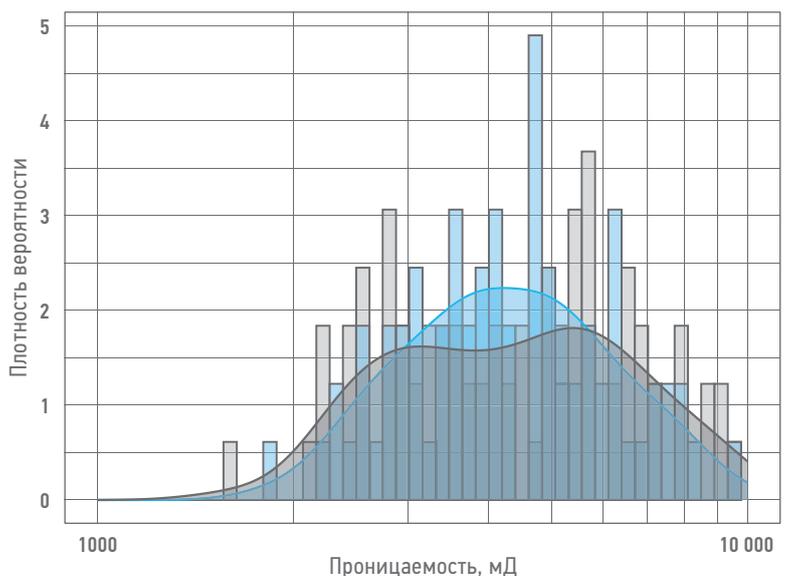
В этом смысле построение полноценного цифрового двойника, где часть неразрешенных явно пор, как описано выше, представляется проницаемой матрицей, позволяет адекватнее воспроизвести процессы, аналогичные лабораторному протоколу. Рис. 7 иллюстрирует этот пример — концевые точки воспроизведены точнее, в промежуточных режимах расчет на МЦМК 8 мм также ближе к лабораторному результату, чем расчет на представительном объеме.



Условные обозначения: Модель ● БЦМК ● МЦМК

Рис. 2. Гистограмма расчетных значений $K_{пр}$ по ансамблю блоков Buff Berea. Составлен авторами

Fig. 2. Histogram of simulated absolute permeability on the ensemble of blocks Buff Berea. Created by authors



Условные обозначения: Модель ● БЦМК ● МЦМК

Рис. 3. Гистограмма расчетных значений $K_{пр}$ по ансамблю блоков Voise. Составлен авторами

Fig. 3. Histogram of simulated absolute permeability on the ensemble of blocks Voise. Created by authors

ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ: УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ И СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЛЯ ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ОБРАЗЦОВ

Эффективный численный метод расчета электрических свойств горных пород с двухфазным насыщением типа

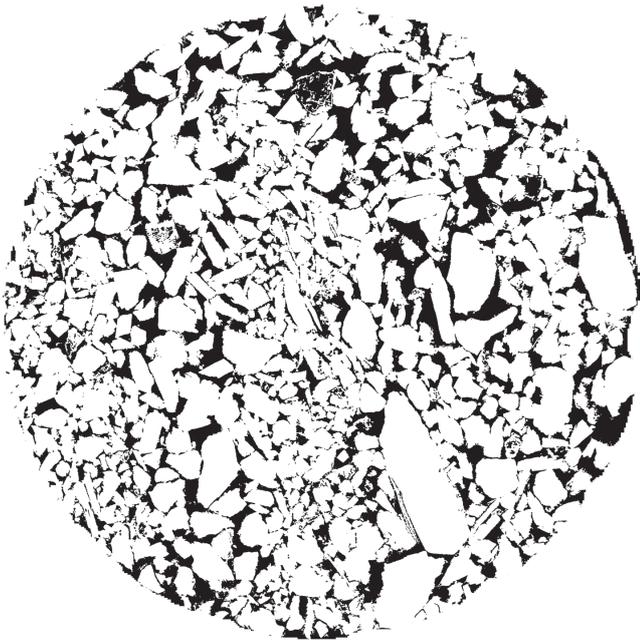


Рис. 4. Поперечное сечение образца Boise. Составлен авторами
 Fig. 4. Cross-section of Boise specimen. Created by authors

