

58
стр. Разновременные ГДИ
и ПГИ для анализа
динамики трещин ГРП

68
стр. Оценка продуктивности
горизонтальных
газовых скважин

122
стр. Возможности бурения
горизонтальных
скважин с ВЗД

Нейросетевое прогнозирование — новый способ поиска перспективных зон для бурения

стр. 28





Геомодель

25



Геомодель 2023

25-я конференция по вопросам геологоразведки
и разработки месторождений нефти и газа

Разделы научной программы

- Общая геология
- Региональные сессии
- Сейсморазведочные исследования
- Несейсмические и дистанционные методы поисков
- Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных
- Методы промысловой геофизики и петрофизики, геомеханика
- Количественный анализ геолого-геофизической информации
- Разработка месторождений
- Машинное обучение и искусственный интеллект в геонауках
- Энергетический переход - вызовы и решения
- Экономическая эффективность ГРР
- Круглый стол: Состояние и перспективы импортозамещения программного обеспечения и полевого геофизического оборудования
- Круглый стол: Возможности и ограничения использования данных сейсморазведки при построении седиментологических моделей

4–7 сентября 2023 г. | Геленджик, Россия



**ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»****О ЖУРНАЛЕ**

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

Подготовку издания осуществляет Научно-Технический Центр «Газпром нефти». Аудитория издания – сотрудники нефтегазовых и нефтесервисных компаний, представители научного сообщества, технологические и академические центры.

Журнал рецензируется и аккредитован в Высшей аттестационной комиссии (ВАК) по направлениям: 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин» (технические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (технические науки), 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 25.00.18. «Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых» (технические науки).

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Яковлев В.В., председатель редакционной коллегии, заместитель генерального директора «Газпром нефти»

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

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

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

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

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

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

Вашкевич А.А., директор дирекции по техническому 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

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

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

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

РЕДАКЦИЯ

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

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

Слушев Д.Е., руководитель направления Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

ИНДЕКСАЦИЯ

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

PRONEFT.
PROFESSIONALLY ABOUT OIL**ABOUT THE JOURNAL**

PRONEFT. Professionally about Oil is a specialized scientific and technical journal that publishes articles on topical issues of the oil and gas industry. Publications are prepared by the Gazprom Neft Science and Technology Center. The journal audience includes employees of petroleum and oilfield service companies, members of the scientific community, readers in research and academic centers.

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Aidar R. Sarvarov, 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

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

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, Gazprom Neft Science and Technology Center

Denis A. Rebrov, Advisor to the Deputy General Director, Gazprom Neft

Dmitrii E. Slushev, Project manager, Gazprom Neft Science and Technology Center

CONTENT DISTRIBUTION TERMS

The content is distributed under the Creative Commons Attribution 4.0 License

INDEXING

RSCL, 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****14****Использование разреженной аппроксимации для восстановления акустических свойств разреза**

А.В. Буторин

Sparse approximation for estimation of acoustic properties of the section

Aleksandr V. Butorin

21**Размещение СО₂ на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Геологический потенциал**

Р.Р. Минибаев, П.Н. Герасименко, К.Ю. Кызыма, С.Е. Макаров

CO₂ storage on the East part of the Orenburg oil and gas condensate field. Geological potential

Rafael R. Minibaev, Pavel N. Gerasimenko, Konstantin Y. Kuzyma, Sergey E. Makarov

28**Прямой нейросетевой прогноз коллекторских свойств пласта по данным сейсморазведки на примере клиноформных отложений Западной Сибири**И.И. Приезжев, Е.Е. Тайкулаков, И.Л. Каюмов, А.В. Леонов, Д.А. Горбач, В.Г. Мирошкин, В.Ю. Овечкина
Neural network prediction of reservoir properties of the reservoir according to seismic data on the example of clinoform deposits of Western SiberiaIvan I. Priezzhev, Yerlan Ye. Taikulakov, Irek L. Kayumov, Anton V. Leonov, Dmitry A. Gorbach,
Vladimir G. Miroshkin, Viktoriya Yu. Ovechkina**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ /
DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL FIELDS****40****Отечественная эластичная самовосстанавливающаяся цементная система как метод предупреждения и борьбы с межколонным давлением и межпластовыми перетоками**

И.В. Денисов, В.Б. Губжоков

Domestic elastic self-healing cement system as a method of preventing and elimination of sustained casing pressure and productive layers overflows

Ivan V. Denisov, Vitaly B. Gubzhokov

50**Метод иерархической оптимизации дебитов газа скважин с учетом структуры газосборной сети на газоконденсатной залежи**

А.И. Ермолаев, Е.В. Земзюлин

Method of hierarchical optimization of wells gas rates taking into account the structure of the gas collection network on the gas condensate field

Alexander I. Ermolaev, Egor V. Zemziulin

58**Практическая значимость разновременных исследований. Гидродинамический и геофизический контроль динамики трещины ГРП нагнетательных скважин в низкопроницаемых коллекторах**

Л.А. Давлетбакова, Д.В. Шуваев, В.Ю. Климов

Usefulness of well test made in different time. Monitoring injection wells hydraulic fracture dynamics in low-permeability reservoirs by PLT and PTA

Liya A. Davletbakova, Daniel V. Shuvaev, Vladimir Yu. Klimov

68**Аналитическая модель влияния гидравлических потерь в горизонтальных стволах газовых скважин на продуктивность**

Д.А. Самоловов, Р.Т. Апасов, С.А. Некаев

Analytical model for influence of hydraulic pressure losses in horizontal gas wells on productivity

Dmitriy A. Samolovov, Renat T. Apasov, Sergey A. Nekhaev

83

Применение различных методик определения продуктивности скважин для оценки эффекта от планируемых ГТМ на Восточно-Мессояхском месторождении

А.П. Кротова, Н.А. Новопашин, А.В. Широбоков, Б.Р. Миннебаев
 Usage of different well productivity index determination methods for efficiency evaluation of future geological and engineering operations on Vostochno-Messoyakhskoe formation
**Anastasia P. Krotova, Nikolai A. Novopashin, Anton V. Shirobokov,
 Bulat R. Minnebaev**

90

Диагностика геометрии трещины авто-ГРП с помощью гидродинамических исследований

В.М. Кричевский, Р.А. Мингараев, А.Н. Никонорова, Л.А. Зинуров
 Assessing injection-induced fracture geometry with well testing
**Vladimir M. Krichevskiy, Ramil A. Mingaraev, Anastasia N. Nikonorova,
 Linar A. Zinurov**

97

Анализ результатов оценок скин-фактора в условиях дефицита исходной информации

А.Г. Козубовский, Т.В. Кузьмина, А.А. Ефимов
 Analysis of the results determination of the skin factor in conditions of a deficit of initial information
Aleksandr G. Kozubovsky, Tat'yana V. Kuzmina, Aleksandr A. Efimov

105

Большеобъёмные ремонтно-изоляционные работы как эффективный способ борьбы с конусообразованием

А.Н. Степанов, Г.А. Фурсов, Д.М. Пономаренко
 High volume repair and insulation treatments as effective water coning prevention method
Andrey N. Stepanov, Grigoriy A. Fursov, Denis M. Ponomarenko

112

Прогноз дебита в горизонтальной скважине после многостадийного гидроразрыва пласта в условиях нелинейной фильтрации нефти

О.Н. Шевченко, С.В. Онучин, А.М. Зиновьев
 The forecast of the flow rate in a horizontal well after multistage hydraulic fracturing in conditions of nonlinear filtration of oil
Oksana N. Shevchenko, Sergey V. Onuchin, Alexey M. Zinoviev

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

122

Замена роторных управляемых систем на винтовые забойные двигатели при бурении горизонтальных секций. Техническая возможность и экономическая целесообразность

О.В. Муратов, А.А. Соколов, Р.В. Козлович, А.И. Мадьяров, Э.Ш. Хайварин, П.Ю. Зуев
 Replacing rotary steerable systems with downhole motors for horizontal drilling
**Oleg V. Muratov, Anton A. Sokolov, Roman V. Kozlovich, Alik I. Madyarov,
 Eldar Sh. Khayvarin, Pavel Yu. Zuev**

133

Факторы, влияющие на эффективность технологических составов глушения скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Р.Р. Гумеров, Д.С. Емаров, Т.Т. Гвритишвили, Д.Р. Карапапов, А.О. Журкевич
 Factors affecting the efficiency of well-killing fluids in fractured-porous carbonate reservoirs of the Eastern part of the Orenburgskoye oil-gas-condensate field
**Rustam R. Gumerov, Dmitriy S. Emarov, Teimuraz T. Gvritishvili,
 Danir R. Kashapov, Aleksei O. Zhurkevich**

PRO НЕФТЬ[®]

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

ИСТОРИЯ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА:
 Издается с 2016 г.

ПЕРИОДICHTY:
 4 раза в год

ПРЕФИКС DOI:
<https://doi.org/10.51890>

ISSN PRINT:
2587-7399

ISSN ONLINE:
2588-0055

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ
 СРЕДСТВА МАССОВОЙ ИНФОРМАЦИИ:
 Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по
 надзору в сфере связи, информационных технологий и
 массовых коммуникаций (Роскомнадзор) РФ 22.09.2017 г.
 Reg № ПИ ФС77-71164

УЧРЕДИТЕЛЬ, ИЗДАТЕЛЬ, РЕДАКЦИЯ:
**ООО «Газпромнефть НТЦ»,
 Санкт-Петербург г., наб. Реки Мойки,
 д. 75-79, литер Д
 Тел.: +7 (812) 313-69-24
 Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru**

ТИРАЖ:
 200 экз.

ДАТЫ:
 Сдано в набор 16.04.2023.
 Подписано в печать 30.06.2023.
 Дата выхода в свет 17.07.2023.

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

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

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

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:
 свободная цена

140

Программный комплекс управления качеством замеров дебита скважин как путь к повышению качества данных, оптимизации трудозатрат персонала и соблюдению налоговых требований ТРИЗ

А.Д. Мусорина, А.Р. Квитаченко, Д.О. Сбитнев

Program for quality management of well flow measurements as a way to improve data quality, optimize labor costs and htr-reserves compliance

Anastasia D. Musorina, Alina R. Kvitachenko, Dmitry O. Sbitnev

**НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ /
OILFIELD EQUIPMENT**

149

Опыт использования магнитопорошкового и капиллярного методов неразрушающего контроля при обнаружении дефектов в объектах контроля нефтяной промышленности

А.Г. Отока, П.С. Шлапак

Experience of using magnetic powder and capillary methods of non-destructive testing in detecting defects of control objects in the oil industry

Alexander G. Otoka, Pavel S. Shlapak

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ / DIGITAL TECHNOLOGIES

157

Обобщение с реверс-калибровкой скважинных и сейсмических данных методами машинного обучения на примере прогноза сложных резервуаров на ранней стадии геологоразведки месторождения нефти

Д.А. Ивлев

Generalization with reverse-calibration of well and seismic data using machine learning methods for complex reservoirs predicting during early-stage geological exploration oil field
Dmitry A. Ivlev

165

Экспресс-оценка выбора оптимальных параметров системы разработки в условиях геологической неопределенности

Е.А. Спиряна, И.В. Давыдов, Д.Н. Сазонов, Р.М. Таранин, Р.Х. Камалетдинов
Express assessment of the choice of optimal parameters of the development system under the conditions of geological uncertainty

Elizaveta A. Spirina, Ilia V. Davyдов, Dmitrii N. Sazonov, Ruslan M. Tararin,
Rinat H. Kamaletdinov



ДОРОГИЕ КОЛЛЕГИ!

Сегодня особое внимание приковано к обеспечению технологического суверенитета России. Эта задача является большим вызовом и требует от всех нас самого активного участия в поиске новых идей и создании импортозамещающих технологий, полностью покрывающих производственные потребности нефтегазовой отрасли.

Нам следует сфокусировать усилия в двух направлениях: во-первых, мы должны в кратчайшие сроки полностью заместить критически важные импортные материалы и технологии; во-вторых, нам нужно обеспечить устойчивое широкомасштабное качественное производство высокотехнологичного оборудования силами российских производителей. А это возможно только за счет множественных альянсов со-зателей новых материалов, изготовителей инструментов и оборудования, а также сервисных компаний и их бизнес-заказчиков — нефтяных компаний.

Единственной основой, на которой может создаваться такая обширная экосистема, является база прорывных идей, развиваемая нефтяниками в тесном сотрудничестве с научным, инновационным и производственным окружением. Каждый инженер должен стать инженером-исследо-

вателем, умеющим генерировать идеи, оформлять их в виде научных задач, искать наилучшие методы их решения и настойчиво преодолевать трудности прохождения «долины смерти» — эта-па широкомасштабного внедрения созданных в ходе НИОКР разработок. Надеюсь, что опыт нашей и других компаний, которым мы делимся в научном журнале «ПРОНЕФТЬ». Профессионально о нефти», поможет успешно решить эти задачи. Желаю всем нам успеха в этой важной общей работе!

С уважением,
директор по науке «Газпром нефти»
М. М. Хасанов

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРИЛА В ПРОИЗВОДСТВО ТЕХНОЛОГИЮ СТАРТАПА ИЗ АКСЕЛЕРАТОРА INDUSTRIX

Технология одного из выпускников корпоративного акселератора проектов в области разведки и добычи INDUSTRIX успешно внедрена на активах «Газпром нефти» в Красноярском крае и ЯНАО. Она позволяет с высокой точностью расчитывать запасы «трудной» нефти. Это первая технология от акселератора INDUSTRIX, которая будет тиражироваться на объектах компании. Разработка включает в себя оборудование и специальную методику для изучения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Проект позволяет анализировать не только содержание воды в породе, но и её химический состав. С помощью этой информации специалисты определяют наличие нефти, ее количество и создают точную модель месторождения. По предварительным оценкам, разработка позволит сэкономить до 60 миллионов рублей на строительстве каждой поисково-разведочной скважины. «Газпром нефть» поддерживает малое и среднее предпринимательство и развивает инновационные технологии для добычи углеводородов через собственную акселерационную программу INDUSTRIX. Выбранный стартап — один из более чем 500 участников первого потока акселератора, финалистами которого стали всего 12 компаний. Для них была разработана четырехмесячная образовательная программа, включающая интенсивы по проектному управлению, консультации с экспертами и мастер-классы. В течение года проекты курировали внутренние тренеры —

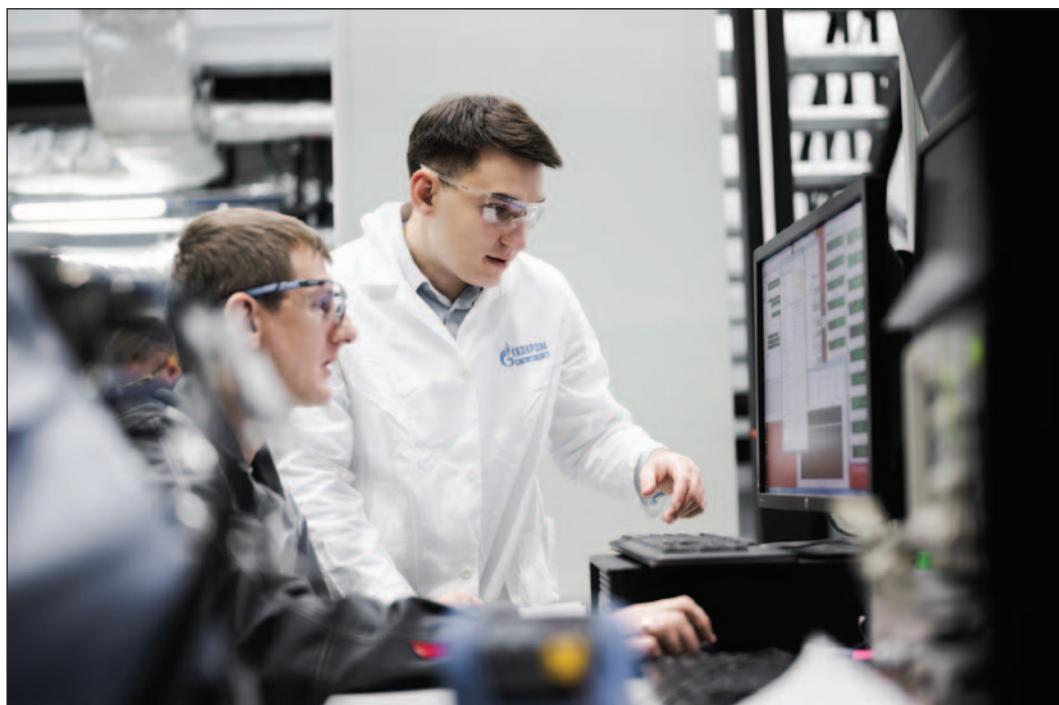
специалисты «Газпром нефти», помогающие превратить идею в полноценный продукт.

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

«Мы активно привлекаем к решению сложных технологических вызовов представителей различных стартапов, научных центров и институтов. Для них это возможность протестировать решения в реальных условиях при поддержке крупного бизнеса, а для нас — способ привлекать новые технологические идеи. Особенно важно, когда итогом совместной работы становится востребованное решение, готовое к тиражированию на месторождениях «Газпром нефти».

СПРАВКА

INDUSTRIX — это акселерационная программа «Газпром нефти» в области разведки и добычи. Она создана для развития технологических стартапов и инновационных решений в сфере ТЭК, Индустрии 4.0 и капитального строительства. Участники программы получают экспертную поддержку, доступ к объектам «Газпром нефти» для тестирования технологий, возможность претендовать на инвестиции от ведущих венчурных фондов или интеграцию в бизнес компании.



ПРОЕКТ ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПОЛУЧИЛ НАГРАДУ «ЗЕЛЕНОЙ ЕВРАЗИИ»

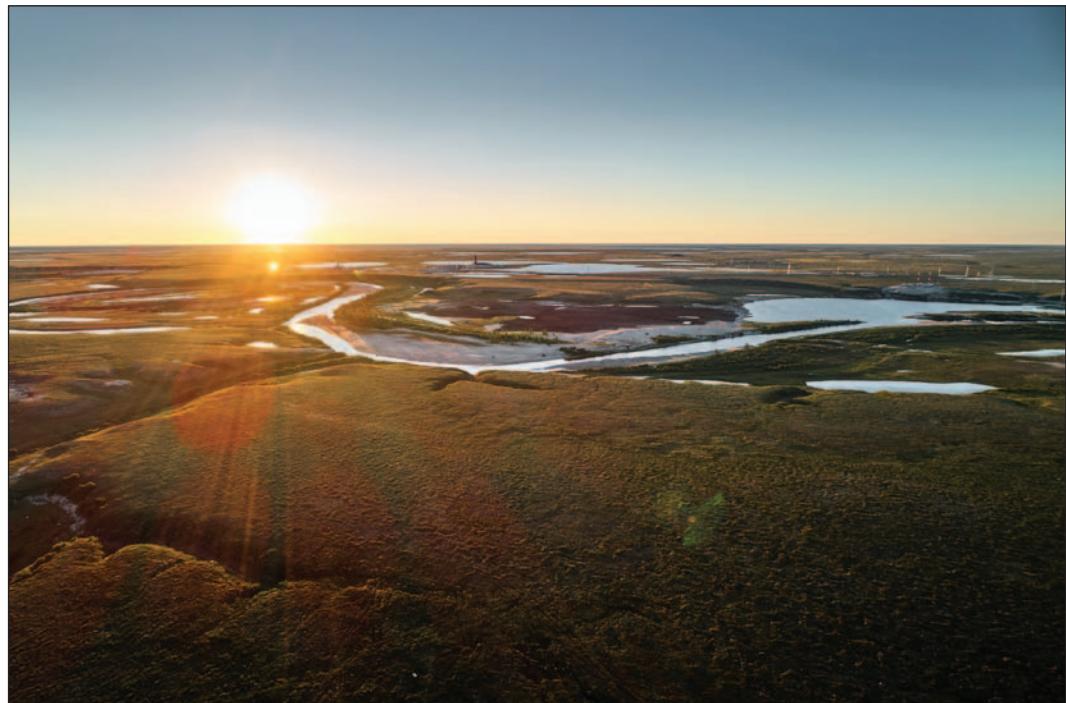
Программа рационального использования попутного нефтяного газа на Мессояхской группе месторождений получила награду международного климатического конкурса «Зеленая Евразия» в рамках II Евразийского экономического форума. Эксперты стран-участниц Евразийского экономического союза признали проект «Мессояханефтегаза» одним из лучших решений в сфере декарбонизации и устойчивого развития. Интеграция практик устойчивого развития в операционную деятельность — одно из ключевых направлений стратегии бизнеса «Газпром нефти». Компания сохраняет долгосрочные цели по снижению углеродной интенсивности деятельности на 30 % к 2030 году.

Полезное использование попутного нефтяного газа «Мессояхи» включает в себя подготовку, транспортировку и закачку газа, полученного в процессе добычи углеводородов на Восточно-Мессояхском месторождении, в неразработанные пласты соседнего Западно-Мессояхского участка. Пятая часть попутного нефтяного газа используется в качестве топлива для выработки электроэнергии на мощностях нефтепромысла, остальной газ закачивается в хранилище и в дальнейшем может быть извлечен и направлен на переработку. Контроль экологической безопасности при эксплуатации природного резервуара предприятие ведет с применением

цифровых систем комплексного геосейсмического мониторинга последнего поколения. Такой подход повышает безопасность производственных процессов и помогает отработать широкий спектр технологических решений, в том числе по закачке углекислого газа в пласт. Также призовое место в конкурсе «Зеленая Евразия» в номинации «Чистая энергия и энергоэффективность» заняло дочернее предприятие «Газпром нефти» «Салым Петролеум Девелопмент», разрабатывающее группу Салымских нефтяных месторождений в ХМАО-Югре.

Андрей Комаров, директор дирекции по газу и энергетике «Газпром нефти»:

«Реализация проекта на Мессояхской группе позволила обеспечить полезное использование попутного нефтяного газа в объеме 1,5 млрд м³/год. Компрессорная станция и инфраструктура газового хранилища построены на термостабилизационных опорах, в проекте использованы технологии, которые минимизируют воздействие на окружающую среду. Обеспечение промышленной и экологической безопасности, сокращение углеродной интенсивности, повышение уровня полезного использования попутного нефтяного газа — наши долгосрочные стратегические приоритеты в работе с многокомпонентными трудноизвлекаемыми запасами».



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОДДЕРЖИВАЕТ РОССИЙСКИХ РАЗРАБОТЧИКОВ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

«Газпром нефть» в рамках второго потока акселератора INDUSTRIX отобрала наиболее перспективные стартапы в области разведки и добычи для тестирования на месторождениях компании. С помощью программы INDUSTRIX «Газпром нефть» поддерживает малых и средних предпринимателей в сфере промышленных технологий и находит инновационные решения для добычи углеводородов.

Второй поток технологического акселератора INDUSTRIX стартовал осенью 2022 года и собрал 536 заявок. По итогам многоступенчатой экспертизы специалисты «Газпром нефти» отобрали 36 наиболее перспективных технологий. Из них потенциальные заказчики со стороны бизнес-подразделений компании определят проекты для тестирования. Каждое из решений планируется доработать и оценить его потенциал для дальнейшего тиражирования.

Корпоративная программа INDUSTRIX активно участвует в развитии идей российских предпринимателей. От экспертов «Газпром нефти» команда стартапа получает не только обратную связь о продукте, но и необходимую поддержку для правильного структурирования своих проектов. В частности, некоторые команды учатся правильно формировать ценностное предложение для бизнеса, регистрируют юридические лица и осуществляют другие действия, необходимые

для воплощения идеи в жизнь. Для взаимодействия с внешним окружением «Газпром нефть» обучает специалистов из числа своих сотрудников, которые становятся связующим звеном между потенциальным бизнес-заказчиком и проектом. Сотрудник компании вместе с командой стартапа формирует дорожную карту, контролирует выполнение задач и развитие продукта внутри «Газпром нефти», помогает выявить возможные проблемы и риски, а также качественно подготовиться ко всем этапам акселератора. По результатам первого потока акселератора были протестированы и интегрированы в бизнес-процессы компании несколько проектов. Например, технология одного из выпускников акселератора позволяет с высокой точностью рассчитывать запасы «трудной» нефти. Продукт внедрен на активах «Газпром нефти» в Красноярском крае и ЯНАО.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАСШИРЯЕТ ПОИСКОВЫЙ КЛАСТЕР НА ЮГЕ ЯМАЛА

«Газпром нефть» получила лицензию на Салетинский участок в акватории Обской губы Карского моря. Актив станет частью геологоразведочного кластера, который объединяет группу материковых и шельфовых участков в районе Новопортовского месторождения на Ямале. Лицензия на геологическое изучение Салетинского участка была выдана «Газпром нефти» по заявитльному принципу на 10 лет. Площадь актива составляет 450 кв. км. На участке отсутствуют учтенные запасы нефти и газа. Салетинский участок прилегает к другим поисковым объектам компании — материковым Южно-Новопортовскому и Сурому, а также Южно-Обскому участку в акватории Обской губы. Эти активы расположены недалеко от Новопортовского месторождения — одного из крупнейших центров добычи «Газпром нефти» на Ямале с развитой производственной и логистической инфраструктурой.

В ближайшие два года «Газпром нефть» разрабатывает программу геологического изучения нового участка. Планируется бурение поисково-оценочной скважины, а также 2D-сейсморазведка и 3D-электроразведка. Оператором геологоразведочных работ выступит «Газпромнефть-Гео».

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

«Мы занимаемся комплексным изучением новых участков на юге полуострова Ямал с 2019 года. По оценкам специалистов, геологический потенциал этой зоны может быть сопоставим с запасами Новопортовского месторождения, одного

из крупнейших в регионе. Современные технологии и опыт работы «Газпром нефти» в арктической зоне помогут нам в исследовании материковых и шельфовых участков в этом регионе. В случае успеха южноямальские активы станут основой для дальнейшего развития масштабного Новопортовского кластера».



Новопортовское месторождение (ЯНАО)



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «ГАЗПРОМ НЕФТИ» РАЗРАБАТЫВАЕТ МОБИЛЬНУЮ ИНФРАСТРУКТУРУ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

На Вынгапуровском месторождении «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» успешно завершены комплексные испытания мобильной компрессорной установки. Высокотехнологичное оборудование позволяет направлять на переработку до 17 млн кубометров попутного нефтяного газа (ПНГ) в год, а также существенно уменьшит негативное воздействие на окружающую среду.

Проект установки разработан совместно специалистами «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза», Научно-Технического Центра «Газпром нефти» и МГТУ им. Баумана. Монтаж оборудования происходит без возведения капитального фундамента. Объект без особых затрат можно транспортировать на другие месторождения предприятия, где имеется производственная необходимость.

Николай Главнов, директор программ развития функции «Газ» Блока экспертизы и функционального развития НТЦ «Газпром нефти»:

«В отрасли наметилась тенденция на создание мобильных, модульных и более компактных решений компрессорного и других видов оборудования. Это связано не только с развитием технологий и доступностью материалов и решений, но и с подходом к разработке месторождений.

После окончания производственных циклов оборудование может быть легко демонтировано,

упаковано и отправлено на другой объект. Так компания стремится сократить влияние на окружающую среду и сделать все процессы проще и эффективнее».

Алексей Огородов, генеральный директор

«Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза»:

«Запуск установки позволит предприятию одновременно решить несколько производственных задач: уменьшить воздействие на атмосферу, а также получить дополнительные объемы попутного газа, которые в синergии с нашими партнерами будут направлены на переработку. По ряду технических характеристик данная установка — единственная в России, и по завершении испытательного периода мы готовы поделиться опытом по ее эксплуатации с коллегами».



«ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЯМАЛ» ПОВЫШАЕТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

На Новопортовском месторождении «Газпромнефть-Ямала» успешно опробован новый подход к строительству скважин. Технология применена впервые в России и имеет высокий потенциал для тиражирования.

Специалисты разработали и внедрили техническое решение, позволяющее ускорить ввод горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Благодаря такому решению уменьшается общее количество операций и время работы бригады капитального ремонта скважин. В результате полный цикл строительства скважины сокращается на 5 %.

В 2023 году «Газпромнефть-Ямал» планирует использовать оптимизированную схему заканчивания* на 15 скважинах.

Артем Войводяну, технический директор «Газпромнефть-Ямала»:

«Для успешной разработки арктических месторождений требуется новаторский подход ко всем этапам производственного цикла, включая бурение и освоение скважин. Применение собственных разработок и лучших отраслевых практик, оптимизация стандартных процедур позволяют сокращать издержки и повышать эффективность капиталовложений».

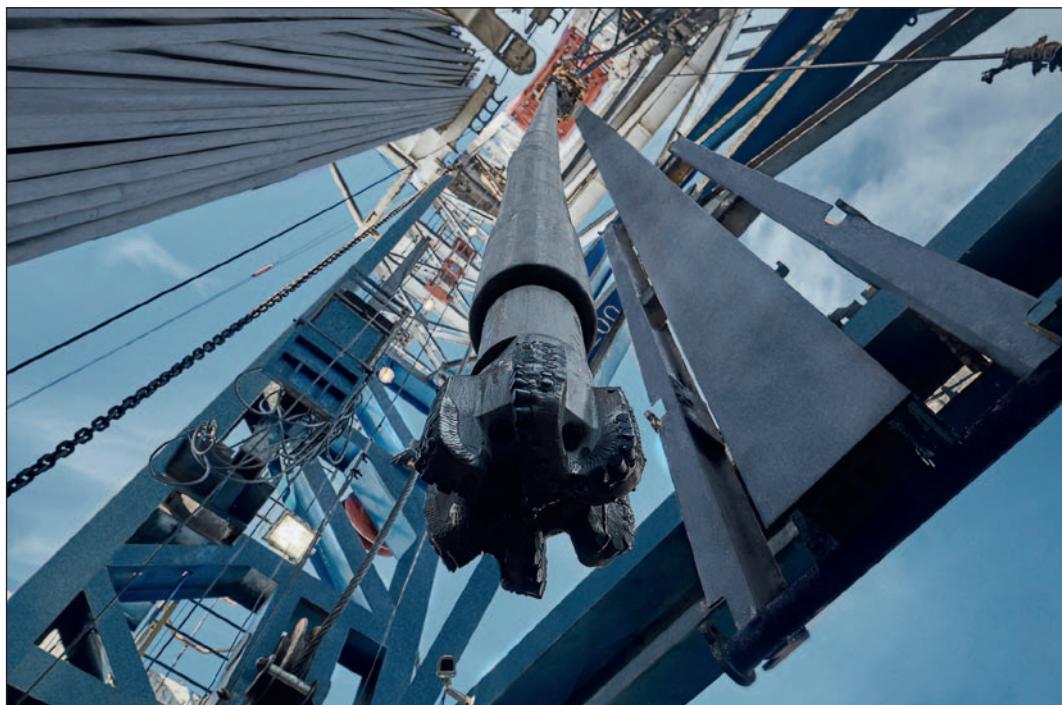
СПРАВКА

* Заканчивание — завершающий этап строительства скважины, на котором выполняются опера-

ции, необходимые для начала добычи. Эффект достигается за счет усовершенствованной схемы заканчивания и технологической доработки подвесного оборудования. Согласно технологии стингер** спускается в скважину с буровой установки вместе с хвостовиком*** на колонне насосно-компрессорных труб, тогда как при стандартном подходе спуск хвостовика выполняется отдельно с помощью бурильных труб.

** Стингер — устройство, предназначенное для герметичнойстыковки колонны насосно-компрессорных труб с подвеской хвостовика для защиты эксплуатационной колонны от воздействия высокого давления при проведении гидроразрыва пласта.

*** Хвостовик — обсадная колонна потайного типа, которая устанавливается в специальной системе подвески в предыдущей обсадной колонне.



УМНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПОМОГАЮТ РЕМОНТИРОВАТЬ СКВАЖИНЫ

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» ведется работа над созданием умного пластиря для ремонта скважин. Технология предполагает использование материалов с памятью формы для быстрого и адресного восстановления технического состояния эксплуатационной колонны. Умный пластирь после спуска на нужную глубину и активации расширяется внутри колонны и восстанавливает герметичность. Проект находится на стадии выбора конструктивного решения и материалов, наиболее подходящих под задачи и параметры активов компании.



28%

ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ ЭКОНОМИЯ
ЗАТРАТ НА РЕМОНТНО-
ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗРЕЖЕННОЙ АППРОКСИМАЦИИ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ РАЗРЕЗА

© А.В. Буторин, 2023



А.В. Буторин

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

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

Введение. Одной из ключевых задач сейсморазведки является восстановление распределения свойств по разрезу. В данной публикации предлагается новый метод для прогноза коэффициентов отражения по входному волновому полю. Наличие информации об изменении коэффициентов отражения позволяет перейти к оценке относительного изменения акустической жесткости по разрезу.

Цель. Целью работы является разработка и апробация новой технологии оценки относительного изменения акустической жесткости по волновому полю с использованием адаптированного метода Lasso-регрессии.

Материалы и методы. Для тестирования предлагаемого подхода использованы как модельные данные, сгенерированные в рамках исследования, так и реальные, полученные на одном из месторождений Восточной Сибири.

Результаты. В результате проведенного исследования предложен новый подход к решению обратной задачи сейсморазведки в акустической постановке. Разработанный алгоритм показал свою эффективность на реальных данных, позволив повысить качество прогноза акустической жесткости по разрезу.

Заключение. Полученные результаты позволяют сделать заключение об эффективности предлагаемого подхода. В результате применения новой технологии удалось повысить точность прогноза акустического импеданса на рассматриваемом участке.

Ключевые слова: инверсия волнового поля, прогноз акустической жесткости

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Буторин А.В. Использование разреженной аппроксимации для восстановления акустических свойств разреза. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):14–20.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-14-20>

Статья поступила в редакцию 11.03.2023

Принята к публикации 03.04.2023

Опубликована 17.07.2023

PARSE APPROXIMATION FOR ESTIMATION OF ACOUSTIC PROPERTIES OF THE SECTION

Aleksandr V. Butorin

Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg
Saint Petersburg State University, RF, Saint Petersburg

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

Introduction. One of the key tasks of seismic exploration is to restore the distribution of properties across the section. This publication proposes a new method for predicting reflection coefficients from the input wave field. The availability of information about the change in reflection coefficients allows us to proceed to the estimation of the relative change in acoustic impedance across the section.

Goal. The aim of the work is to develop and test a new technology for estimating the relative change in acoustic impedance based on a wave field using an adapted Lasso regression method.

Materials and methods. To test the proposed approach, both synthetic data generated in the framework and real data obtained at one of the fields of Eastern Siberia were used.

Results. As a result of the conducted research, a new approach to solving the inverse problem of seismic exploration in an acoustic formulation is proposed. The developed algorithm has shown its effectiveness on real data, making it possible to improve the quality of the forecast of acoustic impedance in the section.

Conclusion. The results allow us to conclude about the effectiveness of the proposed approach. As a result of the application of the new technology, it was possible to increase the accuracy of the acoustic impedance prediction.

Keywords: inversion of the wave field, estimation of acoustic impedance

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

For citation: Butorin A.V. Sparse approximation for estimation of acoustic properties of the section. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):14–20. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-14-20>

ВВЕДЕНИЕ

Ключевой задачей сейсморазведки является восстановление распределения свойств геологического разреза, а именно — распределение коэффициентов отражения. Пространственное положение коэффициентов отражения описывает положение границ, на которых происходит изменение упругих свойств. Знак и масштаб коэффициента отражения описывают изменение свойств на границе.

Коэффициенты отражения могут рассматриваться как дельта-функция, которая характеризуется бесконечным частотным спектром. Данные сейсморазведки характеризуются ограниченной полосой частот, что приводит к возникновению тюнинг-эффекта и проявляется в ограниченной вертикальной разрешающей способности. При малой мощности пластов возникает неопределенность, связанная с невозможностью отображения тонких пластов из-за интерференции отражений от границ.

Актуальной задачей является разработка алгоритмов для повышения разрешающей способности поля с целью выделения тонких пластов, находящихся за пределами вертикальной разрешающей способности.

Данная работа посвящена новому методу повышения разрешающей способности для оценки изменения акустических свойств разреза. Некоторые теоретические предпосылки данного исследования были опубликованы ранее в работе [1]. В настоящей статье рассматривается развитие метода для решения задач на реальных данных.

МЕТОД

Рассмотрим сверточную модель, которая описывает сейсмическую трассу $s(t)$ как результат свертки трассы коэффициентов отражения $r(t)$ с некоторым вейвлетом $w(t)$:

$$s(t) = w(t) \cdot r(t) + n(t). \quad (1)$$

Данное уравнение является фундаментальным для многих расчетов, осуществляемых в сейсморазведке. Основываясь на подобном представлении сейсмической трассы, усложним модель путем замены единичных коэффициентов отражения моделью тонкого пласта с временной мощностью dt :

$$s(t) = \sum_k^K [w^*(dt, t, k) \cdot r^*(dt, t, k)] + n(t). \quad (2)$$

Значение dt описывает временную задержку между кровлей и подошвой пласта. Перебор задержек позволяет создать множество вариантов сложного отклика от тонкого пласта. При значении $dt = 0$ будет получен отклик от единичной границы, при $dt > 0$ отклик описывает сложный импульс от тонкого пласта, при этом коэффициенты отражения могут иметь как один знак, так и быть противоположными по знаку.

Полученные модели откликов можно объединить в словарь откликов $D(k)$, описывающий все возможные варианты тонких пластов. Индекс k соответствует определенному отклику (вейвлету) из словаря D , которому соответствует заданная модель коэффициентов отражения $r^*(dt, t, k)$. Таким образом, сейсмическая трасса может быть описана сочетанием множества сложных вейвлетов, каждому из которых отвечает соответствующее сочетание коэффициентов отражения. Представленная сверточная модель может быть выражена в матричной форме:

$$s = (w_1^* \dots w_k^*) \begin{pmatrix} r_1^* \\ r_k^* \end{pmatrix} + n = Dm + n, \quad (3)$$

где D — матрица вейвлетов (библиотека вейвлетов); m — матрица соответствующих вейвлет-зависимых коэффициентов отражения; n — аддитивный шум.

Поиск коэффициентов отражения для данной библиотеки вейвлетов представляет собой обратную задачу геофизики, которая является некорректно поставленной. Во-первых, данная задача не имеет единственного решения, во-вторых, решение является неустойчивым, то есть малые изменения входных данных могут приводить к значительным вариациям результата.

Решение поставленной задачи может рассматриваться в рамках концепции линейной регрессии и выполняться путем минимизации функционала ошибки восстановления наблюденной трассы:

$$J = \|s - Dm\|^2 \rightarrow \min. \quad (4)$$

Для того чтобы избежать переобучения линейной регрессии и ограничить значения коэффициентов у вейвлетов словаря, необходимо наложить ограничения, то есть выполнить регуляризацию. С байесовской точки зрения регуляризация соответствует добавлению

некоторых априорных распределений на параметры модели. Это позволяет рассматривать задачу поиска решения как оптимизацию регуляризованного функционала [2]:

$$\|s - Dm\|^2 + \lambda \|m\|_{L_p}^p \rightarrow \min, \lambda \geq 0. \quad (5)$$

Под символом $\|m\|_{L_p}$ понимается норма Минковского вида $\sqrt[p]{\sum |m_j|^p}$, накладывающая ограничение на результат решения. В этой связи обычно рассматривают несколько типов регуляризации в зависимости от значений p [3]. Таким образом, поиск решения относится к области машинного обучения с использованием заданного словаря, в рамках которого выполняется поиск аппроксимации входной функции, то есть сейсмической трассы.

МЕТОД LASSO-РЕГРЕССИИ ПРИ ОЦЕНКЕ ОТНОСИТЕЛЬНОГО ИЗМЕНЕНИЯ АКУСТИЧЕСКОЙ ЖЕСТКОСТИ УВЕЛИЧИВАЕТ КОЭФФИЦИЕНТ КОРРЕЛЯЦИИ МЕЖДУ ПРОГНОЗОМ И ФАКТОМ С 0,83 ДО 0,93.

В данном исследовании рассматривается использование методов L_1 -регуляризации. Среди этой категории методов можно выделить алгоритм Lasso, как один из наиболее распространенных алгоритмов подобного класса. Преимуществом данного подхода является возможность получения нулевых коэффициентов, то есть выполнения отбора элементов и выделения наиболее значимых. Выбор алгоритма решения основан на ранее проведенном исследовании, описанном в публикации [1]. Таким образом, задача алгоритма сводится к подбору оптимальных параметров решения поставленной задачи линейной регрессии с целью наиболее точно восстановления коэффициентов отражения по входной сейсмической трассе. Потенциально подобный подход позволяет повысить разрешающую способность волнового поля. Имея прогноз коэффициентов отражения, возможен переход к относительному изменению акустической жесткости через интегрирование или рекурсивный алгоритм. Переход к абсолютным значениям акустической жесткости может осуществляться путем добавления фоновой модели свойства, описывающей низкочастотный тренд, отсутствующий в волновом поле из-за ограниченной полосы частот.

Таким образом, предлагаемый алгоритм является модификацией инверсии редких импульсов. Модификация достигается путем учета откликов от тонких пластов. Как будет показано далее, подобное решение

позволяет повысить детальность и точность решения обратной задачи.

РЕЗУЛЬТАТЫ

На начальном этапе рассмотрим решение на модельных данных. Создание модели осуществлялось путем генерации случайной последовательности коэффициентов отражения с задержкой три дискрета по времени с последующей сверткой с вейвлетом Риккера частотой 30 Гц.

Полученная модель подавалась на вход разработанного алгоритма, при этом библиотека вейвлетов создавалась перебором задержек от 0 до 7 дискретов. В результате было получено предсказание модели коэффициентов отражения, которое позволяет восстановить тонкое строение модели (рис. 1). В зонах интерференции наблюдается выделение отдельных границ, что позволяет повысить разрешающую способность поля.

Оценка качества решения осуществлялась путем сравнения относительных изменений свойств и вычисления рекурсивной инверсии по модельной и полученной кривой коэффициентов отражения. Предлагаемый алгоритм позволил достаточно точно восстановить относительное изменение свойств, коэффициент корреляции между истиной моделью и предсказанием составляет 0,94 (рис. 2), а также детально восстановить тонкослоистую структуру разреза. Как видно из сравнения, на результирующей трассе относительного импеданса (рис. 2) выделяются модельные пласти мощностью 3 дискрета.

Результаты тестирования на модельных данных показывают применимость алгоритма для оценки относительного изменения акустической жесткости, при этом достигается увеличение разрешающей способности по сравнению с исходным волновым полем.

При переходе к реальным данным необходимо отметить, что одним из ключевых требований к алгоритму является корректное представление импульса, содержащегося в волновом поле. Как показало тестирование, ошибка в определении импульса приводит к нестабильной работе алгоритма и снижению качества результата. Для решения возникающей проблемы, в рамках реализации алгоритма, добавлено определение статистического импульса по Фурье-преобразованию трасс волнового поля. Определив импульс, находящийся в данных, формирование словаря может быть актуализировано под имеющиеся

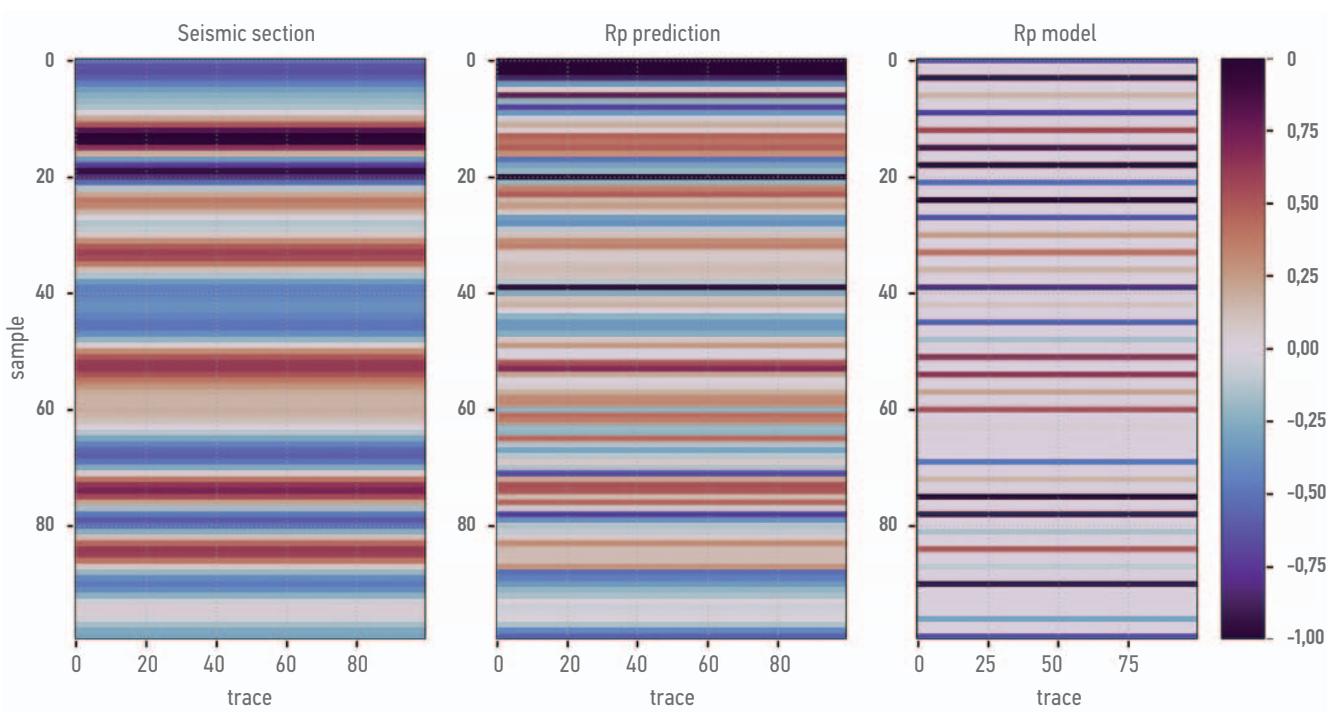


Рис. 1. Слева — модельное волновое поле, в центре — прогноз коэффициентов отражения, справа — истинные значения коэффициентов отражения (А.В. Буторин)

Fig. 1. Right — modeled wave field, center — prediction of reflection coefficients, left — true value of reflection coefficients (Aleksandr V. Butorin)

входные данные. При этом в общем случае возможно определение и полного детерминистического импульса для учета фазового спектра.

Рассмотрим работу алгоритма на реальных данных, полученных на одной из площадей Восточной Сибири. Для тестирования алгоритма выбран небольшой объем данных в окрестности скважины. На первом этапе был определен статистический импульс,

входящий в волновое поле. Полученный импульс использовался для создания слова-ря откликов от тонкого пласта с вариацией мощности от 0 до 14 мс. Применение алго-ритма восстановления коэффициентов отра-жения позволило получить прогноз тонко-го строения изучаемой среды, к которому затем применялся рекурсивный алгоритм для оценки относительного изменения аку-стической жесткости.



Рис. 2. Сопоставление истинного (синяя кривая) и предсказанного (оранжевая кривая) относительного импеданса (А.В. Буторин)

Fig. 2. Comparison of true and predicted (blue line) and estimated (orange line) relative acoustic impedance (Aleksandr V. Butorin)

ОБСУЖДЕНИЕ

Для оценки информативности предлагаемого метода по скважинным данным выполнен

расчет истинного значения относительного импеданса (рис. 3б) путем вычитания низкочастотной модели импеданса, полученной при фильтрации высоких частот с порогом

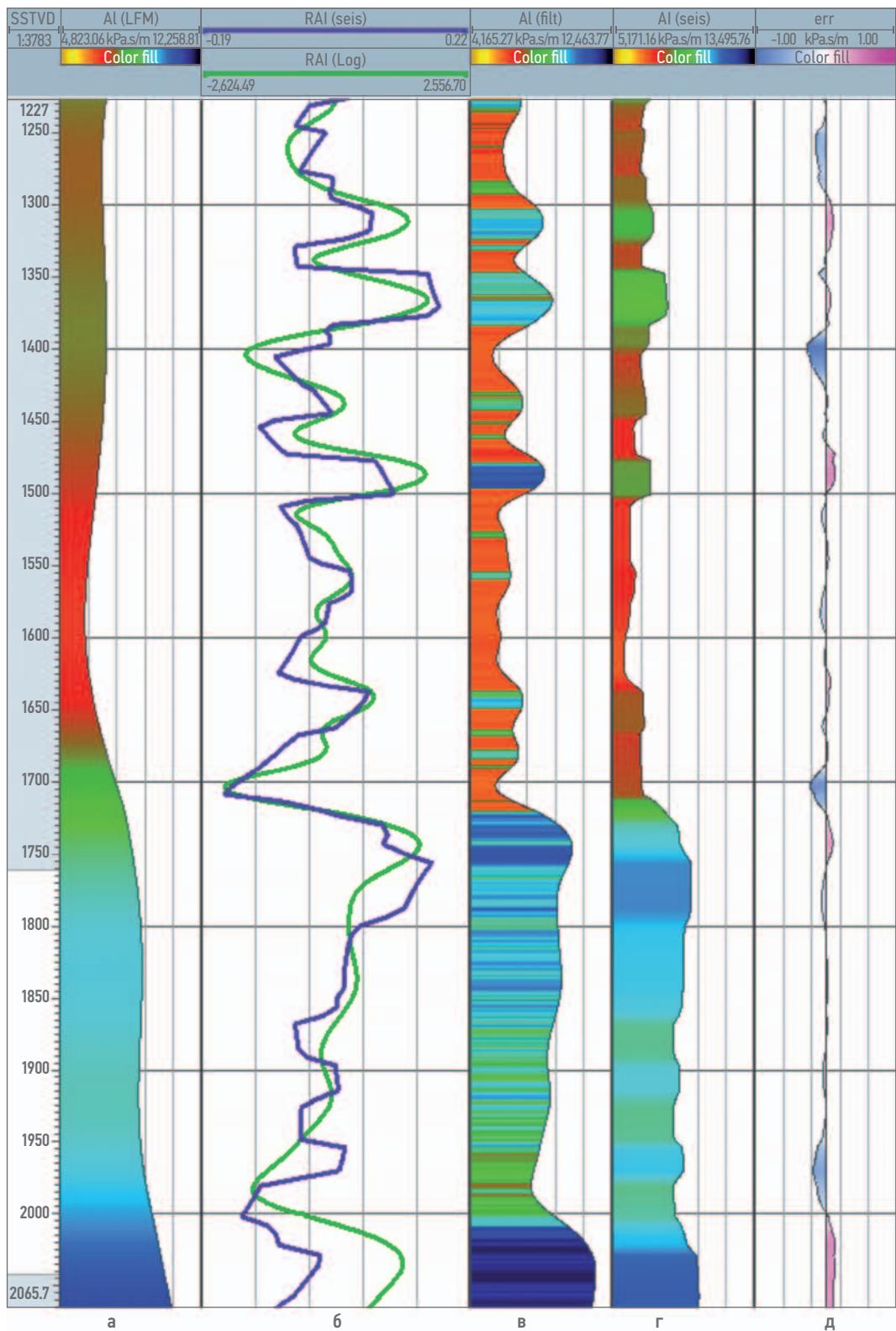


Рис. 3. Сопоставление реальных и полученных данных: а — низкочастотная модель импеданса; б — сопоставление истинного (зеленая кривая) и прогнозного (синяя кривая) относительного импеданса; в — импеданс по скважине; г — предсказанный импеданс; д — разница (А.В. Буторин)
Fig. 3. Comparison of true and predicted data: а — low-frequency model of impedance; б — comparison of real (green) and predicted (blue) relative impedance; в — acoustic impedance of the well; г — predicted acoustic impedance; д — difference (Aleksandr V. Butorin)

8 Гц (рис. 3а) из исходной кривой акустического импеданса, приведенной к сейсмической полосе частот (рис. 3в). Таким образом, скважинные данные выступают независимым инструментом проверки качества, так как предлагаемый алгоритм в текущей реализации не учитывает скважинную информацию.

Полученная оценка коэффициентов отражения была пересчитана в куб относительного импеданса. Для этой цели использовался алгоритм численного интегрирования трасс коэффициентов отражения с последующим применением фильтра

низких частот для устранения смещения оценки.

С целью оценки качества на первом этапе выполнено сопоставление истинного и прогнозного значения относительного импеданса (рис. 3б) — коэффициент корреляции составил 0,6. Из рис. 3б видно, что обе кривые имеют высокую степень сходимости.

В дальнейшем к прогнозному значению относительного импеданса добавлялась низкочастотная модель для перехода к абсолютным значениям акустической жесткости (рис. 3г), сопоставление абсолютных значений характеризуется коэффициентом корреляции 0,93.

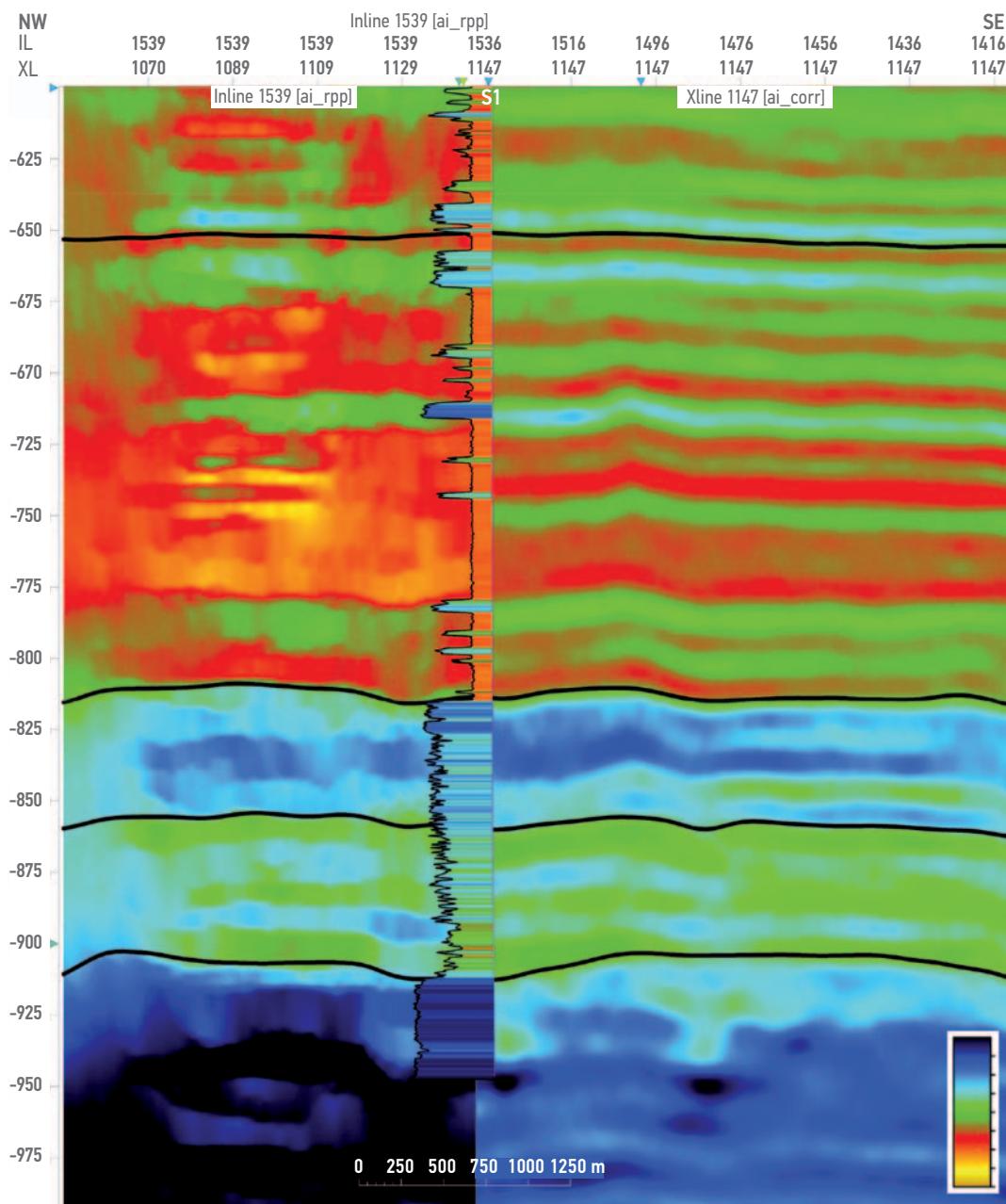


Рис. 4. Сопоставление акустической жесткости, полученной предлагаемым способом (слева) и стандартной инверсией (справа). В центре показано значение импеданса в скважине (А.В. Буторин)

Fig. 4. Comparison of acoustic impedance obtained by the proposed method (left) and standard inversion (right). In center shown the impedance value in the well (Aleksandr V. Butorin)

При этом истинное значение акустической жесткости было приведено к сейсмической полосе частот (**рис. 3в**). Относительная ошибка восстановления импеданса характеризуется дисперсией 8 % (**рис. 3д**) и меняется в диапазоне менее 20 %.

С целью оценки эффективности предлагаемого подхода дополнительно выполнено сопоставление с акустической жесткостью, полученной в рамках стандартной синхронной инверсии, — для получения решения использовалась модель базированная инверсия по аппроксимации Аки-Ричардса с использованием отдельных кубов по угловым диапазонам. Сопоставление истинного и прогнозного значения акустической жесткости, полученного в рамках стандартной синхронной инверсии, характеризуется коэффициентом корреляции 0,83.

Сопоставление прогнозных значений акустической жесткости, полученных предлагаемой технологией и стандартным подходом, показывает их схожесть (**рис. 4**).

Предлагаемый подход позволяет получить

более контрастное решение, с резкими границами и более высокой детализацией разреза.

Таким образом, на реальных данных доказано, что применение предлагаемого подхода позволяет получить более точное восстановление свойств — коэффициент корреляции между прогнозом и истинным значением увеличился с 0,83 до 0,93, что доказывает эффективность предлагаемого решения.

Данный подход был реализован автором на языке программирования Python в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти», в настоящее время алгоритм проходит тестирование на различных активах Компании.

Негативной стороной разработанной технологии является ее вычислительная емкость — время расчета значительно зависит от объема входных данных и существенно превышает время расчета стандартной синхронной инверсии. Для решения этой проблемы может быть использовано распараллеливание вычислений и использование кластерных решений.

Список литературы

1. Буторин А.В. Метод разряженной аппроксимации для повышения разрешающей способности волнового поля // PROНефть, 2020. — № 4. — С. 40–45.
2. Гранчинин О.Н. Рандомизация измерений и L1 оптимизация // Стохастическая оптимизация в информатике, 2009. — № 5(1–1). — С. 3–23.
3. Ягола А.Г. Обратные задачи и методы их решения. Приложения к геофизике. — М.: БИНОМ, Лаборатория знаний. — 2014. — 216 с.