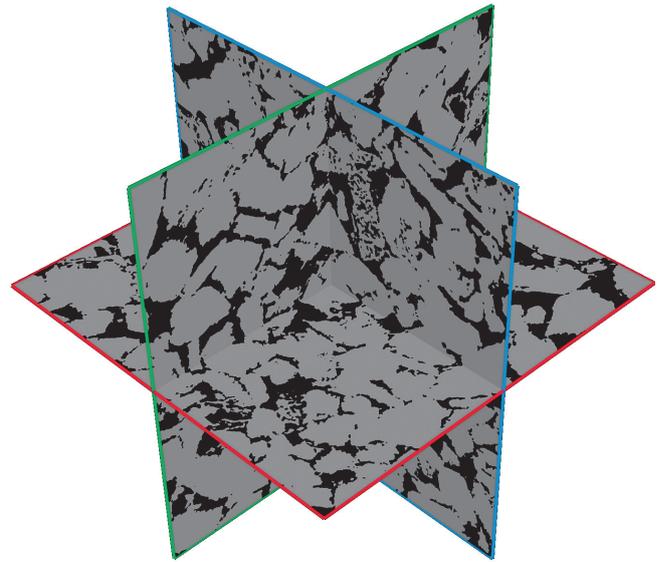


Рис. 5. Ортогональные сечения образца Boise в объеме. Составлен авторами
 Fig. 5. Orthogonal slices of Boise specimen. Created by authors

нефть–вода, позволяющий учитывать влияние поверхностной проводимости двойных

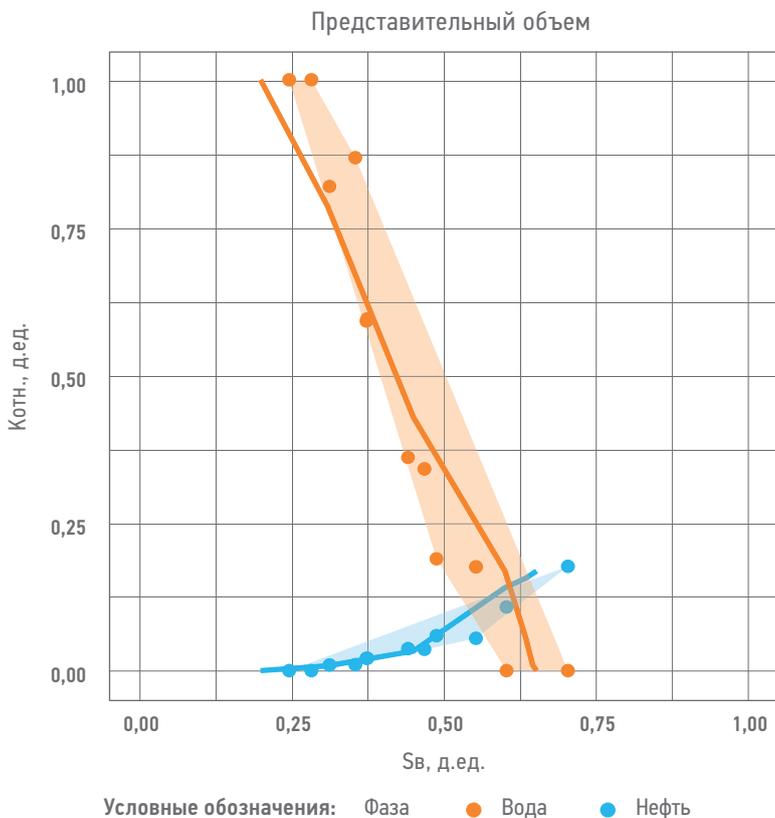


Рис. 6. Расчет ОФП на представительном объеме образца Boise. Составлен авторами. Линии — расчетные кривые, точки — результат эксперимента, заливка — коридор экспериментальных данных за счет микронеоднородности образцов.
 Fig. 6. Relative permeability simulation on REV vs. lab data of Boise specimen. Created by authors. (Solid lines — simulation, markers — lab data, flood — uncertainty range due to microheterogeneity of specimen)