References

1. Butorin A.V. Sparse approximation for seismic resolution increasing. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2020, no. 4, pp. 40–45 (In Russ.).
2. Granchinin O.N. Randomization of measurements and L1-optimization (Randomizaciay izmereniy i L1 optimizaciay). *Stohasticheskaya optimizaciya v informatike*, 2009, no. 5(1–1), pp. 3–23.
3. Yagola A.G. *Inverse problems and methods for its solving. Applications to Geophysics*. Moscow: BINOM, Laboratoriya znaniy, 2014, 216 p.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTION

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, Институт наук о Земле, Санкт-Петербургский государственный университет; руководитель по развитию дисциплины «сейсморазведка» ООО «Газпромнефть НТЦ». 199034, Россия, г. Санкт-Петербург, Университетская набережная, д. 7–9 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Butorin.AV@gazpromneft-ntc.ru AuthorID: 877389 SPIN-код: 8474-6120 Web of Science: B-7405-2019 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439> Scopus: 56370048400

Aleksandr V. Butorin — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Institute of Earth Sciences, Saint Petersburg State University, Head of seismic discipline Gazprom-neft STC LLC 7–9, Universitetskaya emb., 199034, Saint Petersburg, Russia 75–79 letter D, Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Butorin.AV@gazpromneft-ntc.ru AuthorID: 877389 SPIN-code: 8474-6120 Web of Science: B-7405-2019 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6074-1439> Scopus: 56370048400

РАЗМЕЩЕНИЕ СО₂ НА ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ

© Коллектив авторов,
2023



Р.Р. Минибаев^{1,*}, П.Н. Герасименко¹, К.Ю. Кызыма², С.Е. Макаров²

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург
²000 «Газпромнефть-Оренбург», РФ, Оренбург

Электронный адрес: Minibaev.RRu@gazpromneft-ntc.ru

Цель. Повестка CCUS (carbon capture, utilization and storage) играет важную роль для предотвращения климатических изменений, вызванных в результате деятельности человека. Технологии улавливания, использования и хранения диоксида углерода позволяют достичь нулевых выбросов. Для реализации проектов CCUS необходимы геологические объекты достаточного объёма, способные принять CO₂ и надежно его удерживать. К оценке геологического потенциала таких объектов следует подходить комплексно, учитывая все имеющиеся данные, а при недостаточном их количестве проводить программу доизучения. В данной статье дана оценка геологического потенциала Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения для целей размещения CO₂.

Объектами для хранения CO₂ могут являться водоносные пласти и ловушки, а также выработанные месторождения углеводородов. Вне зависимости от вида объекта необходимо понимать возможности коллектора по размещению CO₂ и его изолированности.

Материалы и методы. В рамках реализации пилотного проекта по размещению CO₂ компания «Газпромнефть-Оренбург» определила перспективные объекты в пределах Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, которые на текущий момент являются наиболее привлекательными с геологических позиций. Оценка перспективности объектов выполнялась методами описания, анализа, синтеза и 3D-моделирования на основе данных 3D CPP и скважинных данных (ГИС, РИГИС, керн).

Результаты. В данной статье дана геологическая характеристика разреза Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, приведены результаты анализа изученности, обоснования надежности ловушек, дана оценка их геологического потенциала; рассмотрены и проанализированы критерии сохранности углекислого газа в выделенных пилотных объектах, геологические риски и неопределенности, предложены мероприятия по их устранению; приведены дальнейшие задачи проекта.

Заключение. Представленные результаты позволяют сделать выводы о наличии геологического потенциала на ВУ ОНГКМ для размещения CO₂ и о соответствии критериям сохранности CO₂ в планируемых объектах закачки.

Ключевые слова: ловушки, углекислый газ, CCUS, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Минибаев РР, Герасименко П.Н., Кызыма К.Ю., Макаров С.Е. Размещение CO₂ на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Геологический потенциал. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):21–27. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-21-27>

Статья поступила в редакцию 09.01.2023

Принята к публикации 14.02.2023

Опубликована 17.07.2023

CO₂ STORAGE ON THE EAST PART OF THE ORENBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD.
GEOLOGICAL POTENTIAL

Rafael R. Minibaev^{1,*}, Pavel N. Gerasimenko¹, Konstantin Y. Kyzyma², Sergey E. Makarov²

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint-Petersburg

²Gazprom-neft Orenburg LLC, RF, Orenburg

E-mail: Minibaev.RRu@gazpromneft-ntc.ru

Purpose. The CCUS (carbon capture, utilization and storage) agenda has an important role in preventing climate change caused by human activities. Technologies of carbon capture, utilization and storage are aimed at achieving zero net emissions. The implementation of CCUS projects makes it necessary to have geological formations of sufficient volume that are able to receive CO₂ and reliably contain it. The assessment of the geological potential of these formations should be approached comprehensively from the point of view of storage safety, considering all available data, and if there is not enough of them, an additional study program should be carried out.

Aquifers or depleted hydrocarbon deposits can be as objects for CO₂ storage. Regardless of the type of object, it is necessary to understand whether the reservoir is capable to receive CO₂, whether it will be securely trapped in the selected geological system, and what forces will provide this.

Materials and methods. As part of the implementation of a pilot project for the CO₂ storage, Gazpromneft-Orenburg LLC has identified promising facilities within the Eastern section of the Orenburg oil and gas condensate field, which currently look the most attractive from a geological standpoint. The assessment of the formations prospects was carried out by the methods of description, analysis, synthesis and 3D modeling based on 3D seismic data and well data (well logging and results, core data).

Results. This article gives a geological description of the East part of the Orenburg oil and gas condensate field. Results of exploration maturity analysis are presented, traps and their geological upside are identified, the criteria for the preservation of carbon dioxide in the selected pilot object is considered and analyzed, geological risks and uncertainties identification is fulfilled, and measures to remove them are proposed. Further tasks of the project are given.

Conclusion. The presented results allow us to make conclusions about the presence of a geological potential at the WU OOGCF for the CO₂ storage and compliance with the criteria for the preservation of carbon dioxide in the planned injection objects.

Keywords: traps, carbon dioxide, CCUS, Orenburg oil and gas condensate field

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

For citation: Minibaev R.R., Gerasimenko PN., Kyzyma K.Y., Makarov S.E. CO₂ storage on the East part of the Orenburg oil and gas condensate field. Geological potential. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):21–27. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-21-27>

Manuscript received 09.01.2023

Accepted 14.02.2023

Published 17.07.2023

Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) соответствует известным критериям выбора объекта для хранения углекислого газа:

- **изученность**, позволяющая в необходимой степени оценить потенциал хранилища;
- **сохранность**, исключающая миграцию CO₂ за пределы хранилища или выход на поверхность;
- **объём**, который может быть использован для закачки необходимого количества CO₂;
- наличие **факторов улавливания**, которые будут непосредственно сказываться на безопасности хранения углекислого газа.

положение Оренбургского вала исключает возможность региональной миграции CO₂. Более того, платформы характеризуются минимальной сейсмической активностью, что является благоприятным фактором [1]. Имеющиеся на территории месторождения геодинамические полигоны подтверждают отсутствие значимых проявлений индуцированной сейсмической активности. Наиболее изученными являются выработанные или разрабатываемые месторождения, к последним из которых относится ВУ ОНГКМ. Выработанные нефтяные залежи характеризуются максимально полным набором геолого-геофизических и промысловых данных, наличием цифровых геологических моделей, имеют преимущество перед другими потенциальными объектами для закачки.

ВУ ОНГКМ, разрабатываемый «Газпромнефть-Оренбургом», хорошо изучен: площадь лицензионного участка составляет 421 км², более 90 % лицензионного участка покрыта СРР 3D, пробурено более 700 скважин, отобран керн из 44 скважин, в том числе из 8 скважин сакмарского и из 3 скважин ассельского ярусов; испытание артинского яруса (основного объекта разработки) проведено в 110 скважинах, сакмарского и ассельского ярусов — в 3 скважинах, башкирского яруса — в 9 скважинах.

ВУ ОНГКМ имеет блоковое строение, выделяются три основных блока, разделенных субмеридиональными разломами. Кристаллический фундамент на рассматриваемой территории глубоким бурением не вскрыт, глубина залегания

ВЫРАБОТАННЫЕ НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ — ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ОБЪЕКТЫ ДЛЯ ЗАКАЧКИ И ХРАНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА, ОТЛИЧАЮТСЯ ВЫСОКОЙ ИЗУЧЕННОСТЬЮ И НАЛИЧИЕМ ИНФРАСТРУКТУРЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ.

ОНГКМ связано с крупной тектоно-седиментационной структурой субширотного простирания — Оренбургским валом, расположенным в наиболее возвышенной северной части Соль-Илецкого свода в зоне сочленения трех крупных тектонических элементов юго-восточной территории Восточно-Европейской платформы — Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской впадины и Предуральского краевого прогиба. Гипсометрическое

по сейсмическим данным составляет свыше 6,5 км. Фундамент перекрывается осадочным чехлом, сложенным ордовикскими, девонскими, каменноугольными, пермскими и мезокайнозойскими отложениями. Основная зона нефтегазоносности месторождения распределается от башкирского до артинского яруса с глубиной залегания от 1 500 м до 3 000 м (рис. 1), что является оптимальной глубиной для закачки углекислого газа и его хранения в жидкой фазе, благодаря чему объем его размещения будет больше по сравнению с газообразным и сверхкритическим состоянием. Литологически резервуар сложен преимущественно карбонатными породами, флюиудоупоры представлены плотными и битуминизированными известняками, глинистыми, а также галогенными породами.

На ВУ ОНГКМ существует вариативность сценариев закачки и использования CO₂ как для захоронения, так и для увеличения нефтеотдачи:

- Закачка в разрабатываемые нефтяные залежи (в том числе с целью увеличения нефтеотдачи).
- Закачка в газовую шапку артинского (пласт Р4–5), сакмарского (пласт Р6) и башкирского (пласт А4) ярусов.
- Закачка в аквиферы пластов Р4–5, Р6, А4.
- Закачка в водоносные пласты ассельского яруса (пласт Р7), гжельского-касимовского яруса верхнего карбона и московского яруса среднего карбона.

Каждый сценарий обладает своими особенностями. В качестве пилотного объекта закачки на данный момент выделены две структурные, тектонически-эккрайнированные ловушки с общим потенциалом 155 млн т

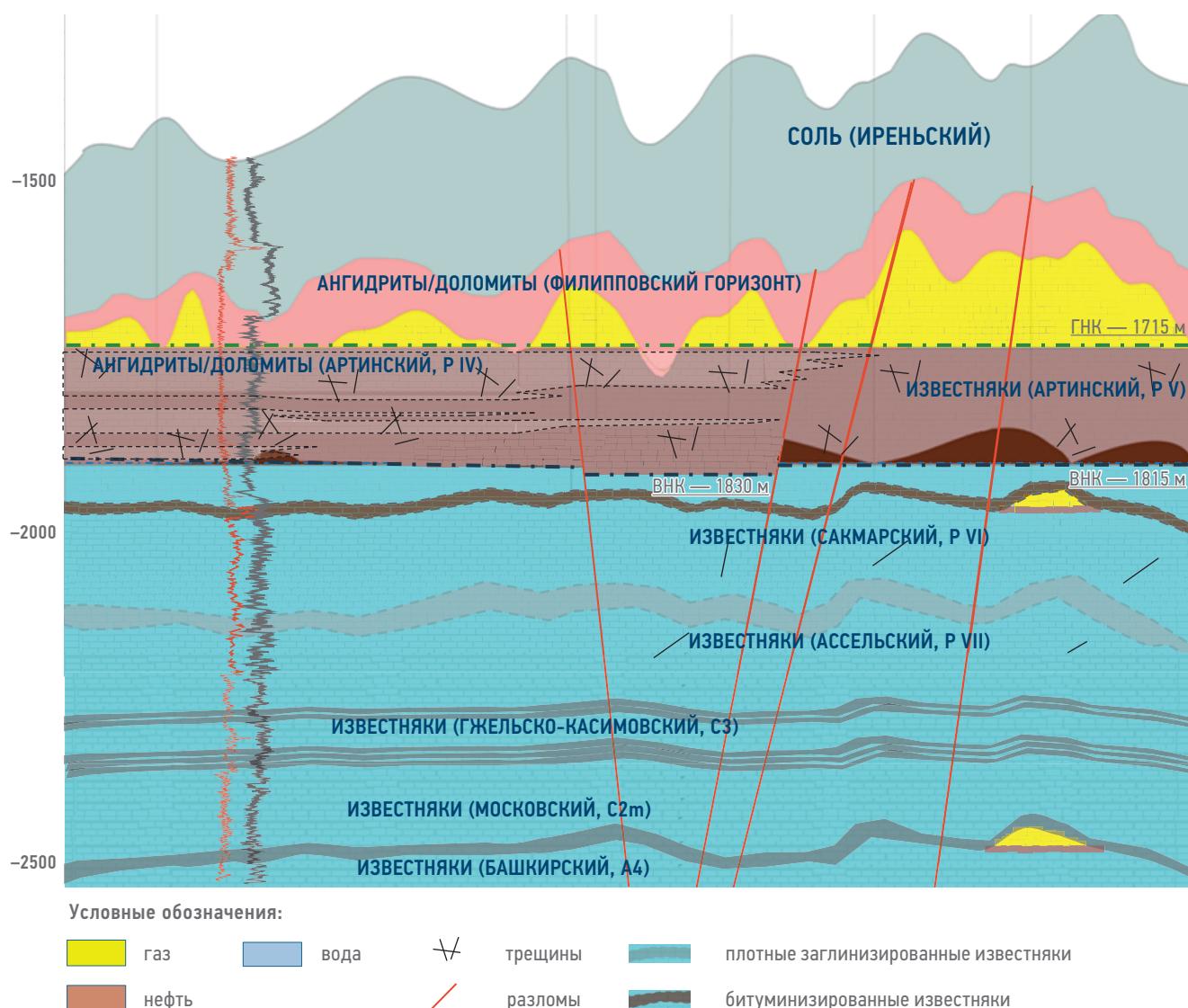


Рис. 1. Упрощенный схематический разрез ВУ ОНГКМ («Газпромнефть НТЦ»)
Fig. 1. Simplified schematic intersection of the WU OOGCF (Gazprom-neft STC)

CO_2 . В ассельском ярусе (пласт P7) выделена структурно-тектоническая водонасыщенная ловушка, выше по разрезу выделяется унаследовано развитая ловушка в сакмарском ярусе (пласт P6). Геолого-физические параметры представлены в **табл. 1**.

Сакмарский и ассельский ярусы представлены переслаивающимися проницаемыми кавернозно-пористыми и непроницаемыми плотными, органогенно-обломочными, органогенно-детритовыми, неравномерно перекристаллизованными известняками. Модель осадконакопления в изучаемом интервале разреза представлена шельфовой карбонатной платформой, которая в ассельско-артинские века приобрела черты шельфа полного профиля. Палеофициальная реконструкция позволила выделить следующие фации: мелководно-шельфовая, биогермно-шельфовая, фация барьерных рифов и депрессионной зоны. Пилотный объект расположен в третьем блоке в восточной части, где в ассельско-сакмарское время были развиты органогенные постройки,

что гарантирует достаточный эффективный объём порового пространства.

Геологический объём порового пространства пилотных объектов был рассчитан по формуле:

$$V = S \cdot H_{\text{эфф}} \cdot K_{\text{пор}} \cdot (1 - K_{\text{ов}}) \cdot \rho_{\text{CO}_2} \cdot K_{\text{овх}},$$

где V — объём ловушки, в который может быть закачан CO_2 , S — площадь, $H_{\text{эфф}}$ — эффективная толщина, $K_{\text{пор}}$ — коэффициент пористости, $K_{\text{ов}}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности, ρ_{CO_2} — плотность CO_2 в заданных термобарических условиях, $K_{\text{овх}}$ — коэффициент охвата, показывающий какая часть разреза по вертикали будет вовлечена в процесс закачки CO_2 .

Одним из ключевых критериев сохранности является выдержанность, толщина и состав флюидопора. Первичной покрышкой для пласта P7 являются плотные непроницаемые известняки с глинистыми прослоями мощностью до 20 м (подошвенная часть сакмарского яруса), для пласта P6 — битуминизированные известняки, залегающие в верхней части сакмарского яруса мощностью до 35 м (**табл. 2**). Низкие ФЕС выделенной толщи обусловлены плотной первичной упаковкой слагающих пород фрагментов, наличием битума между ними, что препятствует развитию процессов растворения. Эта толща является практически непроницаемой, наблюдавшиеся в керне субвертикальные трещины заполнены вторичными минералами. Региональным флюидоупором без нарушений целостности и с подтвержденными экранирующими свойствами являются кунгурские сульфатно-галогенные образования нижней перми, средняя мощность которых составляет 500–700 м. Данная толща будет являться вторичной покрышкой и выступать в качестве дополнительной гарантии удержания CO_2 в пласте согласно критериям выбора объекта по международному стандарту ISO 27914:2017. Также ниже по разрезу по промыслово-геофизическим данным выделяются следующие флюидоупоры:

глинисто-карбонатные породы мощностью 25–50 м для залежей башкирского яруса, региональные прослои глин мощностью до 5–10 м залегают в прикровельной части московского яруса, прослои глин синего и черного цвета мощностью до 20 м в верхней части гжельско-касимовского яруса. Наличие флюидоупоров непосредственно в пластах закачки, а также мощной региональной эвaporитовой толщи, выступающей в качестве гаранта безопасного хранения CO_2 , а также высокая степень расчлененности (переслаивание коллектор–неколлектор)

Таблица 1. Геолого-геофизическая характеристика пластов P6 и P7
Table 1. Geological and geophysical characteristics of the P6 and P7 formations

Параметры	Ед. изм.	P6	P7
Средняя глубина залегания кровли	м	1910	2050
Тип коллектора		Карбонатный	Карбонатный
Средняя эф. толщина	м	60	47.5
Пористость	д. ед	0.088	0.12
Проницаемость	мД	8.6	35
Коэф. песчанистости	д. ед	0.43	0.43
Расчлененность	ед	15.8	15.8
Начальное пластовое давление	МПа	22.7	23.7
Температура	°C	39	41
Кол-во скважин, вскрывших пласты полностью	шт.	20	20
Кол-во скважин с керном	шт.	8	3
Кол-во испытаний пласта	шт.	3	3

Таблица 2. Геолого-геофизическая характеристика покрышек пластов P6 и P7
Table 2. Geological and geophysical characteristics of the seals of the P6 and P7 formations

Параметры	Вторичная покрышка	Покрышка P6	Покрышка P7
Средняя глубина залегания, м	500	1910	2050
Состав	Каменная соль	Битуминизированные известняки	Плотные непроницаемые известняки с глинистыми прослоями
Средняя мощность, м	500–700	30	15
Распространение	Региональное	В пределах ВУ ОНГКМ	В пределах ВУ ОНГКМ

позволяет утверждать, что по геологическим и гидрогеологическим условиям подтверждается высокая степень сохранности CO₂ в объектах закачки.

Основные разломы являются также экранирующими, об этом свидетельствуют следующие факты:

- в разных блоках подтверждаются различные уровни ГНК и ВНК в залежах артинского яруса (основного объекта разработки);
- по керновым данным трещины залечены непроницаемым чёрным углистым и глинисто-битуминозным веществом;
- значительная амплитуда разломов 25–90 м.

Наличие экранирующего разлома несёт риск реактивации по причине увеличения напряжений, пластового давления и, как следствие, прорыва агента закачки. Геомеханическое моделирование позволит управлять данным риском. В основу модели будут заложены результаты геомеханических исследований, проведенных непосредственно на керновом материале пород покрышек и коллекторов, включающие определение предела прочности и упругих модулей при одноосном растяжении, при одностадийном многоосном сжатии и при многостадийном многоосном сжатии, сжимаемости горных пород и пороупругой константы Био до и после воздействия CO₂.

Одним из результатов моделирования будет определение и обоснование максимального давления закачки CO₂, которое гарантирует отсутствие потери целостности флюидоупоров и экранирующих разломов (BS ISO 27914:2017).

Надежность разлома и покрышек также подтверждается в процессе реализации

программы мониторинга подземных вод, которая включает наблюдательную сеть скважин, контролирующих состояние подземных вод под влиянием основных потенциальных источников загрязнения — АГЗУ, УПНГ, действующих добывающих, поглощающих скважин. За длительное время разработки и изменения начальных пластовых давлений в пределах горного отвода не было зафиксировано ни одной утечки УВ.

В мировой практике выделены ряд факторов, которые обуславливают длительное улавливание и хранение углекислого газа: структурный, гидродинамический, минералогический и фактор растворения CO₂ в пластовой воде [2]. Особенностью ВУ ОНГКМ является определяющий структурный фактор, который полностью удовлетворяет планируемым объемам закачки CO₂ и его длительному хранению (рис. 2). При гидродинамическом моделировании резервуара расчетный период хранения оценивался до 1000 лет.

Несмотря на все имеющиеся факты надежного и безопасного хранения, разработан и утвержден проект доизучения характеристик резервуара, включающий лабораторные исследования керна, флюидов и полевые промыслово-геофизические исследования скважин.

Имеющаяся 3D-геологическая модель и результаты реализации проекта геологического изучения недр лягут в основу для уточнения гидродинамической модели и обоснования характеристик объекта хранения CO₂ с последующей постановкой объемов закачки на государственный баланс. При положительных результатах проведенного геологического изучения

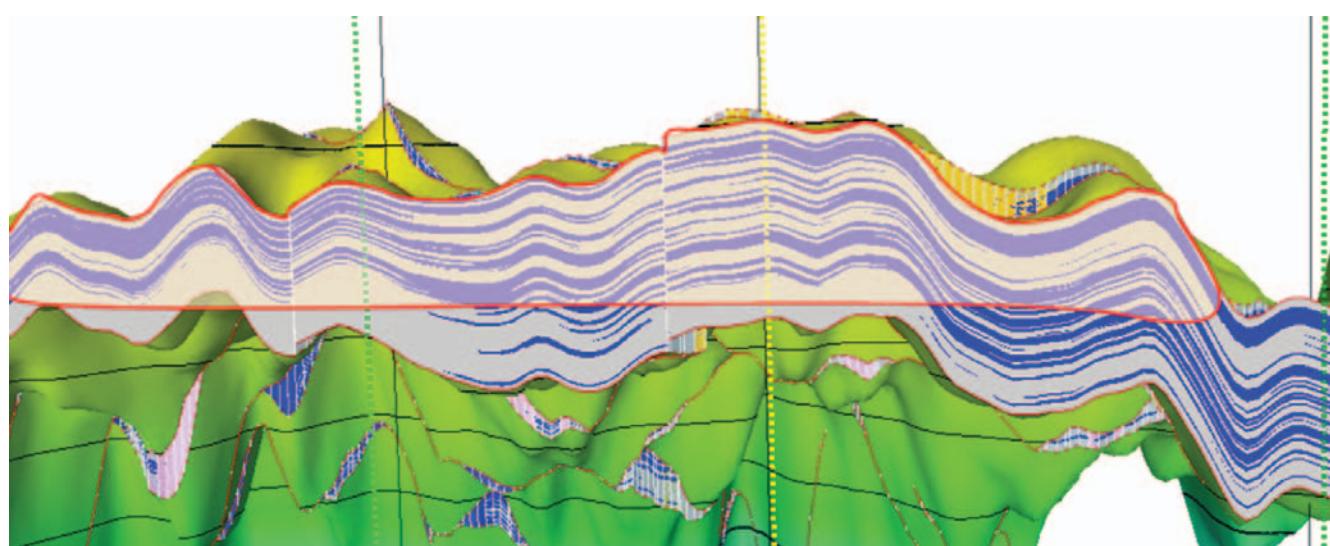


Рис. 2. Структурная ловушка в ассельском ярусе (Р.Р. Минибаев)
Fig. 2. Structural trap in the Asselian horizon (Rafael R. Minibaev)

недр Восточный участок недр будет оценен как пригодный для строительства подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, и после обустройства сможет принимать диоксид углерода (CO_2) минимум в количестве 50 млн тонн при темпе 1,1 млн тонн в год в течение 20–50 лет. Но уже на данном этапе, учитывая зарубежный опыт и все вышеперечисленные особенности строения участка, в том числе его расположение в региональном плане, наличие мощной региональной эвапоритовой толщи, а также буферных флюидоупоров, достаточного объема коллектора, способного принимать флюид, можно утверждать, что ВУ ОНГКМ имеет достаточный объем для безопасного хранения CO_2 . Для управления рисками по закачке CO_2 на ВУ ОНГКМ будет разработана детальная программа мониторинга.

Реализация пилотного проекта по размещению в пластах горных пород парниковых газов на ВУ ОНГКМ позволит получить необходимый инструментарий для оценки и обоснования резервуаров для хранения CO_2 и перейти к планомерному формированию в РФ определенных хабов по декарбонизации в регионах, с оценкой экономического эффекта.

ВЫВОДЫ

- Дана геологическая характеристика разреза ВУ ОНГКМ, рассмотрены и обоснованы пилотные объекты для закачки углекислого газа в асельском и сакмарском ярусах с общим оцененным объемом 155 млн тонн CO_2 .
- Рассмотрены и проанализированы критерии сохранности углекислого газа в выделенных объектах: региональное положение, наличие структурного факто-ра, порового пространства, региональных и буферных флюидоупоров и др.
- Сформирована программа доизучения для уточнения геолого-гидродинамических характеристик.
- Определены задачи ближайшего времени:
 - по уточнению потенциала расширения резервуара для хранения CO_2 в принимающих пластах до башкирского яруса (по имеющимся на данный момент данным суммарный потенциал всех выделенных объектов для закачки и использования CO_2 оценивается в объеме более 7 млрд т);
 - по получению достаточных данных по результатам исследований для обоснования гидродинамических характеристик и постановки пилотных объектов на госбаланс.

Список литературы

1. Жуков М.М., Славин В.И., Дунаева Н.Н. Основы геологии. — М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1961. — 628 с.
2. Intergovernmental Panel on Climate Change / IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2005. 442 pp.

References

1. Zhukov M.M., Slavin V.I., Dunaeva N.N. *Fundamentals of Geology*. Moscow: State scientific and technical publishing house of literature on geology and protection of mineral resources, 1961. 628 p.
2. Intergovernmental Panel on Climate Change / IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2005. 442 pp.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.Р. Минибаев — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

П.Н. Герасименко — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

К.Ю. Кызыма — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

С.Е. Макаров — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Rafael R. Minibaev — data collection, analysis of materials, writing an article.

Pavel N. Gerasimenko — data collection, analysis of materials, writing an article.

Konstantin Y. Kuzyma — data collection, analysis of materials, writing an article.

Sergey E. Makarov — data collection, analysis of materials, writing an article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рафаэль Русланович Минибаев* — главный специалист по геологии, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Minibaev.RRu@gazpromneft-ntc.ru

Павел Николаевич Герасименко — руководитель проекта по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Gerasimenko.PaN@gazpromneft-ntc.ru

Константин Юрьевич Кызыма — руководитель проекта — руководитель проектного офиса по декарбонизации, ООО «Газпромнефть-Оренбург». 460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознамённая, д. 56/1. e-mail: Kyzyma.KYu@gazprom-neft.ru

Сергей Евгеньевич Макаров — начальник отдела — руководитель программы по геологии и разработке, ООО «Газпромнефть-Оренбург». 460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознамённая, д. 56/1. e-mail: makarov.se@gazprom-neft.ru

Rafael R. Minibaev* — Cheif specialist in geology, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Minibaev.RRu@gazpromneft-ntc.ru

Pavel N. Gerasimenko — Product development project manager, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Gerasimenko.PaN@gazpromneft-ntc.ru

Konstantin Y. Kyzyma — Project manager — Head of the project office for decarbonization, Gazpromneft-Orenburg LLC.
460024 Krasnoznamennaya str., 56/1, Orenburg, Russia.
e-mail: Kyzyma.KYu@gazprom-neft.ru

Sergey E. Makarov — Head of department — Program manager for Geology and Development, Gazpromneft-Orenburg LLC.
460024 Krasnoznamennaya str., 56/1, Orenburg, Russia.
e-mail: makarov.se@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРЯМОЙ НЕЙРОСЕТЕВОЙ ПРОГНОЗ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ НА ПРИМЕРЕ КЛИНОФОРМНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**И.И. Приезжев¹, Е.Е. Тайкулаков², И.Л. Каюмов³, А.В. Леонов³, Д.А. Горбач^{4,*},
В.Г. Мирошкин⁴, В.Ю. Овечкина⁴**

¹000 «Лаборатория Приезжева», РФ, Москва

²Satbayev University, Республика Казахстан, Алматы

³000 «Газпромнефть-Хантос», РФ, Ханты-Мансийск

⁴Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Gorbach.DA@gazpromneft-ntc.ru

В рамках выполнения задач по проектированию разработки перспективных площадей по ряду причин была выявлена проблема невозможности применения классических методов геологического моделирования с применением сейсмофациального анализа для количественной оценки коллекторских свойств продуктивных пластов.

В связи с этим проведено тестирование методик и алгоритмов машинного обучения, реализованных в специализированном ПО IP_Seismic (ООО «Лаборатория Приезжева»).

Цель. Основными целями работ являлись разработка проектов по вводу новых скважин, расчет экономической целесообразности и рентабельности финансовых затрат на основе трехмерной геологической модели месторождения.

Методы. В работе использовались алгоритмы машинного обучения на основе полнофункциональных функций Колмогорова, реализованные в обособленном программном обеспечении IP_seismic, а также методики геологического моделирования в программе Petrel.

Результаты. Результатом работы стала корректировка программы разработки и реализация некоторого количества бизнес-кейсов. В текущей статье приводятся различные типовые примеры применения методик машинного обучения, на основе которых были предложены дополнительные скважины к бурению, программы снятия рисков, реализация альтернативной системы разработки.

Заключение. В рамках работы представлены нетипичные способы решения задачи поиска перспективных зон для бурения посредством применения нейросетевого прогнозирования. Протестирована передовая математическая основа, заложенная в специализированное ПО, которое впоследствии было задействовано для подготовки решения. На основе выработанной методологии представлены примеры успешного использования подхода для корректировки и проектирования программ эксплуатационного бурения, которые могут тиражироваться на иные объекты разработки.

Ключевые слова: машинное обучение, нейросети Колмогорова, геологическое моделирование клиноформных комплексов, сейсмофациальный анализ, проектирование разработки месторождения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Приезжев И.И., Тайкулаков Е.Е., Каюмов И.Л., Леонов А.В., Горбач Д.А., Мирошкин В.Г., Овечкина В.Ю. Прямой нейросетевой прогноз коллекторских свойств пласта по данным сейсморазведки на примере клиноформных отложений Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):28–39.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-28-39>

Статья поступила в редакцию 13.02.2023

Принята к публикации 03.04.2023

Опубликована 17.07.2023

NEURAL NETWORK PREDICTION OF RESERVOIR PROPERTIES OF THE RESERVOIR ACCORDING
TO SEISMIC DATA ON THE EXAMPLE OF CLINOFORM DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

**Ivan I. Priezzhev¹, Yerlan Ye. Taikulakov², Irek L. Kayumov³, Anton V. Leonov³, Dmitry A. Gorbach^{4,*},
Vladimir G. Miroshkin⁴, Viktoriya Yu. Ovechkina⁴**

¹“Priezzhev's laboratory” LLC, RF, Moscow

²Satbayev University, Republic of Kazakhstan, Almaty

³Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Karty-Mansiysk

⁴Gazpromneft STC LLC, RF, Saint-Petersburg

E-mail: Gorbach.DA@gazpromneft-ntc.ru

As part of the tasks for designing the development of promising areas in the oil and gas industry, a certain problem was identified with the inability to apply classical methods of geological modeling applying seismic-facial

analysis for the quantitative assessment of productive reservoir properties.