электрических слоев, возникающих на контакте скелета породы с водным раствором в поровом пространстве, предложен в работе [5]. Этот метод позволяет путем прямого численного моделирования получить основные петрофизические характеристики электрической модели — параметр пористости и параметр насыщения. В рамках настоящей статьи рассматривается только моделирование полностью водонасыщенных образцов. Для выбранных моделей проведен расчет УЭС полностью водонасыщенных образцов, определяющий параметр пористости. Свойства воды приведены в табл. 2. Результаты расчетов, представленные в табл. 4, сравниваются с лабораторными данными вслепую, без дополнительной калибровки модели. Для образцов be22.1 и bo22.2 соответствие экспериментальным результатам очень хорошее. Отмечаемое различие для песчаника bb22.1 обусловлено наличием сравнительно большей глинистости (чем в образцах be22.1 и bo22.2) и компенсируется при соответствующем учете поверхностной проводимости пленок воды на стенках пор гидрофильной породы, размер которых находится за пределами разрешения промышленной микротомографии. Также наблюдается соответствие между расхождением в значениях УЭС и неразрешенной пористостью: чем больше пор за пределами разрешения, тем заметнее завышение УЭС по цифровому моделированию по сравнению с фактически измеренным, что также косвенно

свидетельствует в пользу учета поверхностной проводимости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе представлено применение многомасштабного моделирования в рамках цифрового анализа зерна для описания многофазных течений на уровне пор. Лабораторные исследования мини-зернов, на которые необходимо выполнять калибровку моделей, выполнены с помощью современных методик и приборов.

Построенные в работе цифровые двойники натуральных образцов были откалиброваны на результаты сначала стандартных, а затем и специальных (двухфазные стационарные ОФП) исследований зерна. Такая пошаговая настройка модели позволила построить цифровую модель, адекватную прикладным задачам, в том числе моделированию разных агентов вытеснения в идентичных начальных условиях без потери естественных образцов, что в лаборатории было бы невозможно. Ряд качественных преимуществ применения технологии ЦАК и цифрового моделирования в процессе оценки геологических и извлекаемых запасов был показан авторами в обзорной работе [7].

Также в аналогичных работах авторов данной технологии ранее было показано сравнение с лабораторными результатами как для конечных точек ОФП [11], так и для промежуточных стадий физического эксперимента [10].

ВЫВОДЫ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЛАНЫ

Настоящая работа дополняет ранее полученные результаты и в дальнейшем помогает их обобщить с целью реализации систематического подхода при построении цифровых двойников, адекватных задачам многофазного течения в порах и тонких каналах, возникающих при изучении подвижности запасов углеводородов и планировании методов повышения коэффициента извлечения. Представленная в работе реализация метода построения цифровых двойников позволяет добиться состоятельных результатов при моделировании двухфазных течений и удельного сопротивления, что показано на примере сравнения результатов вслепую, используя лишь однофазную абсолютную проницаемость и общие представления о смачиваемости породы. Это оказалось достижимым, так как преобладающие размеры пор исследуемых образцов таковы, что разрешение