Consequently, attempts were made to test machine learning techniques and algorithms implemented in the specialized software IP_Seismic (IPLAB LLC).

Purpose. Main goal of the work was the development of projects for introducing new wells, calculating economic feasibility and profitability of financial expenditures based on a 3D geological model of the field.

Methods. The work used machine learning algorithms based on full-featured Kolmogorov functions implemented in the separate software IP_Seismic, as well as 3D geological modeling techniques in Petrel software.

Results. The outcome of the work resulted in the adjustment of the development program and the implementation of a certain number of business cases. Various typical examples of using machine-learning techniques are presented in this article, based on what additional wells for drilling, risk reduction programs, and the implementation of an alternative development system were proposed.

Conclusion. This work presents typical ways of finding promising drilling zones with neural network forecasting. The advanced mathematical basis laid down in specialized software, which was subsequently utilized in preparing the solution, is tested. Based on the developed methodology, examples of successful application of the approach for adjusting and designing operational drilling programs are presented, which can be replicated in other development projects.

Keywords: machine learning, Kolmogorov neural networks, geological modeling of wedge-shaped complexes, seismic facies analysis, field development design

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

For citation: Priezzhev I.I., Taikulakov Y.Ye., Kayumov I.L., Leonov A.V., Gorbach D.A., Miroshkin V.G., Ovechkina V.Yu. Neural network prediction of reservoir properties of the reservoir according to seismic data on the example of clinoform deposits of Western Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):28–39. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-28-39>

Manuscript received 13.02.2023

Accepted 03.04.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

Получение достоверной трёхмерной геологической модели, согласованной одновременно с данными сейсморазведки и скважинными измерениями в виде вероятности наличия коллектора, с оценкой её точности в виде вариантов Р10, Р50, Р90, является амбициозной задачей. В настоящее время она решается в процессе многоэтапных исследований, которые включают в себя выявление эмпирических связей упругих свойств с коллекторскими свойствами на основе технологий и теории петроупругого моделирования, далее расчет сейсмической инверсии для оценки упругих параметров горных пород. В процессе выполнения этих работ используется большое количество входных данных, которые задаются исследователями и значительно влияют на конечный результат. К таким параметрам можно отнести оценку низкочастотной модели при сейсмической инверсии и задачу определения связей упругих свойств с распределениями фаций в изучаемой геологической формации.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Предлагается использование прямого прогноза коллекторских свойств по данным сейсморазведки с помощью технологии,

основанной на применении нейронных сетей Колмогорова [6]. Собственно, прогноз выполняется по данным в глубинном масштабе и может включать несколько кубов на входе, включая кубы-результаты сейсмической инверсии, и скоростной куб, полученный в процессе обработки. Предполагается выполнять прогноз вероятности коллектора по скважинным кривым вида «коллектор — не коллектор» или по другим прямым параметрам качества резервуара. Также предлагается использовать стохастическую технологию многократных прогнозов с удалением части скважин для каждого отдельного прогноза с целью анализа разброса полученных оценок вероятности коллектора и получения кубов вида Р10, Р50, Р90, среднего и стандартного отклонения. Полученные кубы в глубинном масштабе могут напрямую использоваться в процессе трёхмерного моделирования свойств коллектора в качестве объёмного тренда и оценки возможных вариаций трёхмерной модели.

ТЕОРИЯ МЕТОДА

Прямой прогноз коллекторских свойств резервуара предлагается выполнять с помощью нейронных сетей нового поколения на основе полнофункциональных нейронов Колмогорова [2, 5, 6]. Чтобы объяснить

разницу между классическими нейронами, которые традиционно используются в нейронных сетях, и полнофункциональными нейронами Колмогорова, используемыми в данной методике, приведём следующее сравнительное описание.

НЕЙРОННЫЕ СЕТИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ НЕЙРОНОВ КОЛМОГОРОВА МОГУТ ПРИМЕНЯТЬСЯ ДЛЯ ВЫСОКОТОЧНОГО ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА.

Классическая нейронная сеть использует нейроны, которые являются взвешенной суммой входного вектора, с последующим использованием активационной функции сигмоидного вида. Математическая запись классического нейрона представлена в общем виде в формуле (1), а его схема показана в **табл. 1**. В предыдущих работах [5, 6] было предложено использовать в нейронах полнофункциональные активационные функции на основе теоремы Колмогорова [2]. Математическая запись такого нейрона приведена в формуле (2).

Если сопоставить формулы (1) и (2), а также сравнить схемы классических и полнофункциональных нейронов то очевидно, что использование функционального преобразования для каждого входа нейрона дает гораздо большую степень свободы для таких нейронов по сравнению с классическими нейронами. Это позволяет нейронным сетям с использованием полнофункциональных нейронов Колмогорова адаптивно приспосабливаться к различным типам распределений входных параметров. С другой стороны, количество неизвестных в нейронных сетях с использованием нейронов Колмогорова возрастает многократно, так как эти функции преобразования

могут быть заданы только в табличном виде. Обучение таких нейронных сетей предлагается на основе ранее представленных нами гибридных схемах [1, 3], со стабилизацией по А.Н. Тихонову [4].

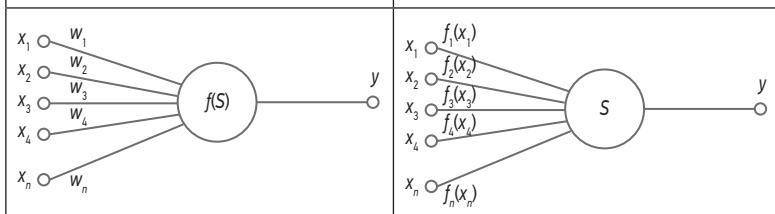
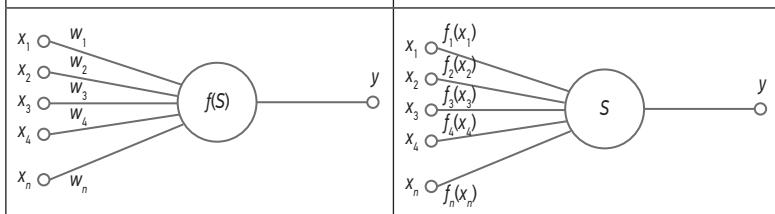
При использовании нейронных сетей прогнозные вычисления выполнялись в два основных этапа. На первом этапе — обучение нейронных сетей на основе обучающего массива, который состоит из следующих пар:

- 1) Известное значение прогнозного параметра (в нашем случае в точке вдоль ствола скважины).
- 2) Вектор переменных, по которому выполняется прогноз, (в нашем случае это значения сейсмического поля по трассе заданного куба (или нескольких кубов) выше и ниже точки прогноза с параметром вдоль ствола скважины). Также имеется возможность использования соседних трасс. Список применяемых кубов может включать кубы — результаты сейсмической инверсии и куб скоростей, полученный в процессе обработки сейсмических данных. Предполагается использование кубов в глубинном масштабе, что облегчает последующее использование результатов при трёхмерном геологическом моделировании).

Обучающий массив может иметь большую размерность, так как в нем используются все точки на заданных скважинах. Выборка этих точек и диапазон зоны прогноза могут быть ограничены интервалом целевого пласта. Если заданный пласт можно разбить на пропластки дополнительными поверхностями, то эти поверхности также используются для определения низкочастотного тренда при прогнозе. В случае большого количества скважин на изучаемом участке предлагается использовать режим раздельного обучения нейронных сетей по каждой скважине. Этот режим позволяет получить набор отдельных обученных нейронных сетей, соответствующих каждой скважине. В процессе выполнения расчёта результативного куба используются несколько нейронных сетей с ближайшими к расчётной трассе скважин. Значения на этой трассе вычисляются как средневзвешенное по результатам применения нейронных сетей, с весом, обратным расстоянию до соответствующих скважин, и с учётом защитного радиуса, задаваемого пользователем (обычно 100 м или более). Количество ближайших скважин также задаётся пользователем (в нашем случае — 10). Обучение выполняется на основе гибридного способа, который включает использования генетического алгоритма с элементами градиентных алгоритмов [1, 4].

Таблица 1. Сопоставление схем классических и полнофункциональных нейронов Колмогорова

Table 1. Comparison of schemes of classical and fully functional Kolmogorov neurons

Классическая нейронная сеть	Модель Колмогорова
$y = f(\sum_{i=0}^n x_i w_i)$, (1)	$y = \sum_{i=0}^n f_i(x_i)$, (2)
	

— количество входов в нейронную сеть; x_i — значения входного вектора; w_i — весовые коэффициенты нейрона; $f()$ — активационная функция; y — выходное значение нейрона; $f_i()$ — полнофункциональная активационная функция, задаваемая в табличном виде.

На втором этапе — вычисление прогнозных кубов на основе обученной на первом этапе нейронной сети, на вход нейронной сети поступают сейсмические кубы, которые использовались при обучении.

Для оценки точности прогнозных построений используется кросс-валидационный подход, суть которого в выполнении много-кратных прогнозов на основе обучения на случайной части обучающего массива с удалением части скважин. В результате многократных прогнозов вычисляются кубы среднего прогноза стандартного отклонения P10, P50 и P90.

МЕТОД

Общая схема рабочего процесса выглядит следующим образом:

- постановка задачи и подготовка базы данных для построения прогноза (осуществлялась в программном комплексе Petrel);
- итерационный процесс наладки нейросети и, собственно, получение куба вероятности коллектора в специализированном продукте IP_seismic.

Полученный материал использовался для обновления 3Д геологической модели (**рис. 1**). Применение технологии прямого нейросетевого прогноза для решения задач

при эксплуатации месторождения углеводородов включает несколько этапов.

На первом этапе выполнялся нейросетевой прогноз кубов коллекторских свойств на основе данных сейсморазведки и результатов интерпретации измерений в скважинах в виде дискретных кривых типа «коллектор — не коллектор». В нашем случае прогноз выполнялся на основе сейсмических кубов в глубинном масштабе, что позволило использовать горизонтальные скважины для визуальной корректности и напрямую задействовать прогнозные кубы для геологического моделирования в качестве объемных трендов. Для оценки точности результативных кубов использовалась методика многочленных прогнозов с удалением части скважин и оценки разброса прогнозируемых значений, а также вычисления кубов среднего прогноза, стандартного отклонения и кубов P10, P50, P90. На **рис. 2** приведён пример соотношения кривых, извлечённых из прогнозных кубов P10, P50, P90 вдоль новой пробурённой скважины, которая не использовалась для обучения с дискретными кривыми литологии в данной скважине. Можно видеть, что прогнозные значения показывают приемлемую точность нейросетевого прогноза.

На следующем этапе прогнозные кубы учитывались при распространении коллектора в трехмерной модели пласта в качестве

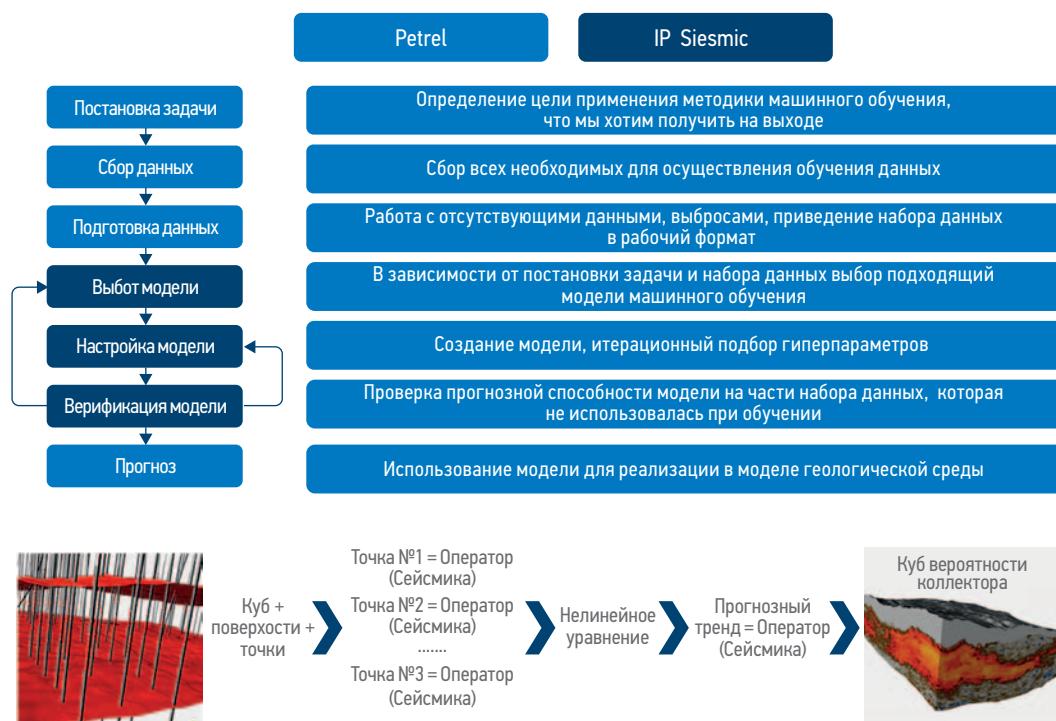


Рис. 1. Принципиальная схема этапов работ в рамках обновления геологической модели по результатам нейросетевого прогноза. Составлено авторами

Fig. 1. Schematic diagram of the stages of updating the geological model based on the results of the neural network.
Prepared by the authors

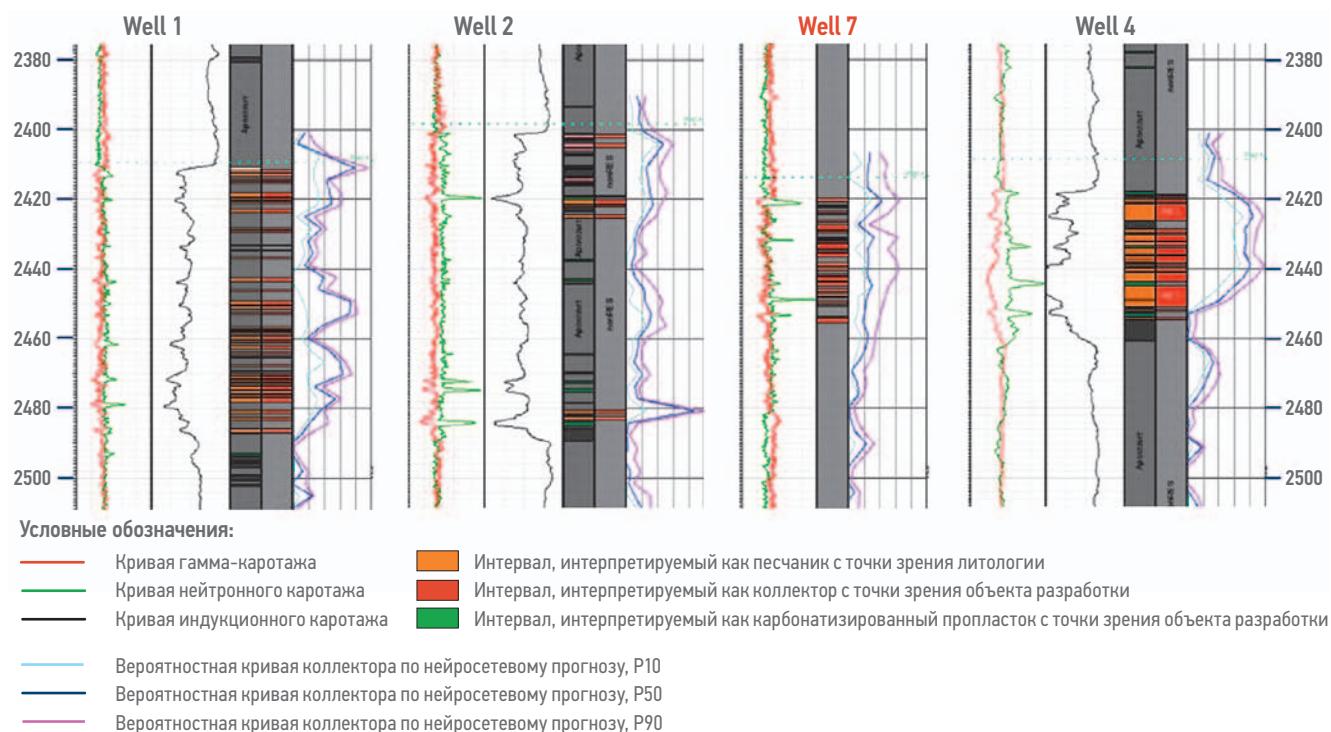


Рис. 2. Проверка точности нейросетевого прогноза коллекторских свойств по новой скважине Well 7. Составлено авторами
Fig. 2. Checking the accuracy of the neural network forecast of reservoir properties for the new Well 7. Prepared by the authors

объёмного тренда и далее модель наполнялась кубами параметров уже традиционными методами моделирования.

ПРИМЕРЫ

Все примеры иллюстрируют участки крупного нефтяного месторождения на этапе эксплуатации в центральной части Западной Сибири. Технология нейросетевого прогноза применялась при построении секторных геологических моделей участков залежей для принятия оперативных решений при планировании бурения горизонтальных и наклонно-направленных эксплуатационных скважин в условиях больших геологических неопределенностей при проводке скважин.

Первый пример показал эффективность использования технологии прямого нейросетевого прогноза нефтенасыщенных толщин на участке месторождения, ранее не рассматриваемом для бурения скважин согласно полученных данных по трем соседним скважинам (Well 1, Well 2, Well 3) (рис. 3). На данном участке изучаемый пласт морфологически находится в зоне предполагаемого склона шельфа, что делает практически невозможным прогноз распространения песчаных разностей в разрезе стандартными алгоритмами моделирования.

При использовании куба вероятности коллектора, полученного по результатам

применения машинного обучения, были установлены предпосылки для концентрации эффективных толщин к одному стратиграфическому уровню, что позволило запланировать пилотную программу для расширения зоны поиска коллектора (рис. 3, 6).

Как видно на рис. 5 после проходки скважины Well 7, прогнозная модель распространения коллектора в верхней части пласта подтвердилась (эффективные толщины составили 15,6 м при прогнозных 7 м), что позволило расширить зону прогноза коллектора в 3D-модели, запланировать дополнительное бурение горизонтальных скважин и увеличить экономическую эффективность всего проекта.

В дополнение хотелось отметить факт использования нейросетевого прогноза для выявления некорректных данных. В районе скважины Well 3 северо-восточнее зоны исследуемого участка, которая, казалось бы, вскрыла минимальные толщины, по результатам нейросетевого прогноза была получена высокая вероятность наличия коллектора. После детального анализа данных в скважине было выявлено занижение ФЕС по причине недостаточного комплекса исследований, и, несмотря на наличие этой скважины в обучающей выборке, куб вероятности характеризует эту зону как перспективную.

Второй пример. Для доизучения строения пласта в зону проектируемых скважин

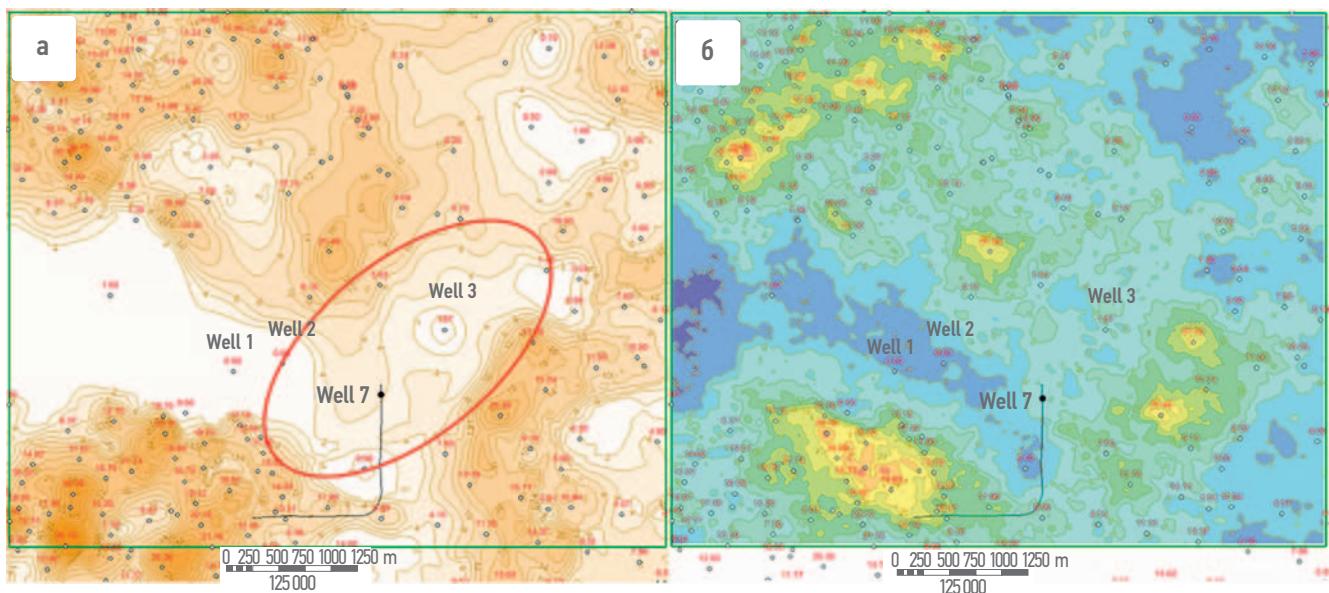


Рис. 3. а — карта эффективных нефтенасыщенных толщин, построенная с учётом скважин Well 1, Well 2, Well 3. Well 7 — проектная скважина (чёрная точка — вход в пласт), Красный эллипс — зона интереса; б — карта прогнозных эффективных нефтенасыщенных толщин на основе 3D-моделирования с применением методики нейросетевого прогноза коллектора без учета скважины Well 7. Составлено авторами

Fig. 3. а — map of effective oil-saturated thicknesses, constructed taking into account Well 1, well 2, well 3. Well 7 — a design well (black dot — entrance to the reservoir). Red ellipse — zone of interest; б — map of predictive effective oil-saturated thicknesses based on 3D modeling using the technique of neural network reservoir prediction without taking into account well 7. Prepared by the authors



Рис 4. Интегральные карты вероятности коллектора, снятые по кубу вероятности, полученные на входе нейросетевого прогноза. Составлено авторами

Fig. 4. Integral probability maps of the collector, taken from the probability cube, obtained at the input of the neural network prediction. Prepared by the authors

была заложена программа доразведки с бурением пилотных стволов (рис. 6а). Предпосылками для перспектив явилась модель, основанная на работах с привлечением методов нейросетевого прогнозирования. Однако для вышеуказанной работы были привлечены лишь скважины с данными акустического каротажа для последующего пересчета во временную область, из-за чего многие пробуренные скважины не вошли в обучающую выборку и, как оказалось, не имеют хорошей фактической корреляции с прогнозной моделью.

В связи с этим было предложено выполнить альтернативный прогноз посредством задействования алгоритмов машинного обучения и включения всей доступной выборки скважин для составления прогноза. Скважины с отсутствующими данными акустических каротажей были учтены путём расчета сейсмических кубов в глубинной области через построение скоростной модели локально в пределах рассматриваемого участка. Благодаря этому подходу для корректировки модели был использован весь доступный скважинный материал, что позволило

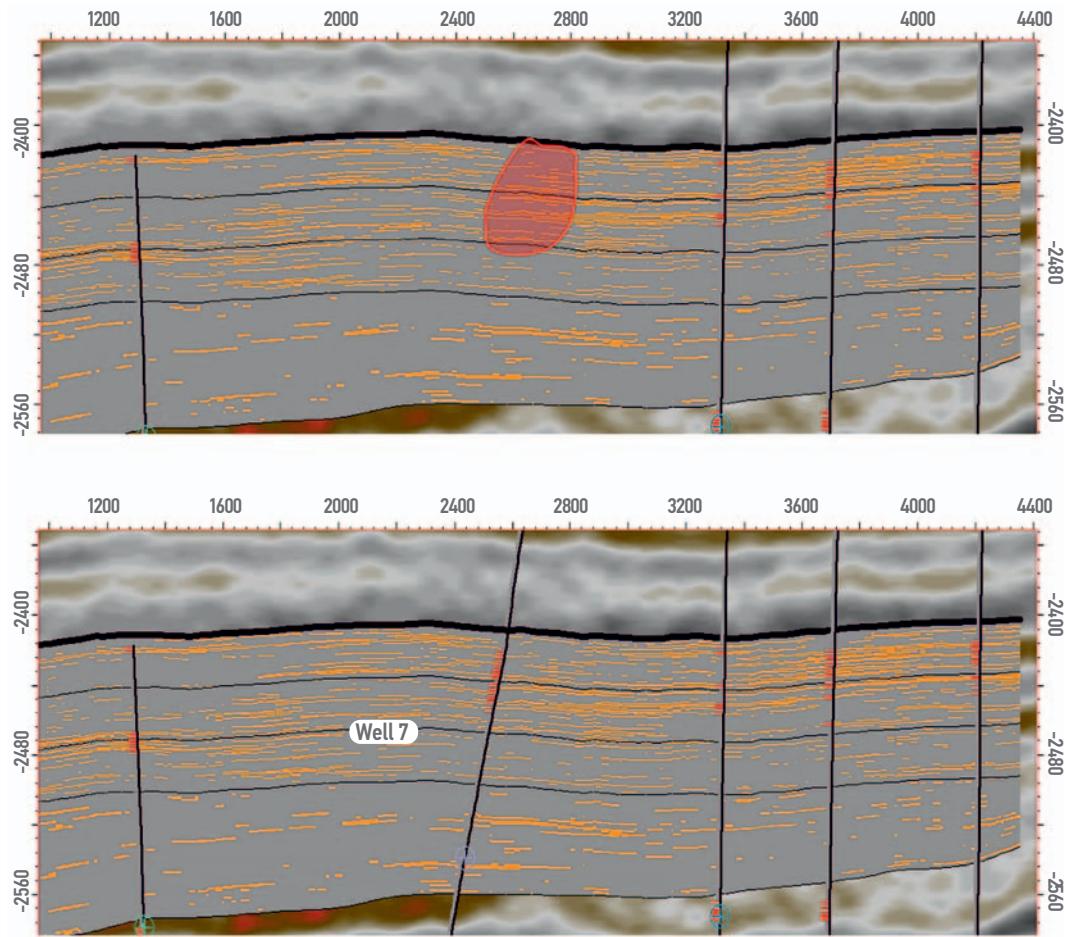


Рис. 5. Разрез трёхмерной модели коллектора с применением методики нейросетевого прогноза до бурения Well 7 (вверху) и обновлённая модель после бурения Well 7 (внизу). Консолидированный коллектор, выделенный с помощью нейросетевого прогноза (подсвеченный контур на верхнем разрезе) подтвердился скважиной Well 7.

Составлено авторами

Fig. 5. A section of a three-dimensional reservoir model using the neural network prediction technique before drilling Well 7 (top) and an updated model after drilling Well 7 (bottom). The consolidated collector selected using a neural network forecast (the highlighted contour in the upper section) was confirmed Well 7. Prepared by the authors

выявить статистический разброс возможных значений. По результатам данного прогноза перспективы данного участка подверглись пересмотру. При последующем бурении пилотных стволов были вскрыты гораздо менее оптимистичные толщины, чем предполагалось при первичном моделировании (рис. 6б, в). Кроме того, на интегральной карте куба вероятности коллектора (рис. 7) тоже отмечается некоторое снижение перспективности пласта в срединной части планируемого куста.

Привлечение всей доступной скважинной информации и выполнение альтернативного прогноза даже на этапе разведочных работ

позволяет минимизировать риски разработки путем экономического расчёта минимально рентабельного сценария. В настоящее время продолжается изучение региона эксплуатационным бурением и уточнение концептуального строения района.