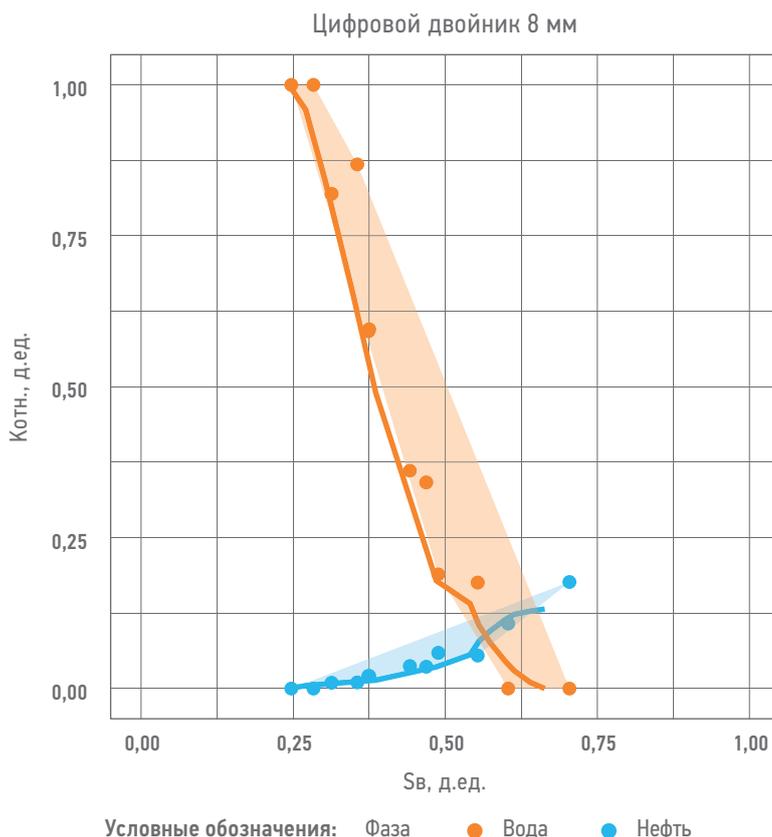


Рис. 7. Расчет ОФП на цифровом двойнике образца 8 мм Boise. Составлен авторами. Линии — расчетные кривые, точки — результат эксперимента, заливка — коридор экспериментальных данных за счет неоднородности образцов.

Fig. 7. Relative permeability simulation on digital twin 8 mm vs. lab data of Boise specimen. Created by authors. (Solid lines — simulation, markers — lab data, flood — uncertainty range due to microheterogeneity of specimen)

применяемого метода микротомографии позволяет их различить, и качество получаемых цифровых моделей полностью соответствует постановке задачи.

В случае более сложного строения геологического объекта следует изучать геометрию пустотного пространства на нескольких масштабах и строить многомасштабную модель по иерархическому принципу, полностью аналогичному представленным в этой работе образцам. Также в этой работе показано, что многомасштабные модели позволяют выбрать оптимальный вариант для имеющихся вычислительных ресурсов.

В дальнейших планах исследований авторам работы представляется значимым

Таблица 4. Лабораторные и цифровые величины УЭС водонасыщенных образцов
Table 4. Experimental vs. simulated resistivity values of fully saturated samples

0,176 mm	УЭС лаб., Ом-м	УЭС цифр., Ом-м	K_{pr} , разрешенная+неразрешенная	K_{pr} , по газу (лаб.)
bb22.1	5,6	7,1	0,191+0,070	0,284
be22.1	4,5	4,6	0,229+0,035	0,264
bo22.2	4,9	5,1	0,250+0,058	0,308

расширить экспериментальную программу, а именно: провести калибровку и цифровое моделирование двухфазной системы для различных соотношений вязкостей фаз (с высоким, близким к 100, и низким, около 1, контрастом вязкости) и образцов с различной природой смачиваемости, а также дополнить спектр цифровых экспериментов

моделированием электрического поля в полном диапазоне насыщенности и ЯМР, что позволит напрямую сопоставлять изменения УЭС и времен релаксации в процессе лабораторного эксперимента, и тем самым подтвердить на практике возможности общего подхода, основанного на методе функционала плотности.

Список литературы

1. Динариев О.Ю. О гидродинамическом описании многокомпонентной многофазной смеси в узких порах и тонких слоях // Прикладная математика и механика, 1995. — Т. 59. — №5. — С. 776–783.
2. Demianov A., Dinariev O., Evseev N. Density functional modeling in multiphase compositional hydrodynamics // Canadian Journal of Chemical Engineering, 2011. — №89. — P. 206.
3. Demianov A.Yu., Dinariev O.Yu., Evseev N.V. Introduction to the density functional method in hydrodynamics // Fizmatlit, 2014. 328 p. ISBN 978-5-9221-1539-1
4. Korobkov D., Goncharov A. Reservoir properties of conventional rock: routine measurements on mini-plugs // SCA2014-081, Avignon, France, 8–11 September 2014.
5. Демьянов А.Ю., Динариев О.Ю., Лисицын Д.А. Метод расчета электрических свойств насыщенных горных пород, учитывающий поверхностную проводимость // Компьютерные исследования и моделирование, 2015. — Т. 7. — №5. — С. 1081–1088.
6. Dinariev O., Evseev N., Klemmin D. Density Functional Hydrodynamics in Multiscale Pore Systems: Chemical Potential Drive, The 33rd International Symposium of the Society of Core Analysts, Pau, France, 26–30 August 2019, SCA2019-0009, E3S Web of Conferences, 2020. — 146. — 01001.
7. Динариев О.Ю., Демьянов А.Ю., Евсеев Н.В., Хан В.К. Применение цифрового анализа ядра для подсчета запасов и обоснования коэффициента извлечения нефти // Геология и недропользование, 2021. — №2. — С. 86–93.
8. Armstrong R.T., Sun C., Mostaghimi P. et al. Multiscale Characterization of Wettability in Porous Media. Transport In Porous Media, 2021. — P. 140. — P. 215–240 <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01615-0>
9. Стухан М.Р., Корнилов А.С., Коробков Д.А., Плетнева В.А., Ребрикова А.Т., Сафонов И.В., Якимчук И.В. Рентгенография как новый подход к измерению межфазного натяжения и краевого угла смачивания в пластовых условиях // Деловой журнал Neftegaz.RU, 2022. — №5–6 (125–126). — С. 72–76.
10. Klemmin D., Schlicht P., Distaso R.E., Radaelli F. Rigorous Digital Rock Technology Validation through Cross-Sector Collaboration, SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, January 2023. <https://doi.org/10.2118/212617-MS>.
11. Динариев О.Ю. и др. Применение технологии цифрового анализа ядра для определения структурных, литологических и фильтрационно-емкостных свойств породы // Геология и недропользование, 2023. — №11. — С. 100–119.

References

1. Dinariev O. A Hydrodynamic Description of a Multicomponent Multiphase Mixture in Narrow Pores and Thin Layers, *Journal Of Applied Mathematics and Mechanics [Prikladnaya matematika i mekhanika]*, 1995, vol. 59, no. 59, p. 776–783 (In Russ.)
2. Demianov A., Dinariev O., Evseev N. Density functional modeling in multiphase compositional hydrodynamics // *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2011, no. 89, p. 206.
3. Demianov A.Yu., Dinariev O.Yu., Evseev N.V. *Introduction to the density functional method in hydrodynamics*. Fizmatlit, 2014, 328 p. ISBN 978-5-9221-1539-1
4. Korobkov D., Goncharov A. Reservoir properties of conventional rock: routine measurements on mini-plugs // *SCA2014-081*, Avignon, France, 8–11 September 2014.
5. Demianov A.Y., Dinariev O.Y., Lisitsin D.A. Numerical simulation of electromagnetic properties of the saturated rock media with surface conductivity effects // *Computer Research and Modeling*, 2015, vol. 7, no. 5, pp. 1081–1088. (In Russ.)
6. Dinariev O., Evseev N., Klemmin D. Density Functional Hydrodynamics in Multiscale Pore Systems: Chemical Potential Drive // *The 33rd International Symposium of the Society of Core Analysts*, Pau, France, 26–30 August 2019, SCA2019-0009, E3S Web of Conferences, 146, 01001 (2020).
7. Dinariev O.Yu., Demianov A.Yu., Evseev N.V., Khan V.K. Implementation of Digital Rock Analysis for Evaluation of Reserves and Justification of Oil Recovery Coefficient // *Geology and subsoil use*, 2021, vol. 2, pp. 86–93. (In Russ.)
8. Armstrong R.T., Sun C., Mostaghimi P. et al. Multiscale Characterization of Wettability in Porous Media. *Transp. Porous Med.* 2021, no. 40, pp. 215–240. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01615-0>
9. Stukan M.R., Kornilov A.S., Korobkov D.A., Pletneva V.A., Rebrikova A.T., Safonov I.S., Yakimchuk I.V. Radiography as new approach to measure interfacial tension and wettability contact angle at in-situ conditions // *Business magazine Neftegaz.RU*, 2022, vol. 5–6 (125–126), pp. 72–76. (In Russ.)
10. Klemmin D., Schlicht P., Distaso R.E., Radaelli F. Rigorous Digital Rock Technology Validation through Cross-Sector Collaboration // *SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE, January 2023. <https://doi.org/10.2118/212617-MS>.
11. Dinariev O.Yu et al. Application of Digital Rock Analysis to estimation of structural and lithological features and capacitance-conductance rock properties // *Geology and subsoil use*, 2023, vol. 11, pp. 100–119. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.Д. Магдеев — выполнил цифровое моделирование — калибровку многомасштабных моделей, расчет проницаемости, ОФП и УЭС на цифровых моделях, анализ результатов, подготовил текст публикации, таблицы и рисунки.