Третий пример. В краевой части залежи, приуроченной к отложениям оползневого комплекса, было запланировано бурение кустовой площадки. По данным сейсмических исследований обозначены четко прослеженные на RGB-срезах границы оползневого цирка, стохастическими алгоритмами построена модель распространения коллектора с использованием общепринятого

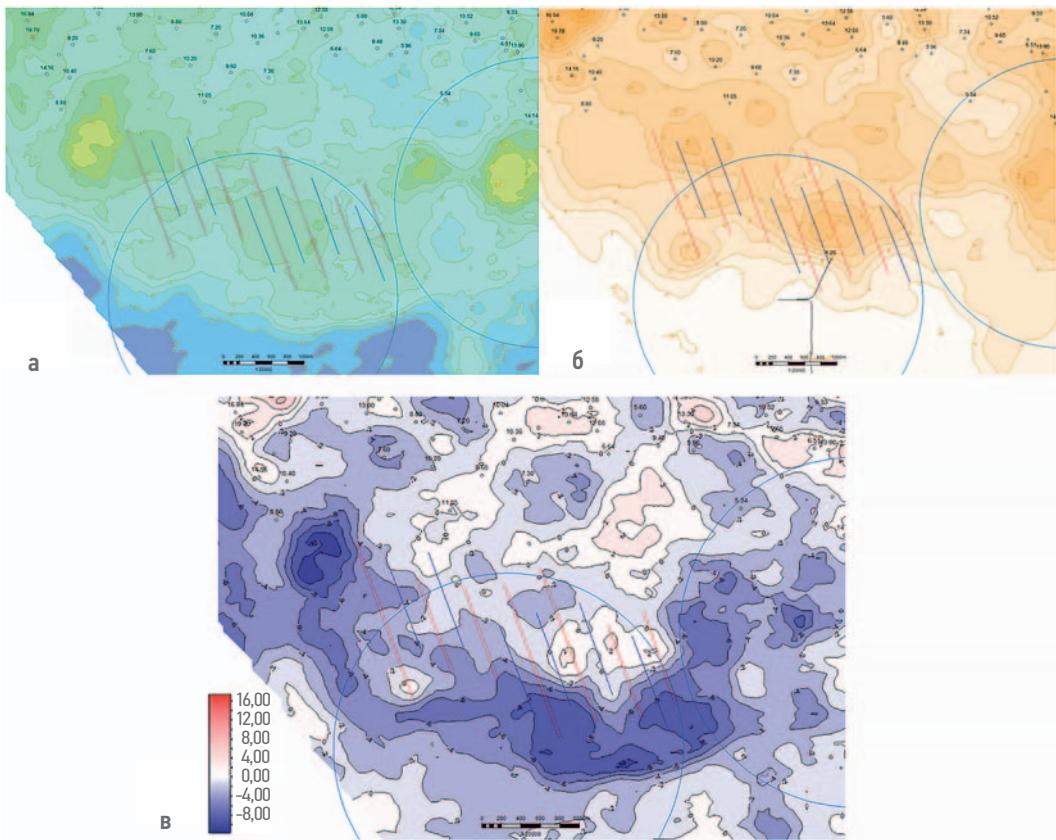


Рис. 6. а — первоначальная карта прогнозных эффективных нефтенасыщенных толщин; б — карта прогнозных эффективных нефтенасыщенных толщин, полученная с помощью нейросетевого прогноза (карта прогноза до подсадки на скважины); в — карта разности прогнозных эффективных нефтенасыщенных толщин согласно прогнозу иностранной сервисной компании, а также карты, полученной с помощью нейросетевого прогноза. Красные линии — проектные добывающие скважины, синие линии — проектные нагнетательные, голубой контур — радиус допуска бурения. Составлено авторами

Fig. 6. а — the initial map of the forecasted effective oil-saturated thicknesses; б — the map of the forecasted effective oil-saturated thicknesses obtained with the help of a neural network forecast (the forecast map before planting on wells); в — the difference map of the forecasted effective oil-saturated thicknesses according to the forecast of a foreign service company, as well as the map obtained with the help of a neural network forecast. The red lines are the design producing wells, the blue lines are the design injection wells, and the blue contour is the radius of drilling tolerance.

Prepared by the authors

описания подобных фаций. При бурении первых двух скважин на кустовой площадке получены неоднозначные данные по распределению песчаной фракции как по разрезу, так и по площади (рис. 8), в связи с чем выполнены построения с применением алгоритмов машинного обучения в ПО IP_seismic. Результаты показали, что распространение коллектора не ограничено предполагаемой границей оползня, что впоследствии подтвердил пробуренный за контуром пилотный ствол.

Помимо этого, алгоритмами машинного обучения был дан прогноз на развитие залежи в нижнем продуктивном пласте 2, ранее считавшемся нерентабельным для разработки по причине небольших толщин, вскрытых скважинами в разбуренной части (рис. 9). Пилотный ствол подтвердил эту гипотезу, что позволило не только расширить программу бурения текущего куста, но и запланировать проектирование новой экономически эффективной кустовой площадки.

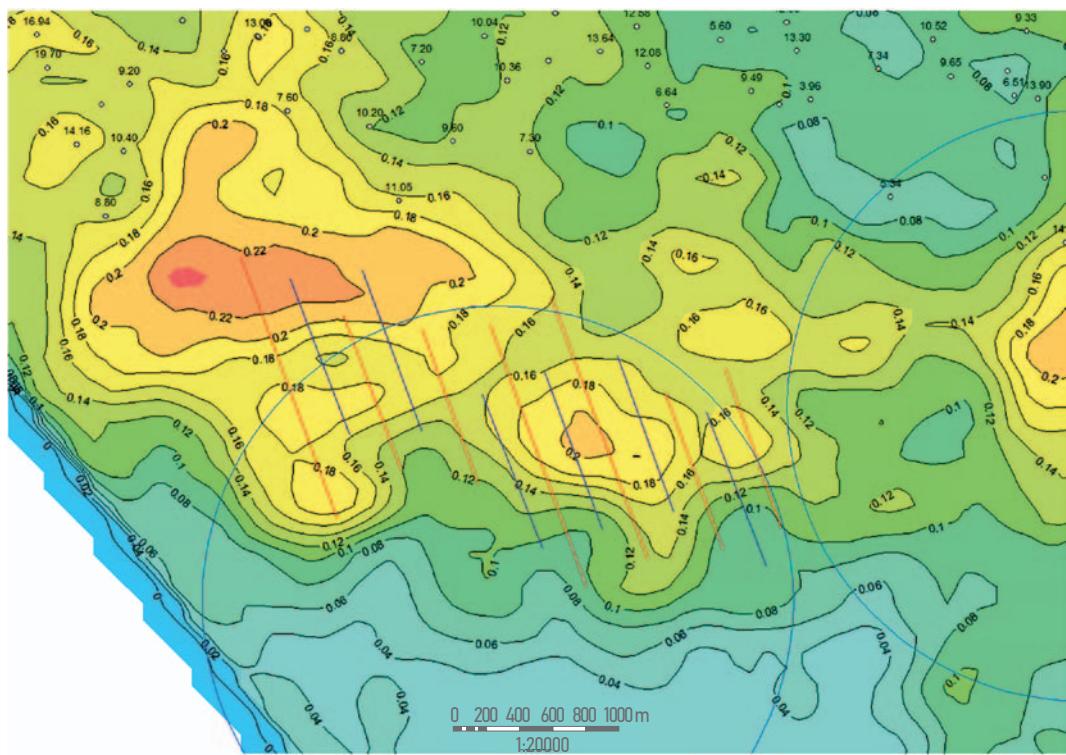


Рис. 7. Интегральная карта куба вероятности коллектора (базовый вариант_P50). Красные линии — проектные добывающие скважины, синие линии — проектные нагнетательные, голубой контур — радиус допуска бурения.

Составлено авторами

Fig. 7. Integral map of the collector probability cube (basic variant P50). Red lines — design producing wells, blue lines — design injection wells, blue contour — drilling tolerance radius. Prepared by the authors

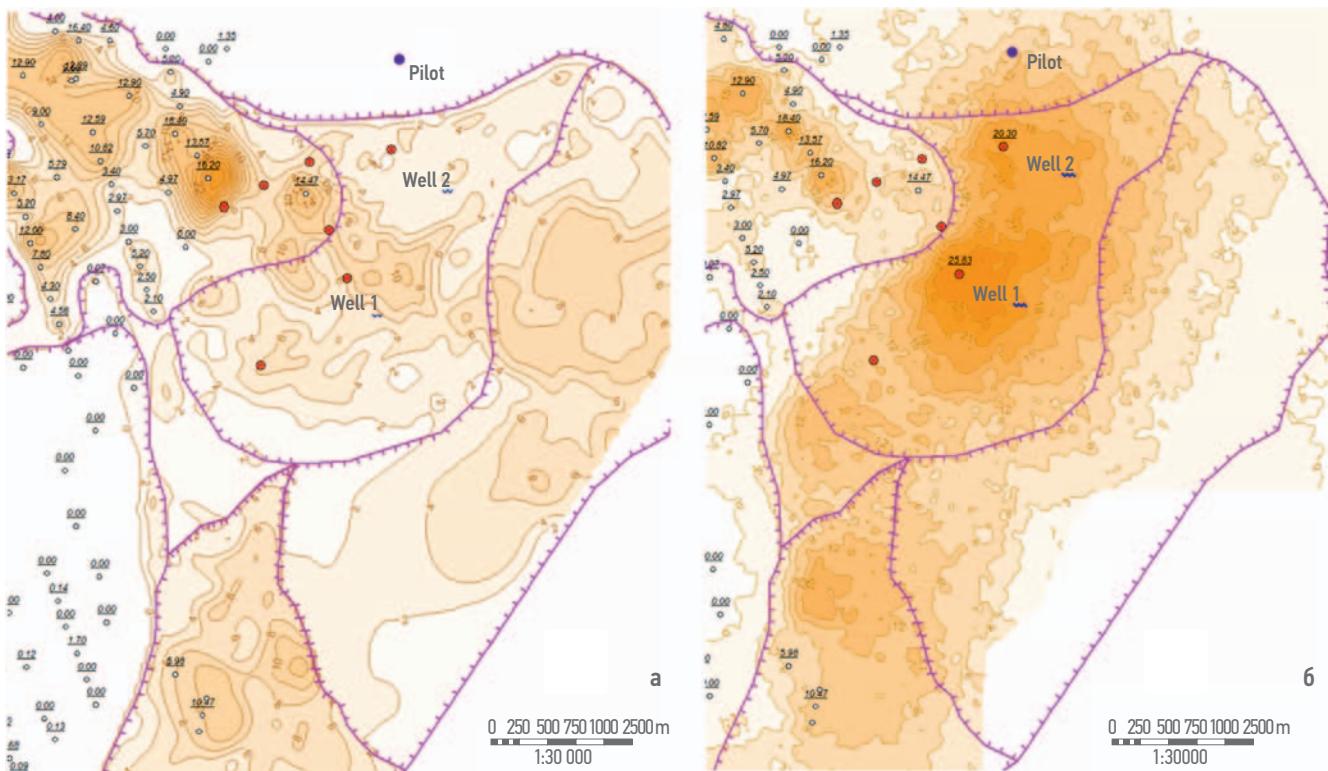


Рис. 8. Карта эффективных толщин пласта 1 до бурения (слева) и карта эффективных толщин пласта 1, полученная с помощью машинного обучения (справа). Сиреневые линии — ранее принятая линия глинитации. Составлено авторами

Fig. 8. A map of the effective thickness of reservoir 1 before drilling (left) and a map of the effective thickness of reservoir 1 obtained using machine learning (right). Lilac lines — previously adopted line of glinization. Prepared by the authors

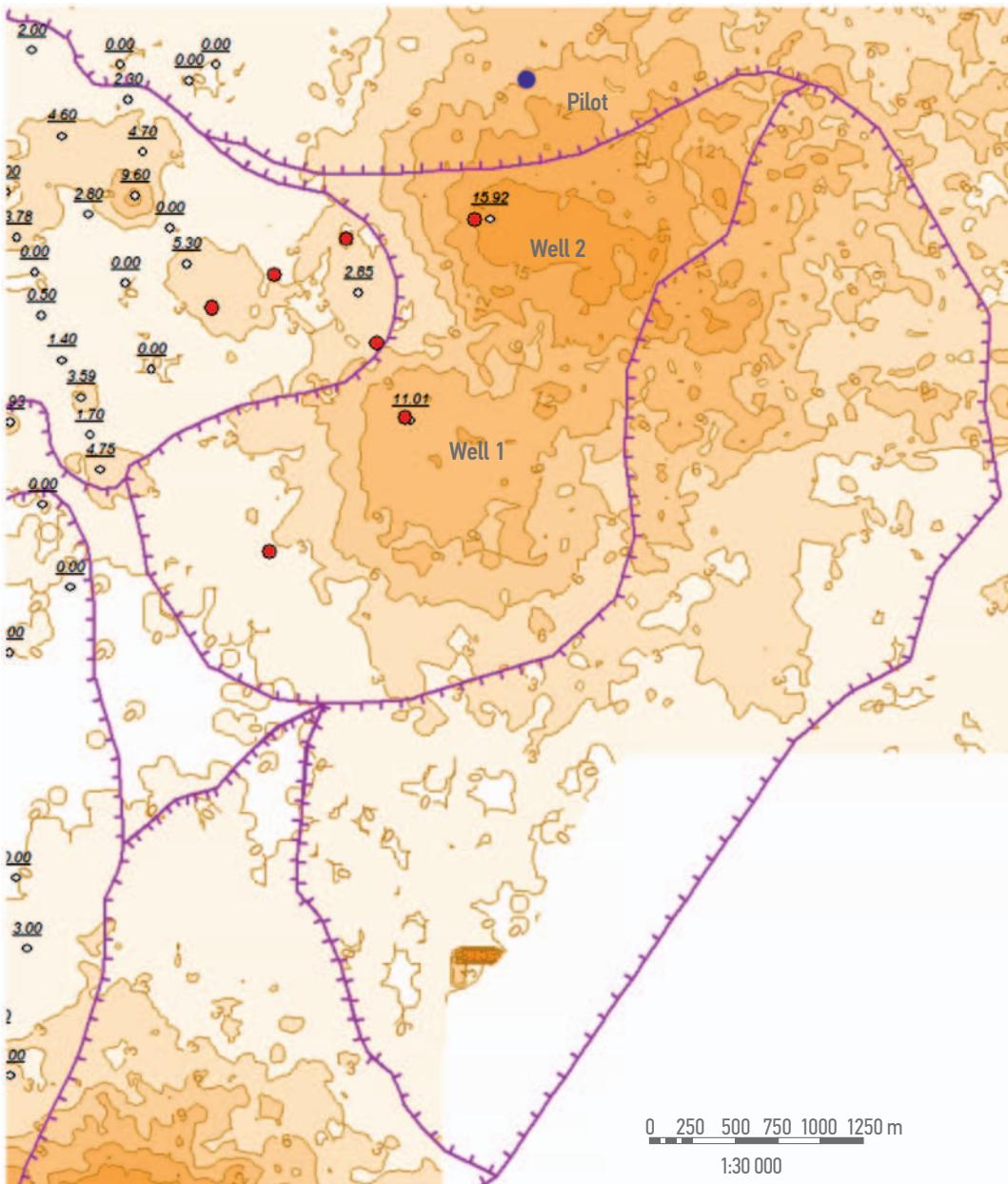


Рис. 9. Карта эффективных толщин пласта 2, полученная с помощью машинного обучения. Составлено авторами
Fig. 9. A map of the effective thickness of layer 2 obtained using machine learning. Prepared by the authors

ВЫВОДЫ

Комплексная работа по интегрированию машинного обучения в процессы геологического моделирования позволяют сделать следующие выводы:

- Нейросетевой прогноз имеет высокий потенциал для уточнения геологического строения в зоне уплотняющего бурения (пример 1), а также для задач доизучения краевых зон, ранее не затронутых бурением (пример 3).

- Предложенная методология позволяет отойти от процедуры подбора скоростного закона для скважин эксплуатационного бурения, что дает возможность задействовать весь доступный скважинный фонд для работы с сейсмическими атрибутами, что впоследствии может быть реализовано в альтернативном сценарии геологического развития региона (пример 2).
 - Алгоритмы машинного обучения способны корректно моделировать геологические процессы, минимизируя субъективизм геолога-модельера.

Список литературы

1. Kobrunov A, Priezzhev I. Hybrid combination genetic algorithm and controlled gradient method to train a neural network // Geophysics. — 2016. — vol. 81. — № 4. — Pp. 1–9.
2. Колмогоров А.Н. О представлении непрерывных функций нескольких переменных суперпозициями непрерывных функций меньшего числа переменных // Доклады Академии наук СССР. — 1957. — № 14(5). — С. 953–956.
3. Priezzhev I, Shmaryan L, Bejarano G. Non-linear multi trace seismic inversion using neural network and genetic algorithm — "Genetic Inversion" // Annual Meeting St Petersburg, EAGE, Extended Abstracts. — 2008.
4. Tikhonov A.N., Arsenin V.Y. Solutions of ill-posed problems / V.H. Winston and Sons, Washington D.C., 1977.
5. Priezzhev I.I. New age, Kolmogorov full functional neural network usage for nonlinear predictive seismic inversion / EAGE, Saint Petersburg, 2020] // Geosciences: Converting Knowledge into Resources. Saint Petersburg, Russia, 6–9 April. — 2020.
6. Приезжев ИИ Нейронные сети нового поколения на основе теоремы Колмогорова и их применение для прогнозно-инверсионных построений // ГеоЕвразия, Москва, 3–5 февраля. — 2020.

References

1. Kobrunov A, Priezzhev I. Hybrid combination genetic algorithm and controlled gradient method to train a neural network. *Geophysics*. — 2016. — vol. 81. — № 4. — Pp. 1–9.
2. Kolmogorov A.N. On the representation of continuous functions of several variables by superpositions of continuous functions of a smaller number of variables // *Reports of the USSR Academy of Sciences*. — 1957. — № 14(5). — Pp. 953–956.
3. Priezzhev I, Shmaryan L, Bejarano G. Non-linear multi trace seismic inversion using neural network and genetic algorithm — "Genetic Inversion" // *Annual Meeting St Petersburg*, EAGE, Extended Abstracts. — 2008.
4. Tikhonov A.N., Arsenin V.Y. *Solutions of ill-posed problems* / V.H. Winston and Sons, Washington D.C., 1977.
5. Priezzhev I.I. New age, Kolmogorov full functional neural network usage for nonlinear predictive seismic inversion. / EAGE, Saint Petersburg, 2020 // *Geosciences: Converting Knowledge into Resources*. Saint Petersburg, Russia, 6–9 April. — 2020.
6. Priezdev I.I. Neural networks of a new generation based on Kolmogorov's theorem and their application for predictive inversion constructions // *GeoEurasia*, Moscow, February 3–5. — 2020.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.И. Приезжев — разработал концепцию статьи, принимал непосредственное участие в разработке программного продукта и написании текста статьи. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.Е. Тайкулаков — разработчик программного комплекса в команде И. Приезжева, интегратор идей нейросетевого прогноза в вид самосто- тельной утилиты. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Л. Каюмов — принимал непосредственное участие в практической оценке результатов полученной методики, выполнял экспертную оценку полученной модели. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Леонов — принимал непосредственное участие в практической оценке результатов полученной методики, оказывал экспертно-методическую поддержку в области возможности реализации на проектируемом бурении. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.А. Горбач — принимал участие во внедрении программного продукта в НТЦ, выполнял непосредственное моделирование залежей с применением методики машинного обучения и подготовке текста статьи. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.Г. Мирошкин — осуществлял руководство проектом, оказывал методическую и экспертную поддержку в вопросах взаимодействия и коммуникации, принимал участие в написании и редактировании статьи. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ivan I. Priezzhev — developed the concept of the article, was directly involved in the development of the software product and writing the text of the article. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

Yerlan Ye. Taikulakov — software developer in the team of I. Priezdev, an integrator of neural network forecasting ideas in the form of an independent utility. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

Irek L. Kayumov — took a direct part in the practical evaluation of the results of the received methodology, performed an expert evaluation of the received model. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

Anton V. Leonov — took a direct part in the practical evaluation of the results of the obtained methodology, provided expert and methodological support in the field of the possibility of implementation on the projected drilling. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

Dmitry A. Gorbach — participated in the implementation of the software product at the Scientific Research Center, performed direct modeling of deposits using machine learning techniques and preparing the text of the article. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

Vladimir G. Miroshkin — managed the project, provided methodological and expert support in matters of interaction and communication, took part in writing and editing the article. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

В.Ю. Овечкина — занималась полным сейсмическим сопровождением проекта, расчётом сейсмических кубов, корректировкой отражающих поверхностей, выбором скоростной модели, принимала участие в написании и редактировании статьи. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Viktoriya Yu. Ovechkina — was engaged in full seismic support of the project, calculation of seismic cubes, correction of reflective surfaces, selection of a high-speed model, took part in writing and editing the article. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Иванович Приезжев — доктор технических наук, ООО «Лаборатория Приезжева» 119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр-т., д. 65.

Ерлан Енгилебекович Тайкулаков — докторант кафедры геофизики Satbayev University 050013, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Сатбаева, д. 22.
e-mail: y.taikulakov@stud.satbayev.university

Ирек Леонидович Каюмов — руководитель программы проектов по поддержке и управлению изменениями бизнес-кейсов опций развития ООО «Газпромнефть-Хантос» 628011, Россия, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.
e-mail: Kayumov.IL@hantos.gazprom-neft.ru

Антон Викторович Леонов — руководитель программы по поддержке и управлению бизнес-кейсов ООО «Газпромнефть-Хантос» 628011, Россия, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.
e-mail: Leonov.AVi@hantos.gazprom-neft.ru

Дмитрий Александрович Горбач* — главный специалист блока интегрированных решений ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75-79, литер Д.
e-mail: Gorbach.DA@gazpromneft-ntc.ru

Владимир Геннадьевич Мирошкин — руководитель проекта по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75-79, литер Д.
e-mail: Miroshkin.VG@gazpromneft-ntc.ru

Виктория Юрьевна Овечкина — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75-79, литер Д.
e-mail: Ovechkina.VU@gazpromneft-ntc.ru

Ivan I. Priezzhev — Dr. Sci. (Technology), CEO "Priezzhev's laboratory" LLC
65, Leninsky ave., 119991, Moscow, Russia.

Yerlan Ye. Taikulakov — PhD student of Geoscience (Geophysics) department of Stabayev University
22, Stabayev str., 050013, Almaty city, Republic of Kazakhstan.
e-mail: ytaikulakov@stud.satbayev.university

Irek L. Kayumov — Head of the project program for Support and Change management of business cases of development options of Gazpromneft-Khantos LLC
56, Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.
e-mail: Kayumov.IL@hantos.gazprom-neft.ru

Anton V. Leonov — Head of the program for Support and management of business cases of Gazpromneft-Khantos LLC
56, Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.
e-mail: Leonov.AVi@hantos.gazprom-neft.ru

Dmitry A. Gorbach* — Chief Specialist of the Integrated Solutions Unit of Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Gorbach.DA@gazpromneft-ntc.ru

Vladimir G. Miroshkin — Head of the product Development Project, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Miroshkin.VG@gazpromneft-ntc.ru

Victoria Yu. Ovechkina — Head of direction, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Ovechkina.VU@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

© И.В. Денисов,
В.Б. Губжоков, 2023



ОТЕЧЕСТВЕННАЯ ЭЛАСТИЧНАЯ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩАЯСЯ ЦЕМЕНТНАЯ СИСТЕМА КАК МЕТОД ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С МЕЖКОЛОННЫМ ДАВЛЕНИЕМ И МЕЖПЛАСТОВЫМИ ПЕРЕТОКАМИ

И.В. Денисов^{1,*}, В.Б. Губжоков²

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

²ООО «НЕФТЕСЕРВИС», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Denisov.iv@gazprom-neft.ru

Введение. В процессе строительства скважины производится цементирование обсадных колонн. На качество цементирования влияет множество факторов, таких как скорость потока цементного раствора, степень центрирования обсадной колонны, параметры бурового и цементного растворов и т.д. В случае некачественного цементирования либо воздействия циклических нагрузок может происходить нарушение целостности цементного камня, что, в свою очередь, может привести к заколонным перетокам и возникновению межколонного давления (МКД), грифонов. Предотвращение и ликвидация МКД является нетривиальной задачей.

Целью данной статьи является описание факторов, влияющих на качество цементирования, а также приведены результаты лабораторных испытаний эластичной самовосстанавливющейся цементной системы (СВЦ), способствующей предотвращению и ликвидации заколонных перетоков.

Материалы и методы. В работе использованы отраслевые методики испытания цементного раствора и камня, уникальное лабораторное оборудование для проверки способности цементного камня к самовосстановлению при контакте с углеводородной средой.

Результаты. Подтверждено самовосстановление цементной матрицы при контакте последней с углеводородной средой (нефть, газоконденсат). Оценен потенциал использования СВЦ для предотвращения и ликвидации межколонных перетоков при нарушении цементной матрицы в процессе эксплуатации скважины.

Заключение. В статье описаны результаты фактического лабораторного испытания СВЦ, а также потенциал его применения.

Ключевые слова: межколонные давления, МКД, межпластовые перетоки, целостность скважин, самовосстанавливающийся цемент, СВЦ, эластичный цемент

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Денисов И.В., Губжоков В.Б. Отечественная эластичная самовосстанавливющаяся цементная система как метод предупреждения и борьбы с межколонным давлением и межпластовыми перетоками. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):40–49. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-40-49>

Статья поступила в редакцию 05.12.2022

Принята к публикации 13.02.2023

Опубликована 17.07.2023

DOMESTIC ELASTIC SELF-HEALING CEMENT SYSTEM AS A METHOD OF PREVENTING AND ELIMINATION OF SUSTAINED CASING PRESSURE AND PRODUCTIVE LAYERS OVERFLOWS

Ivan V. Denisov^{1,*}, Vitaly B. Gubzhokov²

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²Nefteservice LLC, RF, Tyumen

E-mail: Denisov.iv@gazprom-neft.ru

Background. During the construction of the well, the casing strings are cemented. In turn, the quality of cementing is influenced by many factors, such as the flow rate, the casing standoff, the parameters of drilling mud and cement slurry, etc. In the case of poor-quality cementing, or the impact of cyclic loads, a violation of the integrity of the cement stone may occur, which in turn can lead to leaks in cement stone and the occurrence of sustained casing pressure (SCP). Prevention and elimination of SCP is a non-trivial task.

The aim of this article is to describe the factors affecting the quality of cementation, as well as the results of laboratory tests of an elastic self-healing cement system (SHC), which helps to prevent and eliminate SCP.

Materials and methods. Industry-specific methods of testing cement slurry and cement stone were used. Unique laboratory equipment was used to test the ability of cement stone to self-heal in contact with hydrocarbons.

Results. Self-healing of the cement matrix upon contact with hydrocarbons (oil, gas condensate) has been confirmed. The potential of using the SHC to prevent and eliminate intercolonial flows in case of violation of the cement matrix during the operation of the well is estimated.

Conclusions. The article describes the results of the actual laboratory testing of the SHC, as well as the potential of its application.

Keywords: sustained casing pressure, SCP, productive layers overflow, well integrity, self-healing cement, SHC, elastic cement

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

For citation: Denisov I.V., Gubzhokov V.B. Domestic elastic self-healing cement system as a method of preventing and elimination of sustained casing pressure and productive layers overflows. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):40–49. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-40-49>

Manuscript received 05.12.2022

Accepted 13.02.2023

Published 17.07.2023

ПРОБЛЕМА МКД

При строительстве скважин необходимым условием является качественная изоляция вскрытых пластов и предотвращение за-колонных перетоков, исключение возникновения межколонного давления (МКД), межколонных перетоков и обводнения продуктивного пласта. Как показывает практика, при всех технологических решениях добиться стопроцентной изоляции пластов не всегда представляется возможным. При анализе опыта бурения скважин по всему миру наблюдается относительно большой процент скважин с наличием межколонных давлений. Необходимо отметить, что какого-либо централизованного сбора статистических данных по МКД как в России, так и в мире не проводится. При обзоре открытых источников информации, были выявлено что, например, на Астраханском ГКМ по состоянию на 1998 год количество скважин с межколонным давлением составило 76–84 % [12, 14], для Заполярного месторождения по состоянию на 2007 год — около 56 % [16]. Если обратиться к статистическим данным по другим странам, например, в США, в Мексиканском заливе, — 42 % скважин с МКД по состоянию на 2003 год [2, 5], в Колорадо — 21 % по состоянию на 2021 год [7] и т.д. Анализ данных по наличию МКД на скважинах не позволяет выявить какую-либо закономерность возникновения МКД, т.е. ни одна компания не может быть застрахована от возникновения МКД на добывающем фонде. В свою очередь, для эксплуатации скважин с МКД необходимо разработка дополнительных мероприятий, в том числе и в нормативно-правовой области [15], которые должны обеспечить безопасную эксплуатацию таких скважин с учетом всех возможных рисков. В случае если контролировать и регулировать межколонное давление не представляется

возможным даже путем проведения ремонтно-изоляционных работ, то необходима ликвидация скважины, что несет прямые убытки добывающим предприятиям. Наиболее опасным видом заколонного перетока флюида является грифон — внезапный прорыв флюида на поверхность (чаще всего газа), движущегося под большим давлением по затрубному пространству скважины, минуя запорную арматуру. Грифон может являться причиной возникновения техногенных аварий, загрязнения окружающей среды и т.д. Ликвидация МКД и его последствий связана с дорогостоящими ремонтно-изоляционными работами, стоимость которых может достигать нескольких десятков миллионов рублей, и наиболее благоприятным сценарием было бы применение превентивных технологий, направленных на предотвращение МКД. В случае возникновения МКД ликвидация должна выполняться с наименьшими затратами времени и ресурсов.

САМОВОССТАНОВЛЕНИЕ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ, НАБУХАЮЩЕГО ПРИ КОНТАКТЕ С УГЛЕВОДОРОДОМ, ПОДТВЕРЖДЕНО НА УНИКАЛЬНОМ ЛАБОРАТОРНОМ СТЕНДЕ

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВ

На качество изоляции пластов влияет несколько факторов, которые можно разделить на два блока. К первому блоку можно отнести качество замещения бурового раствора цементным. Ко второму блоку — параметры цементного камня и его целостность в период жизни скважины, способность к противодействию циклическим



Рис. 1. Факторы, влияющие на качество изоляции пластов. Составлено авторами
Fig. 1. Factors affecting the quality of zonal isolation. Compiled by the authors

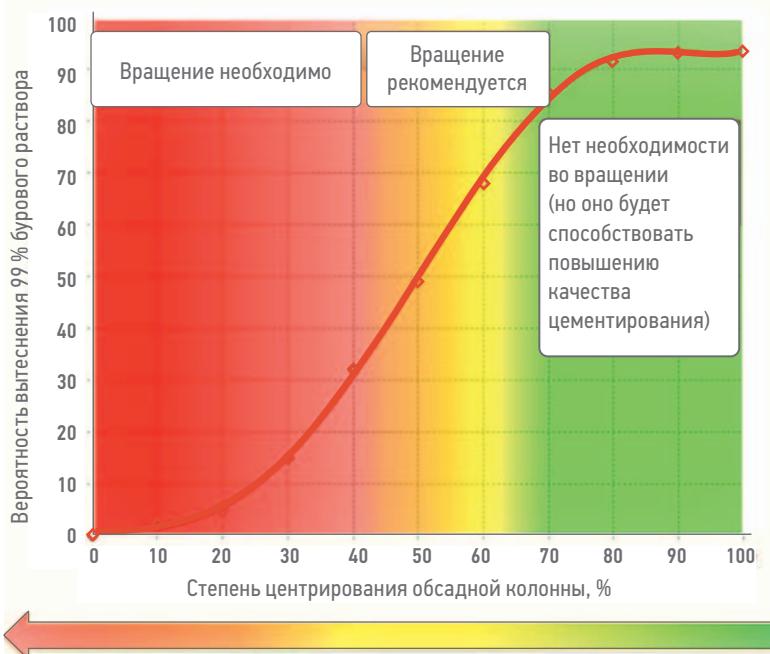


Рис. 2. Критерии применения цементирования с вращением обсадной колонны [11]
Fig. 2. Criteria for the application of casing rotation while cementing [11]

воздействиям (бурение под следующую секцию, перепад температур, добыча углеводородов, нагнетание жидкостей, опрессовки и т.д.), стойкость к агрессивным средам, прочность, проницаемость (рис. 1) и др. Очевидно, что независимо от тампонажного состава, который будет закачиваться в скважину, в случае некачественного замещения бурового раствора добиться требуемых целей

по изоляции перекрываемых горизонтов невозможно. Без выполнения всех мероприятий, влияющих на факторы первого блока, эффективность параметров второго блока будет ниже ожидаемых. Таким образом, в первую очередь необходимо обеспечить качество замещения бурового раствора цементным и далее выполнить подбор структурно-механических и химических свойств цементного камня. Согласно данным [11, 17] на качество замещения бурового раствора цементным влияет движение обсадной колонны во время цементирования, такое как расхаживание и вращение, при этом вращение обсадной колонны оказывает большее влияние на качество замещения, чем расхаживание. Во время движения обсадной колонны в процессе цементирования вовлекается больше застойных зон с гелированным буровым раствором, что в итоге улучшает качество замещения бурового раствора цементным. Особенно критично применение вращения обсадной колонны, когда добиться высокой центрации обсадной колонны не представляется возможным (рис. 2).