Igor D. Magdeyev — digital experiments execution — calibration of multiscale models, simulation of permeability, relative permeability, and resistivity on digital rock models, result analysis, article text writing, figures, and tables preparation.

И.А. Варфоломеев — выполнил сканирование (микроКТ) образцов мини-керн, реконструкцию изображений, построение цифровых моделей керн.

Н.В. Евсеев — разработал процесс калибровки многомасштабных моделей, провел обсуждение и анализ результатов, подготовил и выполнил ре-визию текста публикации.

О.Ю. Динариев — провел обсуждение и анализ результатов, выполнил ревию текста публикации.

Д.А. Коробков — выполнил лабораторную программу исследований — подготовил образцы, стандартные и потоковые исследования керн, подготовил текст публикации.

В.К. Хан — осуществил общее руководство работами, выполнил планирование программы исследований, анализ и обсуждение результатов.

Igor A. Varfolomeev — MicroCT data acquisition of mini plugs, digital images reconstruction, digital rock models creation.

Nikolay V. Evseev — multiscale models calibration approach development, result analysis and discussions, article text writing and internal review.

Oleg Yu. Dinariev — result analysis and discussions, internal article review.

Dmitry A. Korobkov — laboratory research program execution — rock samples preparation, routine and special (relative permeability) core analysis, article text writing.

Vladimir K. Khan — general project management execution, research program planning, result analysis and discussions.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Игорь Дамирович Магдеев* — главный специалист по разработке месторождений, ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»
125171, Россия, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16а, стр. 3.
e-mail: imagdeev@slb.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3005-9615>
Scopus ID: 55358118300

Игорь Андреевич Варфоломеев — научный сотрудник, ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»
125171, Россия, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16а, стр. 3.
Scopus ID: 56144982000

Николай Вячеславович Евсеев — старший научный сотрудник, ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»
125171, Россия, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16а, стр. 3.
Scopus ID: 8924067200

Олег Юрьевич Динариев — научный советник, ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»
125171, Россия, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16а, стр. 3.
Scopus ID: 7004660245

Дмитрий Александрович Коробков — старший научный сотрудник, ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»
125171, Россия, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16а, стр. 3.
Scopus ID: 6603491080

Владимир Константинович Хан — руководитель отдела научно-исследовательских программ, ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»
125171, Россия, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16а, стр. 3.
Scopus ID: 57215136351

Igor D. Magdeyev* — Senior reservoir engineer, Technology Company Schlumberger LLC
16A, 3, Leningradskoye highway, 125171, Moscow, Russia.
e-mail: imagdeev@slb.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3005-9615>
Scopus ID: 55358118300

Igor A. Varfolomeev — Research scientist, Technology Company Schlumberger LLC
16A, 3, Leningradskoye highway, 125171, Moscow, Russia.
Scopus ID: 56144982000

Nikolay V. Evseev — Senior research scientist, Technology Company Schlumberger LLC
16A, 3, Leningradskoye highway, 125171, Moscow, Russia.
Scopus ID: 8924067200

Oleg Yu. Dinariev — Scientific advisor, Technology Company Schlumberger LLC
16A, 3, Leningradskoye highway, 125171, Moscow, Russia.
Scopus ID: 7004660245

Dmitry A. Korobkov — Senior research scientist, Technology Company Schlumberger LLC
16A, 3, Leningradskoye highway, 125171, Moscow, Russia.
Scopus ID: 6603491080

Vladimir K. Khan — Research director, Technology Company Schlumberger LLC
16A, 3, Leningradskoye highway, 125171, Moscow, Russia.
Scopus ID: 57215136351

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

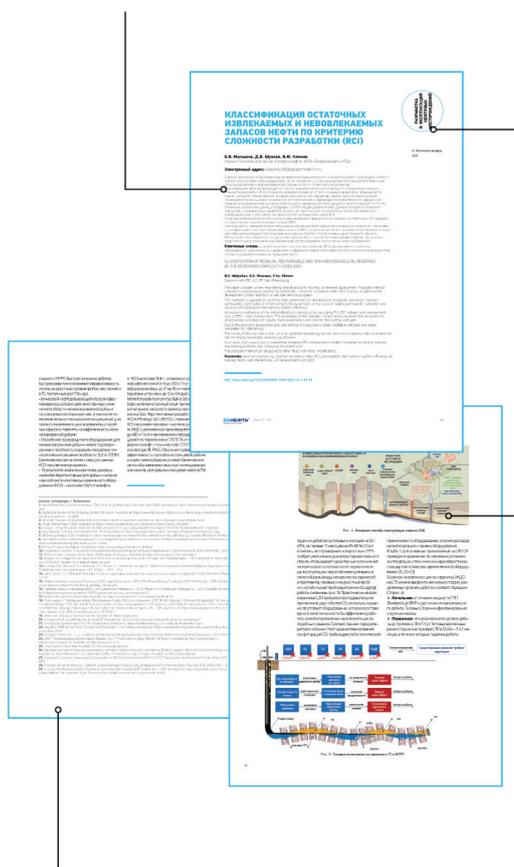
ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна Керимова, ученый секретарь
ProNefт@gazprom-neft.ru

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
 - основную часть с описанием самого исследования;
 - полноценные выводы или выделенное заключение.
- ОБЪЕМ СТАТЬИ** не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)



ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

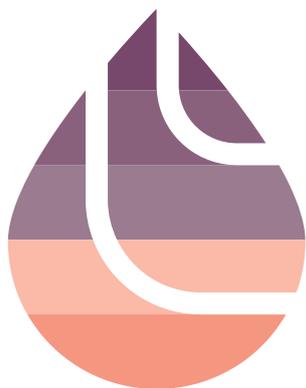
ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СГС.

ФОРМУЛЫ. Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы и параметры в тексте необходимо выполнять в Word.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.



Геомодель



6-я научно-практическая конференция

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2024

13-16 мая 2024 г. | Казань, Россия

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ:

1. Интегрированный подход к бурению горизонтальных скважин
2. Технологии бурения, ОПЗ, РИР, КРС и глушения горизонтальных скважин
3. Геонавигация
4. Петрофизика, ГИС и ГТИ в горизонтальных скважинах
5. Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин
6. ГРП в горизонтальных скважинах
7. Геомеханическое моделирование для решения задач разработки месторождений горизонтальными скважинами
8. Комплексное геологическое моделирование и сейсмогеологическое моделирование как основа выбора стратегии разработки
9. Опыт учёта горизонтальных скважин при геологическом моделировании
10. Концептуальное проектирование опытно-промышленных работ и полномасштабной разработки с помощью горизонтальных скважин. Разработка месторождений
11. Геофизические, гидродинамические исследования, ПГИ, трассеры и мониторинг работы действующих горизонтальных скважин
12. Эксплуатационное бурение для целей разведки

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Каждую вахту я чувствую себя покорителем Арктики. Но покорение — это не только преодоление экстремальных погодных условий, но и колоссальная ответственность за сохранение уникального животного мира региона. И я горжусь тем, что мы ведем добычу нефти в Арктике в полной гармонии с природой.



Реклама