Движение обсадной колонны в процессе цементирования важно, но не всегда по технико-экономическим причинам возможно к применению. Для повышения качества замещения необходимо провести моделирование в специализированных ПО для подбора скорости закачки, реологических параметров цементного раствора и буферных жидкостей, расположения центрирующих элементов и т.д. Как показывает практика, выполнение всех рекомендаций по качеству замещения не гарантирует герметичность крепи, т.к. в процессе эксплуатации скважин цементный камень испытывает постоянные циклические нагрузки (давление, температура и др.), что может привести к микропорам и возникновению МКД.

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МКД

Снизить вероятность появления трещин в цементном камне и, как следствие возникновения МКД, позволяет применение эластичных добавок в цементном камне либо использование цементно-смолистых систем [6, 9, 10]. Степень эластичности цементного камня определяется рядом показателей, таких как модуль Юнга и коэффициент Пуассона. У стандартного тампонажного камня класса «G» нормальной плотности модуль Юнга варьируется от 10 до 15 ГПа. Применение же специальных эластомеров в составе

цементного раствора позволяет добиться показателя модуля Юнга 5 ГПа и ниже. Технология применения эластичных цементных систем эффективнее относительно стандартных цементных растворов, но при этом риск возникновения нарушения цементного камня полностью не исключается, что приводит к появлению МКД и ремонтно-изоляционным работам.

Известны методики по предотвращению МКД при которых создается противодавление в межколонном пространстве на время затвердевания цементного раствора с целью повышения его адгезии к обсадной колонне и породе, а также создание дополнительного противодавления на продуктивные пласти [8]. Другой технологией по предотвращению МКД является применение самовосстанавливающихся цементных систем (СВЦ). СВЦ — это системы, в состав которых включаются специальные добавки (в основном высокомолекулярные полимеры), которые на границе контакта с углеводородной средой вступают в реакцию, образуя прочный гель, с помощью которого восстанавливают целостность цементного камня [3, 4]. Схема процесса восстановления цементной матрицы показана на **рис. 3**.

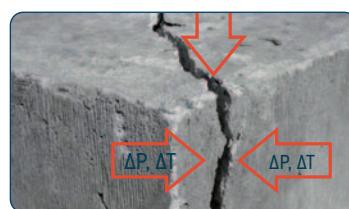
Так же известны способы восстановления бетонных конструкций, применяемых в области гражданского строительства. Так, в состав цементного раствора добавляют бактерии, которые при попадании в водную среду «оживают», результатом их жизнедеятельности является карбонат кальция (CaCO_3), закупоривающий имеющиеся трещины в цементном камне. Рассмотрим принципы восстановления целостности цементной матрицы. При использовании так называемого самовосстанавливающегося «биоцемента» необходима длительная и кропотливая подготовка, а также лабораторные работы по подбору необходимого штамма бактерий, которые впоследствии будут выращены в специализированных инкубаторах в достаточных объемах и необходимой чистоты. При приготовлении СВЦ применяются различные типы бактерий, такие как *Bacillus*, *Sporosarcina*, *Clostridium* и *Desulfotomaculum* [13]. Учеными Политехнического института Дальневосточного федерального округа совместно с учеными из Индии и Ирана были проведены опыты по добавлению в бетон водного концентрата с бактериями *Bacillus cohnii*. Во время эксперимента бактерии активировались после того, как трещины в бетоне получили доступ к влаге и кислороду. В течение 28 дней трещины шириной от 0,2 до 0,6 мм были ликвидированы, прочность бетона восстановлена (**рис. 4**). После окончания

процесса восстановления цементного камня бактерии *Bacillus cohnii* «засыпают» и могут сохранять свою жизнеспособность в течение 200 лет [1]. Несомненным плюсом применения бактериальной методики восстановления цементного камня является то, что в процессе самовосстановления сами бактерии не умирают, т.е. процесс самовосстановления может продолжать в течение всего биологического срока жизни самой бактерии. При этом разработка и применение бактериальных штаммов, активирующихся углеводородами, может быть опасным с точки зрения загрязнения продуктивных пластов, как это уже случалось в случае загрязнения пластов сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ).

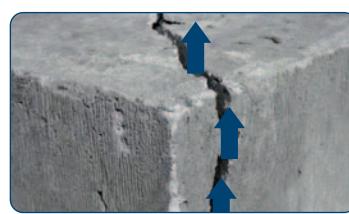
Кроме того, этот метод самовосстановления неприменим в области строительства нефтяных и газовых скважин из-за большого диапазона давления, температуры и необходимости сохранения прокачиваемости



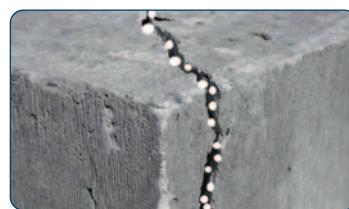
1. Формирование цементного камня при первичном цементировании



2. Нарушение целостности цементного камня в процессе эксплуатации под воздействием давления и температуры



3. Поступление пластовых флюидов в интервал негерметичности



4. Начало набухания наполнителей при взаимодействии с пластовым флюидом



5. Полная герметизация трещин

Рис. 3. Принципиальная схема восстановления цементной матрицы.

Составлено авторами

Fig. 3. Schematic diagram of healing of the cement matrix. Compiled by the authors

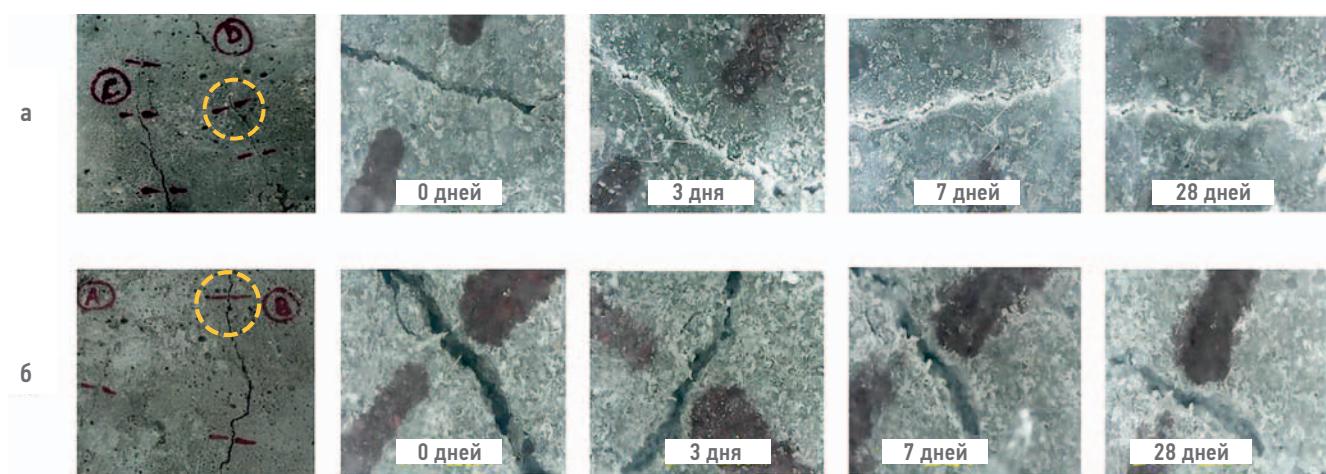


Рис. 4. Процесс самозалечивания трещин под действием бактерий [1]
Fig. 4. The process of healing cracks under the action of bacteria [1]

цементного раствора в определенном интервале времени, а также ввиду требований к физико-механическим свойствам раствора и цементного камня.

Наибольшее распространение в мире получила технология с добавлением в цементный раствор полимеров, набухающих при контакте с углеводородами. До недавнего времени на российском рынке единственными поставщиками технологии СВЦ в области цементирования скважин были импортные компании, но в рамках импортозамещения компанией ООО «Нефтесервис» была разработана отечественная цементная система с применением высокомолекулярных полимеров российского производства.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭЛАСТИЧНОЙ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩЕЙСЯ ЦЕМЕНТНОЙ СИСТЕМЫ (СВЦ)

В лаборатории научно-образовательного центра «Газпромнефть-ИТМО» совместно с ООО «Нефтесервис» были подобраны рецептуры облегченного и тяжелого самовосстановливающихся эластичных цементных растворов для условий одного из месторождений компании «Газпром нефть». Тестирование цементных растворов проводилось по методикам, описанным в международном стандарте ИСО 10426-2 «Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования. Часть 2. Испытания цементов». Были подобраны и испытаны две цементные системы: СВЦ-150, СВЦ-190, определены следующие параметры цементных растворов:

- плотность,
- водоотдача,

- водоотделение,
- реология,
- время переходного периода,
- время загустевания,
- структурно-механические свойства (прочность, модуль Юнга, коэффициент Пуассона).

Результаты испытаний представлены в **табл. 1 и 2**.

Как видно из полученных результатов, цементные камни обладают более низкими значениями модуля Юнга относительно стандартных цементных систем (10–15 ГПа), т.е. подобранные системы будут способствовать большей стойкости цементного камня к циклическим нагрузкам в процессе эксплуатации скважины. Модуль Юнга и коэффициент Пуассона измерялись при скважинных условиях (рис. 5, 6).

ПРОЦЕДУРА ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Для испытания цементного камня на способность к самовосстановлению при контакте с углеводородом был собран уникальный лабораторный стенд (рис. 7). В образце цементного камня СВЦ был искусственно создан канал диаметром 2 мм, при этом формирование цементного камня происходило при скважинной температуре. Образец поместили в испытательный стенд для определения его самовосстановляющейся способности при контакте с углеводородом при прокачивании нефти через канал под давлением. На выходе получили переток-циркуляцию жидкости по сформированному каналу при воздействии давления

Таблица 1. Результаты лабораторных испытаний СВЦ-150. Составлено авторами
Table 1. Results of SHC-150 lab testing. Compiled by the authors

Показатель		Результат испытаний							
Удельный вес, г/см ³		1,48							
Выход раствора, м ³ /т		1,06							
Водосмесевое отношение, В/С		0,59							
Время загустевания до 30 Вс (при t = 50 °C, P = 31 МПа), час		03:56							
Время загустевания до 70 Вс (при t = 50 °C, P = 31 МПа), час		04:01							
Время набора прочности 0,35 МПа (t = 50 °C, P = 14 МПа), час		08:00							
Время набора прочности 3,5 МПа (t = 50 °C, P = 14 МПа), час		22:39							
Ультразвуковая прочность на сжатие через 12 ч (t = 50 °C, P = 14 МПа), МПа		1,65							
Ультразвуковая прочность на сжатие через 24 ч (t = 50 °C, P = 14 МПа), МПа		3,57							
Время переходного периода SGS (lb/100 ft2) (t = 50 °C, P = 31 МПа), минут		36							
Прочность на сжатие (деструктивный метод) через 24 ч (при t = 38 °C), МПа		4,1							
Модуль Юнга (при t = 50 °C, P = 31 МПа), ГПа		4,86							
Водоотдача (при t = 50 °C), мл/30 мин		48							
Водоотделение, %		0							
Реологические параметры (замер с боб-2)									
Об/мин	300	200	100	60	30	6	3	СНС (10 сек), Па	СНС (10 мин), Па
При t = 50 °C, град	28	21	12,5	8,5	5	2	1	1	4
Пластическая вязкость (при t = 31 °C), мПа*с						23			
Динамическое напряжение сдвига (при t = 31 °C), Па						2,39			

Таблица 2. Результаты лабораторных испытаний СВЦ-190. Составлено авторами
Table 2. Results of SHC-190 lab testing. Compiled by the authors

Показатель		Результат испытаний	
Удельный вес, г/см ³		1,87	
Выход раствора, м ³ /т		0,72	
Водосмесевое отношение, В/С		0,37	
Время загустевания до 40 Вс (t = 53 °C, P = 42 МПа), час		03:28	
Время загустевания до 70 Вс (t = 53 °C, P = 42 МПа), час		03:35	
Время набора прочности 0,35 МПа (t = 68 °C, P = 20 МПа), час		06:08	
Время набора прочности 3,5 МПа (t = 68 °C, P = 20 МПа), час		07:26	
Ультразвуковая прочность на сжатие через 12 ч (t = 68 °C, P = 20 МПа), МПа		17	
Время переходного периода SGS (lb/100 ft2) (t = 53 °C, P = 42 МПа), минут		29	
Прочность на сжатие (деструктивный метод) через 24 ч (при 68 °C), МПа		17,35	
Модуль Юнга (при t = 68 °C, P = 42 МПа), ГПа		8,85	
Водоотдача мл/30 мин (при t = 53 °C)		28	
Водоотделение, %		0	
Реологические параметры вискозиметра (боб-2)			
Об/мин	300	200	100
При 53 °C, град	60	44	25
Пластическая вязкость (при t = 45 °C), мПа*с			53
Динамическое напряжение сдвига (при t = 45 °C), Па			3,83

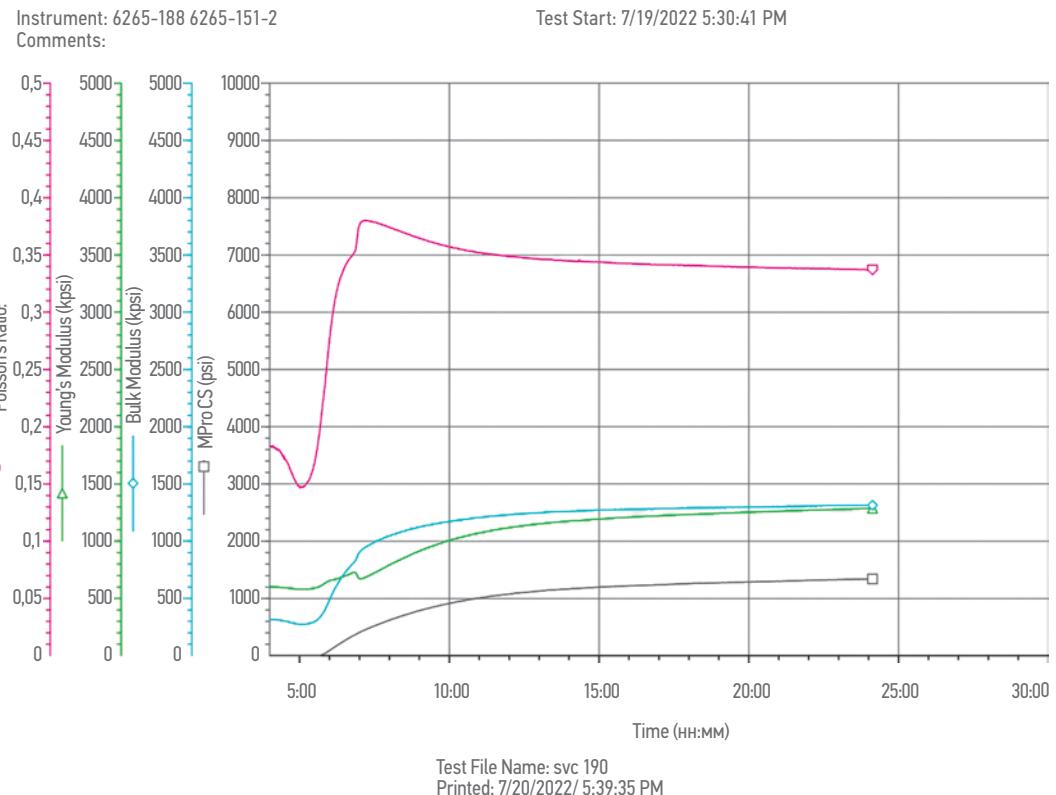


Рис. 5. Структурно-механические свойства СВЦ-190. Составлено автором с использованием прибора Chandler Model 6265 MPRO
Fig. 5. Mechanical properties of SHC-190. Compiled by the author using the Model 6265 MPRO

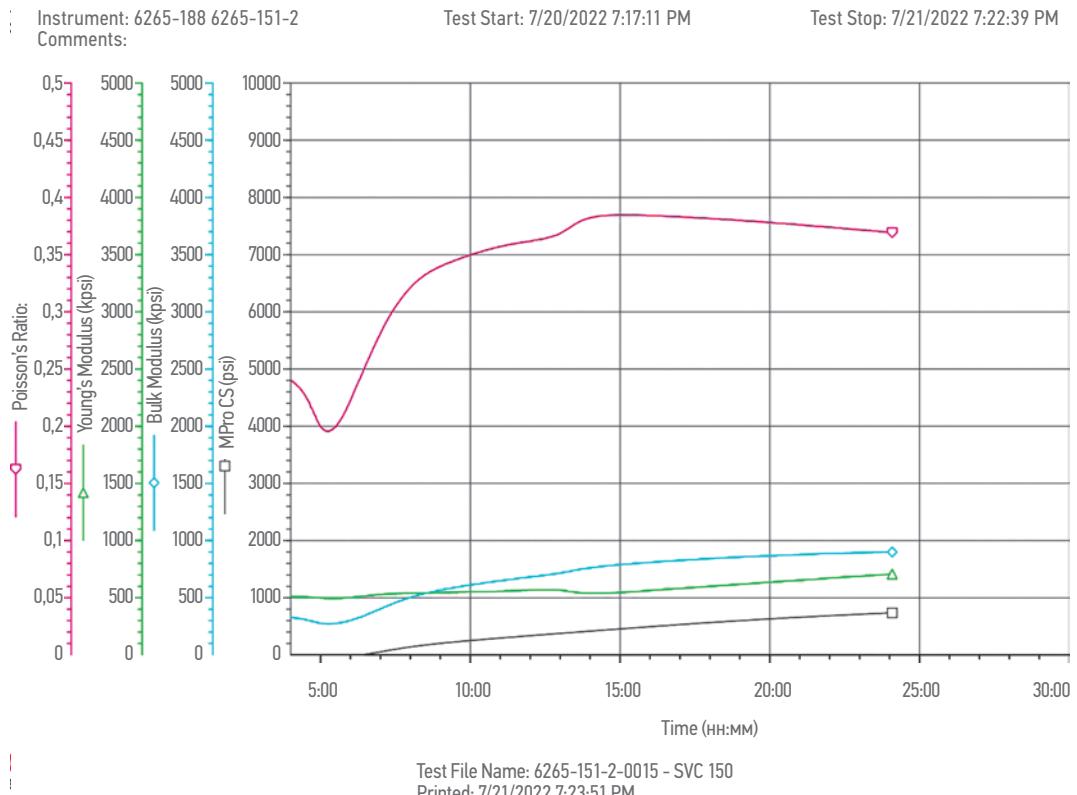


Рис. 6. Структурно-механические свойства СВЦ-150. Составлено автором с использованием прибора Chandler Model 6265 MPRO
Fig. 6. Mechanical properties of SHC-150. Compiled by the author using the Model 6265 MPRO



Рис. 7. Стенд для испытания цементного камня на способность к самовосстановлению при контакте с углеводородом. 1 — кран регулятора давления; 2 — манометр; 3 — цилиндр с углеводородом; 4 — запорная арматура; 5 — цилиндр с образцом цементного камня. Составлено авторами

Fig. 7. Laboratory equipment for testing cement stone for the ability to self-heal in contact with hydrocarbons.
1 — pressure valve; 2 — pressure gauge; 3 — cylinder with hydrocarbon; 4 — shut-off valve; 5 — cylinder with cement sample. Compiled by the authors



Рис. 8. Процесс формирования герметизирующего геля при контакте СВЦ с углеводородом. Составлено авторами
Fig. 8. The process of forming a sealing gel upon contact of SHC with hydrocarbons. Compiled by the authors

в 0,5 атм. После подтверждения заполнения канала нефтью давление в установке было снижено до атмосферного. Через 16 часов нахождения образца в контакте с углеводородной средой была зафиксирована герметичность канала: при давлении 3,5 атм на резервуар с жидкостью перетока-циркуляции не обнаружено. После проведения испытания образец цементного камня системы СВЦ был извлечен и расколот по месту прохождения канала, заполненного герметизирующим гелем. Дополнительно в образце цементного камня системы СВЦ методом механической нагрузки создали трещины, которые впоследствии с помощью шприца заполнили нефтью. Через 40–50 минут визуально видно образование герметизирующего геля в трещинах (рис. 8).

ВЫВОДЫ

В рамках выполненной работы были выделены основные факторы, влияющие на качество цементирования, был проведен обзор известных в мировой практике технологических решений по механизмам «самозалечивания» трещин в цементной матрице. В результате лабораторных испытаний были подтверждены эластичные свойства отечественного СВЦ, а также его способность к восстановлению нарушенной цементной матрицы при контакте с углеводородом. Технология СВЦ имеет высокий потенциал использования на месторождениях Российской Федерации для предотвращения возникновения заколонных перетоков и МКД.

Список литературы

1. Arunachalam Sumathi, Gunasekaran Murali, Dharmalingam Gowdhaman, Mugahed Amran, Roman Fediuk, Nikolai Ivanovich Vatin, Ramamurthy Deeba Laxme, Thillai Seenu Gowsika. Development of Bacterium for Crack Healing and Improving Properties of Concrete under Wet-Dry and Full-Wet Curing. *MDPI*. Published in 11 December 2020. <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/24/10346/html>
2. Bourgoyn A.T., Scott S.L., James B.R. Sustained Casing Pressure in Offshore Producing Wells // Paper presented at the Offshore Technology Conference, — Houston, Texas. — May 1999. <https://doi.org/10.4043/11029-MS>
3. Noshi C. I., Schubert J.J. Self-Healing Biocement and Its Potential Applications in Cementing and Sand-Consolidation Jobs: A Review Targeted at the Oil and Gas Industry. *Paper was presented at the SPE Liquids-Rich Basins Conference-North America held in Midland. — TX, USA. — 05–06 September 2018. — SPE-191778-MS*.
4. Noshi C.I., Schubert J.J. A Novel Microbially Induced Self-Healing Cement/Concrete for Underwater Concrete Offshore Structures. *Paper was presented at the SPE/IADC Drilling International Conference and Exhibition held in The Hague. — The Netherlands, 5–7 March 2019. — SPE/IADC-194173-MS*.
5. Davies R.J. et al. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. — 2014. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.03.001>
6. Susliakov I., Shevchuk T., Alekseev A., Dryaba A., Alyakin A., Sekachev O. Well Cementing with Elastic Properties Cement Stone and Liner Rotation is the Key to the Successful Development of Hard-to-Recover or Tight Oil Reserves from Bazhenov Formation. *Paper was presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference, Baku, Azerbaijan, October 2019. SPE-198366-MS*.
7. Lackey G., Rajaram H., Bolander J., Sherwood O.A., Ryan J.N., Shih C.Y., Bromhal G.S., Dilmore R.M. Public data from three US states provide new insights into well integrity // Proceedings of the National Academy of Sciences. — 2021.
8. Miklyae M.V., Denisov I.V., Gavrilin I.M. Development and Implementation of the Method of Cementing Production Casing 178 mm with Pressure on the Cement Slurry on the East Part of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field. *Paper was presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. Virtual, October 2021, SPE-206454-MS*.
9. Vikrant Wagle, Abdullah Saleh Al-Yami, Sara AlKhala, Khawlah Abdulaziz Alanqari, Wajid Ali and Faisal Abdullah Al-Turki. Novel Resin-Cement Blend to Improve Well Integrity. *Paper was presented at the SPE International Conference on Oilfield Chemistry held in The Woodlands. — Texas, USA. — 6–7 December, 2021. — SPE-204279-MS*.
10. Wajid Ali, Freddy Jose Mata, Ahmed Atef Hashmi, Abdullah Saleh Al-Yami. Application of Resin-Cement Blend to Prevent Pressure Build-Up in Casing to Casing Annulus CCA: A Novel Approach to Improve Well Integrity. *Paper was presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE. — 25–27 May 2021. — SPE/IADC-202103-MS*.
11. William Turner, Derek Adam, Kenneth Mike Cowan, Diego Tellez, and John Willis. Casing Rotation for Improved Cement Quality in Unconventional Horizontal Wellbores. *Paper was presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Calgary, Alberta, Canada, 30 Sep — 2 October 2019. — SPE-196232-MS*.
12. Аззамов Ф.А., Измукамбетов Б.С., Каримов Н.Х., Маслюков М.Р. Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин. Самара, 1998.
13. Аль Дулайми Салман Дауд Салман. Самовосстановливающиеся бетоны, модифицированные микробиологической добавкой. Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2019.
14. Гриценко А.И., Григулевский В.Г. Настоящее и будущее технологии строительства нефтяных и газовых скважин на море и на суше // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2012. — № 10. — С. 50–59. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44313088>
15. Демин ЕВ., Хуснутдинов АР., Соловьев ПС. Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022. — № 7(2). — С. 60–75. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-60-75>
16. Райкевич С.И. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин [монография] / ОАО «Газпром». 2007 — С. 247.
17. Шафигуллин РИ., Куринов АИ., Ахмадишин ФФ., Зарипов ИМ., Киршин АВ., Исхаков АР. Повышение качества крепи скважины путем цементирования обсадной колонны с вращением // Нефтяное Хозяйство. — июль, 2019. — С. 24–26.

References

1. Arunachalam Sumathi, Gunasekaran Murali, Dharmalingam Gowdhaman, Mugahed Amran, Roman Fediuk, Nikolai Ivanovich Vatin, Ramamurthy Deeba Laxme, Thillai Seenu Gowsika. Development of Bacterium for Crack Healing and Improving Properties of Concrete under Wet-Dry and Full-Wet Curing. *MDPI*. Published in 11 December 2020. <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/24/10346/html>
2. Bourgoyn A.T., Scott S.L., James B.R. Sustained Casing Pressure in Offshore Producing Wells // Paper presented at the Offshore Technology Conference, — Houston, Texas. — May 1999. <https://doi.org/10.4043/11029-MS>
3. Noshi C. I., Schubert J.J. Self-Healing Biocement and Its Potential Applications in Cementing and Sand-Consolidation Jobs: A Review Targeted at the Oil and Gas Industry. *Paper was presented at the SPE Liquids-Rich Basins Conference-North America held in Midland. — TX, USA. — 05–06 September, 2018. — SPE-191778-MS*.
4. Noshi C.I., Schubert J.J. A Novel Microbially Induced Self-Healing Cement/Concrete for Underwater Concrete Offshore Structures. *Paper was presented at the SPE/IADC Drilling International Conference and Exhibition held in The Hague. — The Netherlands, 5–7 March 2019. — SPE/IADC-194173-MS*.
5. Davies R.J. et al. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. — 2014. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.03.001>
6. Susliakov I., Shevchuk T., Alekseev A., Dryaba A., Alyakin A., Sekachev O. Well Cementing with Elastic Properties Cement Stone and Liner Rotation is the Key to the Successful Development of Hard-to-Recover or Tight Oil Reserves from Bazhenov Formation. *Paper was presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference, Baku, Azerbaijan, October 2019. SPE-198366-MS*.
7. Lackey G., Rajaram H., Bolander J., Sherwood O.A., Ryan J.N., Shih C.Y., Bromhal G.S., Dilmore R.M. Public data from three US states provide new insights into well integrity // Proceedings of the National Academy of Sciences. — 2021.
8. Miklyae M.V., Denisov I.V., Gavrilin I.M. Development and Implementation of the Method of Cementing Production Casing 178 mm with Pressure on the Cement Slurry on the East Part of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field. *Paper was presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. Virtual, October 2021, SPE-206454-MS*.
9. Vikrant Wagle, Abdullah Saleh Al-Yami, Sara AlKhala, Khawlah Abdulaziz Alanqari, Wajid Ali and Faisal Abdullah Al-Turki. Novel Resin-Cement Blend to Improve Well Integrity. *Paper was presented at the SPE International Conference on Oilfield Chemistry held in The Woodlands. — Texas, USA. — 6–7 December, 2021. — SPE-204279-MS*.
10. Wajid Ali, Freddy Jose Mata, Ahmed Atef Hashmi, Abdullah Saleh Al-Yami. Application of Resin-Cement Blend to Prevent Pressure Build-Up in Casing to Casing Annulus CCA: A Novel Approach to Improve Well Integrity. *Paper was presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE. — 25–27 May 2021. — SPE/IADC-202103-MS*.

11. William Turner, Derek Adam, Kenneth Mike Cowan, Diego Tellez, and John Willis. Casing Rotation for Improved Cement Quality in Unconventional Horizontal Wellbores. *Paper was presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Calgary, Alberta, Canada, 30 Sep — 2 October 2019.* — SPE-196232-MS.
12. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S., Karimov N.K., Mavlutov M.R. Increasing the durability of cement stone in aggressive fluids of oil and gas wells. Samara, 1998 (In Russ.)
13. Al Dulaimi Salman Davud Salman. Selfhealing concrete modified by microbiological additive. Abstract for the degree of candidate of technical science. Moscow, 2019 (In Russ.)
14. Gritsenko A.I. Griguletskiy V.G. The present and future of oil and gas well construction technology offshore and onshore. Neftegaz.RU. 2012. — 10. Pp. 50–59 (In Russ.)
15. Demin E.V., Khusnutdinov A.R., Solov'yov P.S. Work with the fund of wells with casing pressure: the evolution of regulatory and approaches of oil and gas companies. *PRONEFT. Professionally about oil.* 2022;7(2):60–75. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-60-75> (In Russ.)
16. Raikevich S.I. Ensuring of reliability and high productivity in gas wells. Monograph. Gazprom, 2007. Page 247 (In Russ.)
17. Shafigullin R.I., Kurinov A.I., Akhmadishin F.F., Zaripov I.M., Kirshin A.V., Iskhakov A.R. Improvement of well cementing quality using casing rotation technique // *Neftyanoye Hozyaistvo [Oil Industry]* — 07.2019. — Pp. 24–26 (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.В. Денисов — выполнил сбор данных, провел лабораторные испытания, принял участие в написании статьи.

В.Б. Губжоков — выполнил сбор данных, провел лабораторные испытания, принял участие в написании статьи.

Ivan V. Denisov — data collection, conducting laboratory tests, writing an article.

Vitaly B. Gubzhokov — data collection, conducting laboratory tests, writing an article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Вячеславович Денисов* — руководитель направления по цементированию, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Denisov.IV@gazprom-neft.ru

Виталий Борисович Губжоков — заведующий лабораторией цементирования скважин, ООО «НЕФТЕСЕРВИС» 625034, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Камчатская, д. 194, оф. 411. e-mail: gubzhokov.vb@nefteserv.ru

Ivan V. Denisov* — Cementing function manager, Gazpromneft STC LLC, 75–79 liter D, Moyka river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Denisov.IV@gazprom-neft.ru

Vitaly B. Gubzhokov — Head of the Well Cementing Laboratory, NEFTESERVICE LLC, 194, office 411, Kamchatka str., 625034, Tyumen, Tyumen region, Russia. e-mail: gubzhokov.vb@nefteserv.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

МЕТОД ИЕРАРХИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ДЕБИТОВ ГАЗА СКВАЖИН С УЧЕТОМ СТРУКТУРЫ ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

© А.И. Ермоляев,
Е.В. Земзюлин, 2023



А.И. Ермоляев, Е.В. Земзюлин^{1,*}

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Zemzyulin.EV@gazpromneft-ntc.ru

Цель. Целью исследований является разработка и апробация процедур распределения потоков добываемой продукции по скважинам и элементам газосборной сети, оптимальных по критерию максимума добычи конденсата при выполнении задания по суммарному отбору газа и ограничений на допустимые диапазоны дебитов скважин по газу.

Выбор режимов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин и распределения потоков добываемой продукции по газосборной сети являются взаимосвязанными задачами, что требует их согласованного решения. Применение предлагаемых моделей и алгоритмов направлено на выполнение данного условия.

Материалы и методы. Предлагаемые алгоритмы оптимизации относятся к методам нелинейного программирования, процедуры аппроксимации функций одной переменной подключаются к алгоритмам оптимизации.

Результаты. Предложены модели и алгоритмы, которые основаны на декомпозиции исходной общей модели, состоящей из четырех уровней: скважины, кусты скважин, общекустовые газопроводы и установка комплексной подготовки газа. Это, во-первых, позволяет выполнять расчеты отдельно для каждого уровня и, во-вторых, на каждом уровне решение задачи с большим числом искомых переменных заменяется решением серии задач, каждая из которых содержит меньшее число искомых переменных. Такой подход дает возможность выполнять оптимизацию систем обустройства реальных объектов добычи газа и конденсата. Алгоритмы осуществляют не только поиск значений искомых переменных, но и построение зависимостей дебитов скважин по конденсату от дебитов скважин по газу, а также расходов по конденсату от расходов по газу для каждого элемента газосборной сети.

Заключение. Проведенные расчеты показали возможность увеличения отборов по конденсату при неизменном уровне суммарного отбора газа при применении предлагаемых моделей и алгоритмов. Последующая проверка на основе интегрированного моделирования показала отсутствие технологических осложнений в системе газосбора при реализации оптимального сценария.

Ключевые слова: иерархия, оптимизация, газ, конденсат, залежь, дебит, скважина, газосборная сеть

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ермоляев А.И., Земзюлин Е.В. Метод иерархической оптимизации дебитов газа скважин с учетом структуры газосборной сети на газоконденсатной залежи. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):50–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-50-57>

Статья поступила в редакцию 27.02.2023

Принята к публикации 03.04.2023

Опубликована 17.07.2023

METHOD OF HIERARCHICAL OPTIMIZATION OF WELLS GAS RATES TAKING INTO ACCOUNT THE STRUCTURE OF THE GAS COLLECTION NETWORK ON THE GAS CONDENSATE FIELD

Alexander I. Ermolaev, Egor V. Zemziulin^{1,*}

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Zemzyulin.EV@gazpromneft-ntc.ru

Aim. The aim of the research is to develop and approve the procedures for distributing the flows of the extracted product across the wells and the elements of the gas collection network, which is optimal in terms of the maximum gas condensate production criterion when fulfilling the task for the total gas extraction and restrictions on the allowable ranges of gas well flow rates.

The choice of operating modes for gas and gas condensate wells and the distribution of production flows through the gas collection network are interrelated tasks, which require their coordinated solution. The implication of the proposed models and algorithms is aimed at fulfilling this condition.

Materials and methods. The proposed optimization algorithms are non-linear programming methods. Procedures for approximating functions of one variable are connected to the optimization algorithms.

Results. The proposed models and algorithms are based on the decomposition of the original general model, consisting of four levels: wells, clusters, general cluster gas pipelines and a complex gas treatment plant. Firstly, this makes it possible to perform calculations separately for each level. Secondly, the solution of a problem with

a large number of unknown variables at each level is replaced by the solution of a series of problems, each of which contains a smaller number of unknown variables. This makes it possible to perform optimization of real infield gas gathering networks. The algorithms not only search for the values of the required variables, but also plot the dependences of the well flow rates for gas condensate on the well flow rates for gas, as well as gas condensate flow rates on gas flow rates for each element of the gas gathering network.

Conclusions. The calculations performed have showed the possibility of increasing the condensate withdrawals at a constant level of total gas extraction with the use of the proposed models and algorithms. A subsequent check based on integrated modeling has showed that there were no technological complications in the gas gathering system when the optimum scenario was implemented.

Keywords: hierarchical optimization, gas rates, gas collection network, gas condensate reservoir

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

For citation: Ermolaev A.I., Zemziulin E.V. Method of hierarchical optimization of wells gas rates taking into account the structure of the gas collection network on the gas condensate field. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):50–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-50-57>

Manuscript received 27.02.2023

Accepted 03.04.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

На режим эксплуатации газоконденсатных скважин и системы газосбора влияет множество факторов, среди которых можно выделить фильтрационно-емкостные характеристики пласта, конструкцию скважин, применяемые методы интенсификации притока, структуру сети газосбора. Причем при разработке низко-проницаемых залежей (например, ачимовских) значительное влияние на режим работы скважин оказывают ограничения на допустимые значения дебитов (депрессий) и давлений на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ), ограничения на пропускные способности внутрипромысловых газопроводов. Также следует учитывать противодавление, создаваемое со стороны системы промыслового газосбора. Такое противодавление возникает из-за того, что при увеличении дебита скважин, работающих в один коллектор, происходит увеличение давления в общем трубопроводе, и, как следствие, понижение разности давлений на устье остальных скважин и на входе в газосборную сеть, т.е. возрастает противодавление со стороны системы газосбора, а дебиты скважин снижаются. Таким образом, при решении задач установления режимов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин и их оперативном управлении необходимо учитывать влияние со стороны промысловой системы сбора скважинной продукции на систему добычи. Отметим также, что рассматриваются продуктивные пласти с низкой проницаемостью, что позволяет пре-небречь взаимовлиянием между скважинами.

ЦЕЛЬ

В работах [1, 2] рассмотрен вопрос оптимизации режимов эксплуатации газоконденсатных скважин для подобных условий. Однако задачи были решены в условиях индивидуальной системы газосбора, т.е. при подключении каждой скважины к УКПГ по индивидуальному шлейфу. В работе [2] предложена модификация метода неопределенных множителей Лагранжа [3], позволяющая выполнить декомпозицию задачи оптимизации для решения задач большой размерности. В свою очередь, такая декомпозиция способствует реализации предлагаемого ниже метода иерархической оптимизации в системах поддержки принятия решений.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ИЕРАРХИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ДЕБИТОВ СКВАЖИН ПРИВОДИТ К ПРИРОСТУ ОТБОРА КОНДЕНСАТА ОТНОСИТЕЛЬНО БАЗОВОГО ВАРИАНТА НА 13,7 %.

Ниже представлен трехэтапный метод оптимального распределения по скважинам заданной производительности УКПГ по газу с учетом фактической конфигурации внутрипромысловой газосборной сети (ГСС). В качестве структуры ГСС рассматривается лучевая система сбора газа [4], которая широко используется при обустройстве газовых и газоконденсатных месторождений.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И МЕТОД ЕЁ РЕШЕНИЯ

Предлагаемый метод, представляющий собой комплекс алгоритмов, предназначен для решения задачи, которая формулируется следующим образом [1]: определить на текущий момент времени такое распределение заданной суммарной производительности УКПГ по газу между скважинами, при котором достигается максимальный суточный отбор газового конденсата при выполнении ограничений на допустимые значения дебита каждой скважины по газу и пропускной способности каждого элемента промысловой ГСС.

При решении задачи будем считать, что скважины объединены в кусты, распределение скважин по кустам и подключение кустов к общекустовым трубопроводам известны. Также могут быть кусты, которые, минуя общекустовые газопроводы, непосредственно шлейфами связаны с УКПГ. Кроме этого, заданным считается подключение общекустовых газопроводов к УКПГ. Другими словами, задана структура ГСС (рис. 1). На рис. 1 приведены различные варианты подключения скважин к УКПГ с помощью внутрипромысловой ГСС.

Для определенности будем считать, что ГСС состоит из 4 уровней: уровень скважин (уровень 1); уровень кустов (уровень 2); уровень общекустовых газопроводов (уровень 3)

и уровень УКПГ (уровень 4). На 4-м уровне рассматривается одна УКПГ, т.е. рассматривается внутрипромысловая ГСС. Решение поставленной задачи в этом случае состоит из трех этапов.

На первом этапе формируется исходная информация, т.е. для каждой скважины строятся зависимости дебита по конденсату от дебита по газу.

На втором этапе последовательно от скважин к УКПГ рассматривается каждый элемент внутрипромысловой газосборной сети, и строятся зависимости трех уровней:

- 1) оптимальных дебитов газа и конденсата каждой скважины от суммарного отбора газа каждого куста (1-й уровень, или уровень скважин);
- 2) оптимальных отборов газа и расходов конденсата из каждого куста от суммарного расхода газа по каждому общекустовому шлейфу (2-й уровень, или уровень кустов);
- 3) оптимальных расходов газа и конденсата по каждому общекустовому газопроводу от суммарного отбора газа по кустам, подключенным к данному шлейфу (3-й уровень, или уровень общекустовых газопроводов).

На 3-м этапе на основе зависимостей, полученных на 2-м этапе, определяется распределение заданного суммарного по УКПГ отбора газа, оптимальное с точки зрения максимума отбора конденсата.

Рассмотрим более подробно первый этап, который заключается в построении функции $f_i(q_{\Gamma})$ — зависимости дебита по конденсату

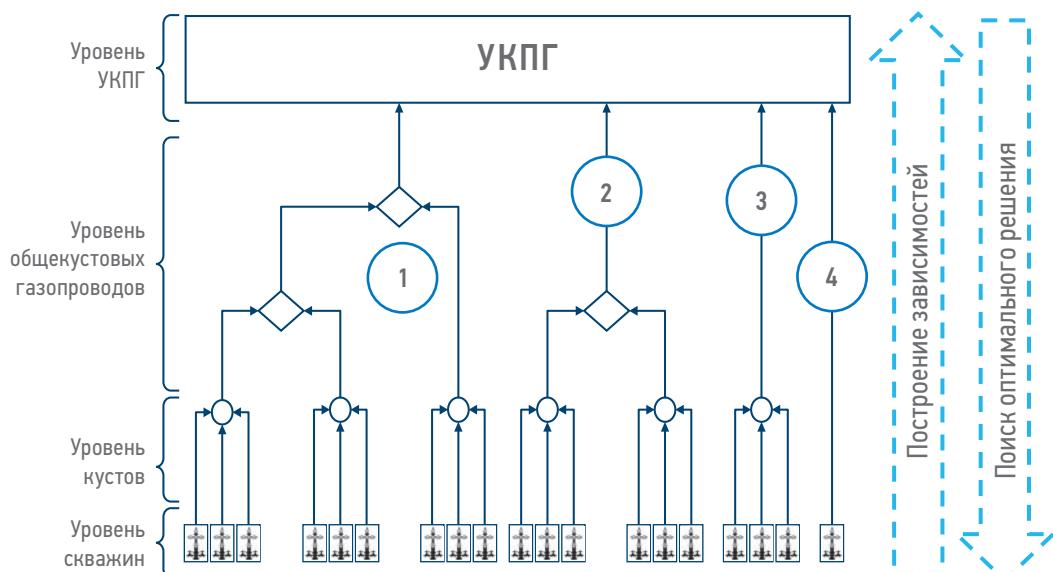


Рис. 1. Схема иерархической оптимизации. 1 — сложный вариант подключения; 2 — объединение потоков с двух кустов скважин в единый коллектор; 3 — индивидуальное подключение куста скважин к УКПГ; 4 — индивидуальное подключение скважины к УКПГ. Составлено авторами

Fig. 1. Hierarchic optimization plan. 1 — complex variant; 2 — merging flows of two clusters into one pipe; 3 — individual clusters connection to complex gas treatment plant; 4 — individual wells connection to CGTP.

Prepared by authors

от $q_{\Gamma i}$ — дебита по газу для каждой скважины, где $i \in I$, i — номер скважины, а I — множество номеров всех скважин. Эти зависимости могут быть получены при аппроксимации результатов промысловых и газоконденсатных исследований. В статье [1] предлагается использовать в качестве $f_i(q_{\Gamma i})$ полиномы второй степени:

$$q_{ki} = f_i(q_{\Gamma i}) = a_i q_{\Gamma i}^2 + \beta_i q_{\Gamma i} + \gamma_i \quad (1)$$

где q_{ki} — дебит i -й скважины по конденсату, $a_i < 0$, $i \in I$.

Такая аппроксимация вполне оправдана, т.к. при забойных давлениях, превосходящих давление начала конденсации, конденсатогазовый фактор (КГФ) практически не изменяется, и поэтому с увеличением дебита скважины по газу также возрастает и дебит по конденсату. Однако при дальнейшем увеличении дебита скважины по газу, а следовательно, при снижении забойного давления, уже давление начала конденсации превосходит забойное давление. В этом случае происходит резкое снижение КГФ из-за ретроградной конденсации [5] и, соответственно, возрастают потери конденсата, что ведет к снижению дебита по конденсату, несмотря на увеличение дебита по газу. Таким образом, функция $f(q_{\Gamma i})$ имеет максимум. Зависимость (1) этому свойству удовлетворяет.

Второй этап начинается с 1-го уровня (уровня скважин), на котором строятся зависимости оптимальных дебитов по газу и конденсату с помощью следующей процедуры.

Пусть I_k — множество номеров скважин, составляющих k -й куст, причем объединение всех множеств I_k представляет собой множество I . Пусть $[a_k, b_k]$ — диапазон допустимых значений суммарного дебита по газу всех скважин k -го куста, где $k \in K$, а K — множество номеров всех кустов. Тогда

$$a_k \equiv \sum_{i \in I_k} q_{\min i}, \quad b_k \equiv \sum_{i \in I_k} q_{\max i} \quad (2)$$

где $q_{\min i}$, $q_{\max i}$ — соответственно, минимально и максимально допустимые значения дебитов по газу i -й скважины k -го куста.

Диапазон $[a_k, b_k]$ разбивается на n_k отрезков с шагом $\Delta_k \equiv (b_k - a_k) / n_k$, т.е. формируется набор промежуточных между a_k и b_k значений производительности k -го куста: $Q_{kl} = a_k + l \times \Delta_k$, где $l = 0, 1, 2, \dots, n_k$, что приводит к выполнению двустороннего неравенства:

$$a_k \leq Q_{kl} \leq b_k,$$

где a_k и b_k определяются формулами (2), а $k \in K$.

После формирования набора $\{Q_{k1}, Q_{k2}, \dots, Q_{kn_k}\}$ для каждого Q_{kl} решается задача:

$$\sum_{i \in I_k} f_i(Q_{\Gamma i}) \rightarrow \max_{q_{\Gamma i}} \quad (3)$$

$$\sum_{i \in I_k} q_{\Gamma i} = Q_{kl}, \quad (4)$$

$$q_{\min i} \leq q_{\Gamma i} \leq q_{\max i}, \quad i \in I_k, \quad (5)$$

где $f_i(q_{\Gamma i})$ — зависимость дебита конденсата от дебита газа для i -й скважины, выраженная формулой (1).

Для решения задачи можно применить модификацию метода Лагранжа, предложенную в работе [2].

Обозначим через набор $\{q_{\Gamma i}(Q_{kl})\}$ — оптимальное решение задачи (3)–(5), где $l = 1, 2, \dots, n_k$. Так как задача (3)–(5) решается для каждого значения Q_{kl} , то для каждой i -й скважины ($i \in I_k$) имеются три набора, каждый из которых состоит из n_k значений:

1) суммарного дебита по газу всех скважин k -го куста:

$$Q_{k1}, Q_{k2}, \dots, Q_{kn_k};$$

2) дебита i -й скважины по газу:

$$q_{\Gamma i}(Q_{k1}), q_{\Gamma i}(Q_{k2}), \dots, q_{\Gamma i}(Q_{kn_k});$$

3) дебита i -й скважины по конденсату:

$$q_{ki}(Q_{k1}) \equiv f_i(q_{\Gamma i}(Q_{k1})), q_{ki}(Q_{k2}) \equiv f_i(q_{\Gamma i}(Q_{k2})), \dots, \\ q_{ki}(Q_{kn_k}) \equiv f_i(q_{\Gamma i}(Q_{kn_k}));$$

Теперь, применяя один из известных методов аппроксимации функций одной переменной [6], можно для каждой скважины k -го куста построить две оптимальные зависимости дебитов по газу и конденсату от Q_k — суммарной производительности этого куста по газу, соответственно, $q_{\Gamma i}(Q_k)$ и $q_{ki}(Q_k)$, где $k \in K$, $i \in I_k$.

Важно подчеркнуть, что функции $q_{\Gamma i}(Q_k)$ и $q_{ki}(Q_k)$ представляют собой зависимости оптимальных дебитов по газу и конденсату i -й скважины k -го куста в силу решения задачи (3)–(5).

Принимая во внимание ограничение (4), в котором его правая часть равняется Q_k , получим, что функции $q_{\Gamma i}(Q_k)$ где $i \in I_k$, удовлетворяют условию:

$$\sum_{i \in I_k} q_{\Gamma i}(Q_k) = Q_k, \quad k \in K. \quad (6)$$

Аналогично можно построить зависимость суммарной производительности по конденсату k -го куста от Q_k — суммарной производительности этого куста по газу. Обозначим такую функцию через $F_k(Q_k)$. Тогда

$$F_k(Q_k) = \sum_{i \in I_k} q_{ki}(Q_k), \quad k \in K. \quad (7)$$

Введем обозначения для описания алгоритмов построения зависимостей на 2-м уровне (уровне кустов).

Пусть K_j — множество кустов, подключенных к j -му общекустовому шлейфу, $j \in J$, где

J — множество индексов всех общекустовых газопроводов. Из определения множеств K_j и множества K (см. выше) следует, что объединением всех множеств K_j является множество K . Введем параметры A_j и B_j такие, что

$$A_j \equiv \sum_{k \in K_j} a_k, B_j \equiv \sum_{k \in K_j} b_k \quad (8)$$

где a_k и b_k определяются по формулам (2). Выполним операции, подобные примененным на 1-м уровне. Для этого разобьем диапазон $[A_j, B_j]$ на l_j отрезков с шагом $d_j \equiv (B_j - A_j) / l_j$, т.е. сформируем набор промежуточных между A_j и B_j значений расхода газа по j -му общекустовому шлейфу: $U_{jm} = A_j + m \cdot d_j$, где $m = 0, 1, 2, \dots, l_j$, что приводит к выполнению двустороннего неравенства:

$$A_j \leq U_{jm} \leq B_j,$$

где A_j и B_j определяются формулами (8), а $j \in J$. После формирования набора $\{U_{j1}, U_{j2}, \dots, U_{jl_j}\}$ для каждого U_{jm} решается задача:

$$\sum_{k \in K_j} F_k(Q_k) \rightarrow \max_{Q_k} \quad (9)$$

$$\sum_{k \in K_j} Q_k = U_{jm} \quad (10)$$

$$a_k \leq Q_k \leq b_k, \quad (11)$$

где a_k и b_k определяются по формулам (2). Т.к. структура задачи (9)–(11) полностью совпадает со структурой задачи (3)–(5), то для решения задачи (9)–(11) можно применить тот же алгоритм, что и для задачи (3)–(5). Обозначим через набор $\{Q_k(U_{jm})\}$ — оптимальное решение задачи (3)–(5), где $m = 1, 2, \dots, l_j$. Так как задача (9)–(11) решается для каждого значения U_{jm} , то для каждого k -го куста ($k \in K_j$) имеются три набора, каждый из которых состоит из l_j значений:

1) суммарного отбора газа всех кустов j -го общекустового газопровода:

$$U_{j1}, U_{j2}, \dots, U_{jl_j};$$

2) суммарного дебита k -го куста по газу ($k \in K_j$):

$$Q_k(U_{j1}), Q_k(U_{j2}), \dots, Q_k(U_{jl_j});$$

3) суммарного дебита k -го куста по конденсату ($k \in K_j$):

$$G_k(U_{j1}) \equiv F_k(Q_k(U_{j1})), G_k(U_{j2}) \equiv F_k(Q_k(U_{j2})), \dots, \\ G_k(U_{jl_j}) \equiv F_k(Q_k(U_{jl_j}));$$

Как и при реализации 2-го этапа на уровне 1, применяя один из известных методов аппроксимации функций одной переменной [6], можно для каждого k -го куста, подключенного к j -му общекустовому газопроводу, построить для этого куста две оптимальные

зависимости суммарных дебитов по газу и конденсату, соответственно, $Q_k(U_j)$ и $G_k(U_j)$ от U_j — суммарной производительности j -го общекустового газопровода по газу, где $j \in J$, $k \in K_j$. Причем эти функции представляют собой зависимости оптимальных суммарных дебитов по газу и конденсату k -го куста в силу решения задачи (9)–(11). На основе полученных функций формируется $C_j(U_j)$ — зависимость суммарного расхода конденсата по j -му общекустовому газопроводу:

$$C_j(U_j) \equiv \sum_{k \in K_j} G_k(U_j), j \in J. \quad (12)$$

Второй этап заканчивается реализацией уровня общекустовых газопроводов, непосредственно подключенных к УКПГ. На этом 3-м уровне определяются зависимости оптимальных суммарных отборов газа и конденсата от производительности УКПГ.

Для этого используется алгоритм, который полностью повторяет вычислительные операции предыдущих уровней. Прежде всего формируется набор допустимых значений производительности УКПГ: W_1, W_2, \dots, W_n . Затем для каждого W_s , где $s \in \{1, 2, \dots, n\}$ решается задача:

$$\sum_{j \in J} C_j(U_j) \rightarrow \max_U \quad (13)$$

$$\sum_{j \in J} U_j = W_s, \quad (14)$$

$$A_j \leq U_j \leq B_j, \quad (15)$$

где A_j и B_j подчиняются формулам (8).

Задачу (13)–(15) можно решить тем же алгоритмом, что и задачи (9)–(11) и (3)–(5). Решение задачи (13)–(15) для каждого W_s позволяет получить n её оптимальных решений:

$$\{U_j(W_1)\}, \{U_j(W_2)\}, \dots, \{U_j(W_n)\}, j \in J,$$

а также соответствующие этим решениям значения функций (12):

$$\{C_j(U_j(W_1))\}, \{C_j(U_j(W_2))\}, \dots, \{C_j(U_j(W_n))\}, j \in J,$$

Полученные наборы представляют собой исходную информацию для построения зависимостей оптимальных расходов газа — $U_j(W)$ и конденсата — $X_j(W) \equiv C_j(U_j(W))$ по j -му общекустовому газопроводу, $j \in J$.

Если просуммировать функции $X_j(W)$, то можно получить целевую функцию (13) в виде зависимости оптимального суммарного отбора конденсата по УКПГ от её производительности по газу, которую обозначим через $Y(W)$:

$$Y(W) \equiv \sum_{j \in J} X_j(W). \quad (16)$$

На этом все вычислительные операции второго этапа заканчиваются.

На третьем этапе происходит распределение заданной суммарной производительности УКПГ по газу и конденсату между элементами системы внутрипромыслового газосбора последовательно от УКПГ до скважин (рис. 1).

Пусть W^* — заданная производительность УКПГ по газу. Алгоритм распределения W^* заключается в следующем:

- 1) для каждого $j \in J$ определяются значения функций $Y(W)$, $X_j(W)$ и $U_j(W)$ при $W = W^*$: $Y^* = Y(W^*)$ — суммарный отбор конденсата по УКПГ, $X_j^* = X_j(W^*)$ — оптимальный расход конденсата и $U_j^* = U_j(W^*)$ — оптимальный расход газа по j -му общекустовому газопроводу;
- 2) для каждого $k \in K_j$ определяются значения функций $Q_k(U)$ и $G_k(U)$ при $U_j = U_j^*$: $Q_{kj}^* = Q_k(U_j^*)$ — оптимальный отбор конденсата и $G_{kj}^* = G_k(U_j^*)$ — оптимальный отбор газа из k -го куста j -го общекустового шлейфа;
- 3) для каждого $i \in I_k$ определяются значения функций $q_{ki}(Q_k)$ и $q_{\Gamma}(Q_k)$ при $Q_k = Q_{kj}^*$: $q_{kikj}^* = q_{ki}(Q_{kj}^*)$ — оптимальный дебит по конденсату и $q_{\Gamma ikj}^* = q_{\Gamma i}(Q_{kj}^*)$ — оптимальный дебит по газу для i -й скважины k -го куста j -го общекустового шлейфа.

После этого все вычислительные операции метода заканчиваются.

ПРИМЕР РЕШЕНИЯ

Целью приведенного ниже примера являлось сравнение результатов решения задач предлагаемым иерархическим методом оптимизации с результатами решения задач, полученными с помощью стандартной опции «Групповой контроль» гидродинамического симулятора ECLIPSE 300 (базовый вариант). Исходной информацией служили данные, представленные в работе [1]. При моделировании эксплуатация скважин запускалась с одного и того же временного шага с разными дебитами для определения зависимости дебита конденсата от дебита газа. В расчете участвовало 56 скважин. Фрагмент исходных данных приведен в табл. 1.

Для всех скважин q_{min} — минимально допустимые дебиты равнялись 50 тыс. м³/сут. Требуемый суммарный отбор (дебит) газа по всем скважинам составлял 11 млн м³/сут. В рассматриваемом примере присутствуют 2, 3 и 4-й типы подключений кустов (рис. 1): одна скважина подключена к УКПГ по индивидуальному шлейфу, 55 скважин объединены в 12 кустов, из них 2 куста подключены напрямую к УКПГ. Потоки от 10 кустов попарно направляются в 5 шлейфов. Конфигурация представлена в табл. 2. Таким образом, в рассматриваемом примере 8 внутрипромысловых газопроводов непосредственно подключены к УКПГ.

Таблица 1. Параметры функций $q_k = f(q_r)$ (формула (1)) и q_{maxi} — максимально допустимые значения дебитов скважин по газу (фрагмент исходных данных)
Table 1. Functions parameters $q_k = f(q_r)$ (formula (1)) and q_{maxi} — maximum allowable value of wells gas rates (source data fragment)

скв.	q (тыс. м ³ /сут) ⁻¹	β б/п	γ	q_{maxi}
			тыс. м ³ /сут	
1	-0,000002	0,07	5,7765	450
21	-0,000033	0,20	0,4518	500
22	-0,000067	0,23	0,5564	500
23	-0,000106	0,21	0,9208	500
24	-0,000050	0,18	0,6534	500
25	-0,000109	0,20	0,8323	500
27	-0,000109	0,17	0,6020	400
31	-0,000071	0,22	0,8993	500
32	-0,000083	0,29	0,1065	200
33	-0,000077	0,23	2,0085	500

Таблица 2. Схема подключения скважин и кустов к УКПГ
Table 2. Wells and clusters connections plan to complex gas treatment plant

№ газопровода, подключенного к УКПГ	№ подключенных кустов	№ подключенных скважин
1	1	1
28	2 8	21,22,23,24,25,27 82,83
34	3 4	31,32,33,35 41,42,43,44,45,46,47
610	6 10	61,62,63,64 101,102,103,104,105
12	12	121,122,123,124,125,126,127
1421	14 21	141,142,143 213,214,215,216,217
1524	15 24	151,152,154 241,242,243,244,245
17	17	171,172,173,175

РЕЗУЛЬТАТЫ

Решения, полученные предлагаемым методом, приводят к приросту отбора конденсата со всех скважин относительно базового варианта на 13,7 % (табл. 3).

Полученные результаты были проверены с помощью специального программного обеспечения GAP (Petroleum Experts), предназначенного для моделирования работы системы сбора скважинной продукции. Расчет показал, что в результате реализации оптимальных режимов работы скважин отсутствуют риски получения осложнений в виде гидратных и жидкостных пробок на всех участках промысловых

Таблица 3. Сопоставление оптимального и базового вариантов
Table 3. Comparison of the optimal and basic cases

Базовый вариант		Оптимальный вариант	
Q_r^{base} , тыс. м ³ /сут	Q_k^{base} , т/сут	Q_r^{opt} , тыс. м ³ /сут	Q_k^{opt} , т/сут
11000	1609	11000	1831

Таблица 4. Распределение давления по шлейфам для оптимального решения
Table 4. Pressure distribution in pipes for optimal case

№ Шлейфов	Давление на выходе из куста, бар	Давление в точке объединения потоков (если применимо), бар	№ общих шлейфов	Давление на входе в УКПГ, бар
1	90,09	--	--	90
2	107,13	106,63	28	90
8	129,48	106,63		
3	129,63	107,06	34	90
4	134,82	107,06		
6	95,60	95,46	610	90
10	104,23	95,46		
12	93,11	--	--	90
14	98,37	95,17	1421	90
21	95,53	95,17		
15	90,39	90,38	1524	90
24	90,48	90,38		
17	90,12	--	--	90

трубопроводов, а также исключены случаи задавливания скважин и/или участков шлейфов друг другом. Входные и выходные давления каждого трубопровода представлены в **табл. 4**. Номера шлейфов, за исключением подключенных к УКПГ (указаны в **табл. 2**), соответствуют номеру куста, поток от которого направляется в данный шлейф.

Данные **табл. 4** свидетельствуют, что давление в шлейфах, потоки которых объединяются в один, одинаковое в точке соединения этих шлейфов. Например, давление в конце шлейфов 2 и 8 одинаковое (потоки с данных шлейфов объединяются в один поток шлейфа 28) и равное давлению в начале шлейфа 28. Аналогичная ситуация наблюдается по парам шлейфов 3 и 4 (их потоки объединяются в шлейф 34), 6 и 10 (потоки объединяются в шлейф 610), 14 и 21 (потоки объединяются в шлейф 1421), 15 и 24 (потоки объединяются в шлейф 1524). Давление в конце каждого шлейфа, подключенного к УКПГ (1, 12, 17, 28, 34, 1524, 1421, 610) также одинаковое и равно входному давлению в УКПГ (90 бар).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Предлагаемый метод иерархической оптимизации позволяет решить задачу максимизации текущей добычи газово-го конденсата при выполнении заданного суммарного отбора газа для скважин, вскрывающих низкопроницаемые газо-конденсатные коллекторы, учесть имеющиеся технологические ограничения эксплуатации скважин и всех элементов внутрипромысловой газосборной сети и её структуру. Расчеты показали возможность увеличения производительности УКПГ по газовому конденсату при неизменном уровне отбора газа. Выполненная проверка с помощью средств интегрированного моделирования показала отсутствие технологических осложнений в системе газосбора при реализации оптимального сценария.
- Предлагаемая иерархическая процедура позволяет осуществить декомпозицию общей модели оптимизации газового промысла, число искомых переменных в которой будет равняться произведению количества скважин, кустов и общекустовых шлейфов. Даже при относительно небольшом числе скважин, кустов и общекустовых шлейфов размерность такой модели становится огромной (например, 100 скважин, 10 кустов и 4 общекустовых шлейфа соответствуют 4000 искомых переменных). Решение задач большой размерности приводит к огромным временными затратам, что негативно сказывается на оперативности принимаемых решений по эффективной эксплуатации промысла.
- В противовес этому поиск оптимальных решений предлагаемым методом распадается на 3 уровня (уровни скважин, кустов, общекустовых шлейфа). На каждом уровне решается серия задач значительно меньшей размерности. Причем для решения таких задач применяется один и тот же алгоритм [2], что упрощает программную реализацию метода. В свою очередь, алгоритм решения задач каждого уровня также основан на декомпозиции задачи, которая позволяет заменить решение задачи с N искомыми переменными на решение N задач с одной искомой переменной. Это приводит к дополнительной экономии временных ресурсов.
- Разработанный алгоритм может быть использован при создании автономной системы поддержки принятия решений для оперативного управления процессом эксплуатации газоконденсатного месторождения.

Список литературы

- 1.** Ермоляев А.И. Оптимизация дебитов газоконденсатных скважин, вскрывающих низкопроницаемые пласты / А.И. Ермоляев, Е.В. Земзюлин, И.А. Трубачева // Наука и техника в газовой промышленности. — 2022. — № 2. — С. 23–28.
- 2.** Амшинов Л.А. Алгоритмы оптимизации дебитов скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые газоконденсатные залежи / Л.А. Амшинов, Е.В. Земзюлин, С.А. Ермоляев // Наука и техника в газовой промышленности. — 2022. — № 4. — С. 61–66.
- 3.** Мину М. Математическое программирование. Теория и алгоритмы / М. Мину. — М.: Наука, 1990. — 488 с.
- 4.** Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. — Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. — 528 с.
- 5.** Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. — М.: Недра, 1999. — 660 с.
- 6.** Данилов А.М., Гарькина И.А. Интерполяция, аппроксимация, оптимизация: анализ и синтез сложных систем. — Пенза: ПГУАС, 2014. — 168 с.

References

1. Ermolaev A.I., Zemziulin E.V., Trubacheva I.A. Optimization of flow rates of gas condensate wells penetrating low-permeability formations. *[Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti]*, 2022. № 2, pp. 23–28 (In Russ.)
2. Amshinov L.A., Zemziulin E.V., Ermolaev S.A. Algorithms for optimizing well flow rates operating low-permeability gas condensate deposits. *[Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti]*, 2022. № 4, pp. 61–66 (In Russ.)
3. Minu M. *Mathematical programming. Theory and Algorithms*. Moscow: Nauka, 1990, 488 p. (In Russ.)
4. Korshak A.A., Shammazov A.M. *Fundamentals of oil and gas recovery*. Ufa.: DesignPolygraphService, 2005, 528 p. (In Russ.)
5. Ter-Sarkisov R.M. *The Development of Natural Gas Fields*. Moscow: Nedra, 1999, 660 p. (In Russ.)
6. Danilov A.M., Garkina I.A. *Interpolation, approximation, optimization: analysis and synthesis of complex systems*, Penza: PGUAS, 2014 (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.И. Ермоляев — разработал метод иерархической оптимизации дебитов скважин и математический алгоритм его реализации.

Е.В. Земзюлин — разработал метод иерархической оптимизации, реализовал тестовый расчет, обеспечил сравнение результатов с базовым сценарием и проверку с помощью программного комплекса для интегрированного моделирования.

Alexander I. Ermolaev — developed the method of hierarchical optimization of wells rates and its mathematical algorithm

Egor V. Zemziulin — developed the method of hierarchical optimization, counted the test calculations, compared the results with the basic case and checked it with the help of the soft for integrated modeling.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Иосифович Ермоляев — доктор технических наук, профессор
SPIN-код: 7911-5901
Scopus ID: 7006100403

Alexander I. Ermolaev — Dr. Sci. (Technology), professor
SPIN-код: 7911-5901
Scopus ID: 7006100403

Егор Владимирович Земзюлин* — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Zemzyulin.EV@gazpromneft-ntc.ru

Egor V. Zemziulin* — Head of Technology Solution Analysis, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Zemzyulin.EV@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ РАЗНОВРЕМЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ДИНАМИКИ ТРЕЩИНЫ ГРП НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Л.А. Давлетбакова^{1,*}, Д.В. Шуваев², В.Ю. Клинов²

¹НОЦ «Газпромнефть-УГНТУ», РФ, Санкт-Петербург

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

Электронный адрес: Davletbakova.LA@gazpromneft-ntc.ru

Введение. На сегодня доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в портфелях компании «Газпром нефть» достигает 60–80 %. Разработка подобных низкопроницаемых коллекторов преимущественно происходит с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП). Для выбора оптимального режима работы скважин и вариантов разработки требуется тщательная оценка рисков не только в начале, но и в процессе эксплуатации, что можно сделать только с помощью разновременных исследований. Гидродинамические (ГДИ) и промыслово-геофизические (ПГИ) исследования скважин позволяют контролировать параметры работы скважин.

Цель. Проведение комплексного анализа гидродинамических параметров (пластового давления, проводимости пласта, полуудлины трещины ГРП, профиля приемистости) в низкопроницаемых коллекторах, влияющих на разработку месторождений, с помощью разновременных исследований ПГИ и ГДИ.

Материалы и методы. В данной работе были использованы исходные материалы по исследованиям ПГИ и ГДИС, суточные показатели по приемистости скважин и буферному давлению, а также результаты интерпретации петрофизических свойств и результаты PVT-исследований.

Обработка ГДИ и ПГИ проводилась по стандартным методам и аналитическим моделям, которые подробно описаны в основной части работы.

Результаты. Анализ показал, что динамика коэффициента приемистости нагнетательных скважин может быть неоднозначной в процессе эксплуатации: возможен рост коэффициента приемистости за счет увеличения полуудлины трещины ГРП при стабильном значении приемистости и забойного давления. Данный эффект связан с изменением энергетического состояния, которое может привести к прорывам воды через трещины ГРП при росте трещины нагнетательной скважины в направлении добывающей.

Заключение. Рассмотренная комплексная интерпретация разновременных промысловых исследований выявляет эффекты, влияющие впоследствии на выработку запасов. В связи с этим возникает потребность формирования специальных программ разновременных исследований ГДИ и ПГИ для поиска оптимального режима работы добывающих и нагнетательных скважин, повышения эффективности вытеснения и коэффициента извлечения нефти. Таким образом, значимость регулярных исследований ГДИ и ПГИ возрастает, в особенности на пилотном этапе проекта, и оказывает существенное влияние на принятие решений по проектированию системы разработки. Это особенно актуально для нефтедобывающей отрасли и компании «Газпром нефть» ввиду преобладания балансовых запасов углеводородов по низкопроницаемым коллекторам.

Ключевые слова: нагнетательные скважины, гидроразрыв пласта, ГРП, промыслово-геофизические исследования, ПГИ, гидродинамические исследования, ГДИС, коэффициент приемистости, низкопроницаемый коллектор, ачимовские отложения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствие конфликта интересов.

Для цитирования: Давлетбакова Л.А., Шуваев Д.В., Клинов В.Ю. Практическая значимость разновременных исследований. Гидродинамический и геофизический контроль динамики трещины ГРП нагнетательных скважин в низкопроницаемых коллекторах. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):58–67.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-58-67>

Статья поступила в редакцию 02.03.2023

Принята к публикации 10.04.2023

Опубликована 17.07.2023

USEFULNESS OF WELL TEST MADE IN DIFFERENT TIME. MONITORING INJECTION WELLS HYDRAULIC FRACTURE DYNAMICS IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS BY PLT AND PTA

Liya A. Davletbakova^{1,*}, Daniel V. Shuvaev², Vladimir Yu. Klimov²

¹Gazpromneft — USPYU SEC, RF, Saint Petersburg

²Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Davletbakova.LA@gazpromneft-ntc.ru

Background. At the moment hard-to-recover reserves in company portfolio of Gazprom-neft are about 60–80 %. The low-permeable reservoir development is produced using hydraulic fracturing. It is required to assess risks both at the beginning and in the process of reservoir development to select correct wells operation and reservoir development. This can be accomplished only by regularly well test. Well tests monitor parameters, and also their changes.

Aim. Integrated analysis of hydrodynamic characteristics (reservoir pressure, transmissivity, fracture half-length, injectivity profile) for low-permeability reservoir, which influence development field. Analysis was made using pressure transient analysis (PTA) and production logging tools (PLT) using different time studies.

Materials and methods. Initial data of PLT and PTA, daily injection rates and tubing head pressure. Tubing head pressure was calculated on the top depth of perforations intervals. In addition the authors used well log interpretation results and PVT-properties.

Interpretations PTA and PLT were carried out using standard methods and analytical models. The author gives a detailed description further in the text.

Results. Injectivity index behavior based on conducted analysis is non-typical sometimes: increase fracture half-length and injectivity index despite injection rate and bottom hole pressure (BHP) aren't changed. The effect is related reservoir pressure and its change in the drainage area. It may lead to water breakthrough through fractures (increasing fracture of injection well in direction to production well).

Conclusions. The authors consider complex interpretation well test at different time on the pilot project. The results can to substantial influence field development system. In this connection there is a need to create special programs of regular well tests to find correct production and injection wells operation, and as a result, increase the displacement efficiency and oil recovery factor. Significance of regularly well test increases because of their influence of reserve recovery. Due to different effects which are shown up PTA and PLT under stable well performance. This is particularly important for oil industry and Gazprom-neft because hydrocarbon reserves of the low-permeable reservoir preponderate.

Keywords: injection wells, hydraulic fracturing, production logging tool, PLT, pressure transient analysis, PTA, well test, injectivity index, low-permeability reservoir, Achimov deposits

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

For citation: Davletbakova L.A., Shubaev D.V., Klimov V.Yu. Usefulness of well test made in different time. Monitoring injection wells hydraulic fracture dynamics in low-permeability reservoirs by PLT and PTA. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):58–67. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-58-67>

Manuscript received 02.03.2023

Accepted 10.04.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) применяется при разработке низкопроницаемых коллекторов на каждой добывающей и нагнетательной скважинах. Мониторинг динамики трещины ГРП с помощью ГДИ и ПГИ в процессе эксплуатации помогает контролировать выработку запасов и прогнозировать риски преждевременного обводнения. Однако зачастую такие исследования проводятся редко, поскольку время выхода на радиальный режим в низкопроницаемом пласте может составлять год и более.

На участке опытно-промышленных работ (ОПР) ачимовских отложений четыре нагнетательные скважины были введены в эксплуатацию с применением технологии ГРП в конце 2016 года. С этого момента они периодически, примерно раз в два года, исследовались методами ПГИ и ГДИС. Разновременные промысловые исследования по стволу скважины в сочетании с гидродинамическим контролем позволяют оценивать ФЕС и состояние призабойной зоны (ПЗП) с достаточной точностью,

в особенности в условиях низкопроницаемых коллекторов.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

В условиях низкой приемистости нагнетательных скважин основным результативным геофизическим методом для оценки работающих интервалов и профиля приемистости является термометрия [1]. По аномалиям охлаждения и времени релаксации данная оценка является довольно высоконформативной. На **рис. 1** представлены результаты интерпретации ПГИ в нагнетательных скважинах на данном пилотном проекте. Оценка профиля приемистости производилась по интегральному методу (метод площади) [1] с использованием кривых термометрии. Обработка расходометрии в данных условиях неинформативна из-за низкой приемистости скважин. По всем скважинам наблюдается переток закачиваемой воды за пределы интервалов

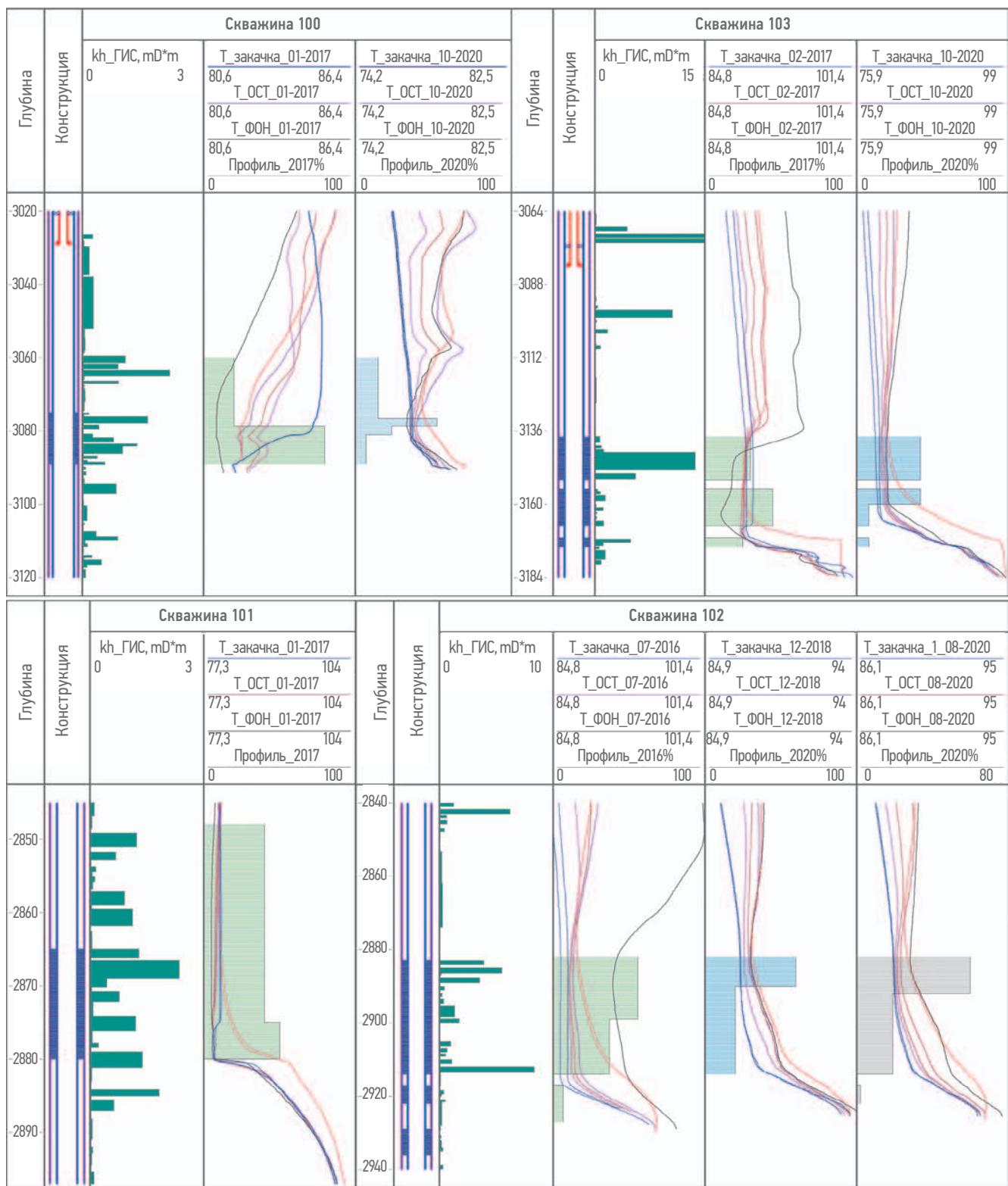


Рис. 1. Результаты разновременных промыслового-геофизических исследований по нагнетательным скважинам участка ОПР.

kh_ГИС — проводимость по результатам интерпретации геофизических исследований скважин в открытом стволе, мД·м; T_закачка — температура по стволу при закачке, °C; T_OCT — температура по стволу в остановленной скважине, °C; T_FON — фоновый замер температуры по стволу скважины, °C; Профиль — распределение профиля приемистости по результатам обработки термометрии, %. Составлено авторами

Fig. 1. PLT results of injection wells for pilot work at different times.

kh_ГИС — conductivity by well log interpretation, mD·m; T_закачка — temperature by wellbore in injection, °C; T_OCT — temperature by wellbore in static condition, °C; T_FON — background temperature, °C; Profile — injection distribution by PLT, %. Prepared by the authors

перфорации, что объясняется работой трещины гидроразрыва. Несмотря на данные перетоки, нецелевой закачки не наблюдаются, т.е. вода во всех скважинах поступает в целевые пласти.

Разновременные исследования позволяют проследить изменения профиля приемистости во времени. По скважинам диагностируется ухудшение работы подошвенной части трещины ГРП. Так, например, по скважине 100 основной переток воды по результатам первого исследования приходился на нижнюю часть пласта (согласно расхождению термограмм в подошве интервала перфорации), но со временем основным принимающим интервалом стала центральная часть целевого пласта, что видно по данным второго исследования ПГИ. Подобное поведение прослеживается и по скважинам 103 и 102: основным принимающим интервалом становится кровля или верхняя часть интервала перфорации, а в начале работы скважины профиль приемистости был более равномерным. Таким образом, однозначно наблюдается изменения работы интервалов.

Исследования ГИС также могут дать понимание о работе интервалов, однако, сопоставляя результаты ГИС и ПГИ можно наблюдать их различие преимущественно для более поздних исследований. Так, для самых ранних исследований проводимость по ГИС преимущественно совпадает с профилем по ПГИ (например, по скважине 102). Далее происходит изменение профиля приемистости и его отличие от результатов ГИС. Это изменение объясняется тем, что в начальный период закачки насыщаются более проницаемые пропластки с локальным повышением пластового давления ввиду неоднородности коллекторских свойств и показателей гидропроводности и малых отборов при эксплуатации. Со временем закачиваемый агент отклоняется в менее проницаемые пропластки, изменяя первоначальный профиль приемистости (равный показаниям ГИС после бурения), что и наблюдается в более поздних результатах ПГИ. Улавливать такие эффекты позволяют только исследования ПГИ, поэтому опираться на исследования ГИС на поздних стадиях не рекомендуется, их предпочтительно использовать только на ранних этапах разработки, выполняя в последствии уточнения по данным ПГИ. В связи с этим повышается значимость регулярных исследований. По скважине 101, например, информация о профиле закачки уже не является актуальной, так как ПГИ проводилось только в начале запуска скважины.

Разновременные ПГИ помогают лучше понять механизм вовлечения запасов

в разработку по разрезу и корректнее оценить его охват. Формирование и выполнение программы регулярных исследований позволит повысить эффективность процесса вытеснения, подбирая оптимальные режимы работы.

СТАБИЛЬНОЕ ПОВЕДЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И СУТОЧНОЙ ЗАКАЧКИ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПОКАЗАТЕЛЕМ НЕИЗМЕННОСТИ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА И ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Самым информативным видом гидродинамического контроля нагнетательных скважин является технология КПД — кривая падения давления [2]. Его сущность заключается в регистрации забойного давления после мгновенной остановки нагнетания. По причинам низкой проницаемости и существовании трещины ГРП время выхода на радиальный режим скважины может достигать до года. В связи с этим недостижение радиального режима течения — основная причина низкокачественных исследований КПД.

По всем нагнетательным скважинам были проведены исследования ГДИ с частотой 2–3 раза в год. Не все исследования признаны качественными из-за описанных выше причин, но наличие хотя бы одного информативного исследования позволяет проследить динамику изменения гидродинамических параметров по логарифмическим графикам (рис. 2) и результатам интерпретации ПГИ (табл. 1). Результаты интерпретации гидродинамических исследований показывают неоднозначную динамику по коэффициенту приемистости и трещины ГРП.

Параметры трещины ГРП и коэффициент приемистости скважины 103 стабилен: тождественность графиков двух исследований это подтверждает. По скважине 100 наблюдается снижение коэффициента приемистости по причине уменьшения полудлины трещины ГРП. По скважинам отмечается рост пластового давления со временем.

Подобные выводы очевидны при длительной работе нагнетательных скважин, в том числе и при разработке традиционных запасов. Более интересную динамику параметров показали скважины 101 и 102.

По скважине 101 полка радиального режима при интерпретации всех исследований была принята по КПД 2019 года, т.е. было выдвинуто предположение о неизменной проводимости. При сравнении исследований 2016

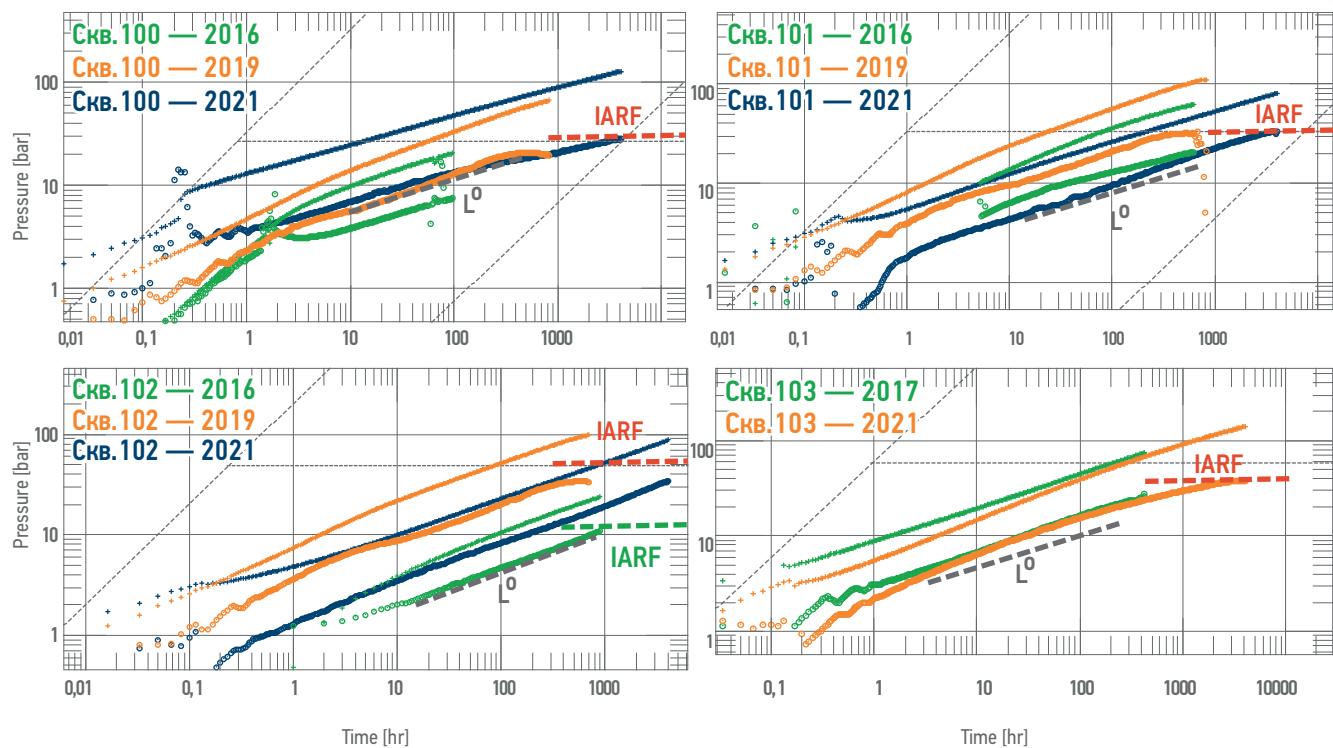


Рис. 2. Логарифмические графики исследований КПД нагнетательных скважин участка ОПР. Составлено авторами
IARF — полка радиального режима течения, L^0 — линейный режим течения.

Fig. 2. Log-Log plots of fall-off test for injection wells
IARF — Infinitely Acting Radial Flow, L^0 — linear regime. Prepared by the authors.

и 2019 годов наблюдается ухудшение работы трещины ГРП по положению линейного режима, пластовое давление в зоне дренирования не изменилось. Однако при сопоставлении КПД 2019 и 2021 годов наблюдается улучшение трещины ГРП и рост пластового

давления. Положение линейного режима изменилось: диагностируется улучшение интегрального скин-фактора. Поскольку динамика трещины ГРП нестабильная, рассмотрим подробное поведение приемистости во времени по суточным

Таблица 1. Результаты интерпретации ГДИ
Table 1. PTA results

Скважина	100			101			102			103	
Дата исследования ГДИ	2016	2019	2021	2016	2019	2021	2016	2019	2021	2017	2021
k , мД	0,3	0,3	0,3	0,11	0,11	0,11	0,22	0,1	0,1	0,15	0,15
kh , мД·м	6,7	6,7	6,7	3,14	3,14	3,14	4,67	1,75	1,75	3,73	3,73
X_p , м	140	79	79	97,8	46,3	139	169	67	210	106	112
Fcd	11,9	—	5,4	19,6	—	17,3	—	22,4	18,7	12	23
Skin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Skin total	-6,42	-5,97	-5,73	-6,11	-5,44	-6,45	-6,73	-5,73	-7,1	-6,14	-6,29
R_{inv} , м	81	239	282	122	140	312	145	128	375	116	360
P_{pl} , М	249	290	311	260	254	382	323	257	342	209	303
$K_{прием}$, м ³ /бар·сут	0,6	0,46	0,42	0,23	0,17	0,28	0,52	0,1	0,17	0,3	0,3
H , м	22	22	22	30,2	30,2	30,2	22	16,8	16,8	24,5	24,5
$Q_{зак}$, м ³ /сут	185	90	40	44	42	33	77	30	21	46	42,5

Примечание. k , мД — проницаемость; kh , мД·м — проводимость; X_p , м — полудлина трещины; Fcd — безразмерная проводимость трещины; Skin — механический скин-фактор; Skin total — интегральный скин-фактор; R_{inv} , м — радиус исследования по ГДИС; P_{pl} , М — пластовое давление; $K_{прием}$, м³/бар·сут — коэффициент приемистости; H , м — мощность пласта, принятая по интерпретации ПГИ; $Q_{зак}$, м³/сут — приемистость перед исследованием.

данным (рис. 3). Проведем сопоставление фактических суточных данных по закачке и забойному давлению с результатами интерпретации ГДИ. На основе результатов ГДИ была воспроизведена динамика пластового давления и коэффициента приемистости во время работы скважины, которую условно разделили на два периода. Первый период характеризуется постоянным забойным и пластовым давлением, снижением закачки во времени по причине снижения коэффициента приемистости, который ухудшается из-за уменьшения полудлины трещины ГРП. Второй период характеризуется стабильной закачкой и забойным давлением, на основании чего можно сделать предположение о неизменности параметров пласта

и призабойной зоны. Но по исследованию ГДИС интерпретируется рост пластового давления и коэффициента приемистости. Коэффициент приемистости изменяется по причине роста полудлины трещины согласно результатам ГДИ. Исследования КПД позволили диагностировать изменение параметров пласта и призабойной зоны при стабильности промысловых суточных замеров.

Исследования КПД скв. 102 также показали интересные результаты. Полка радиального режима течения диагностируется по исследованию 2019 года, была принята при интерпретации КПД 2021 года. При интерпретации КПД 2016 года радиальный режим был принят условно на конец исследования (если

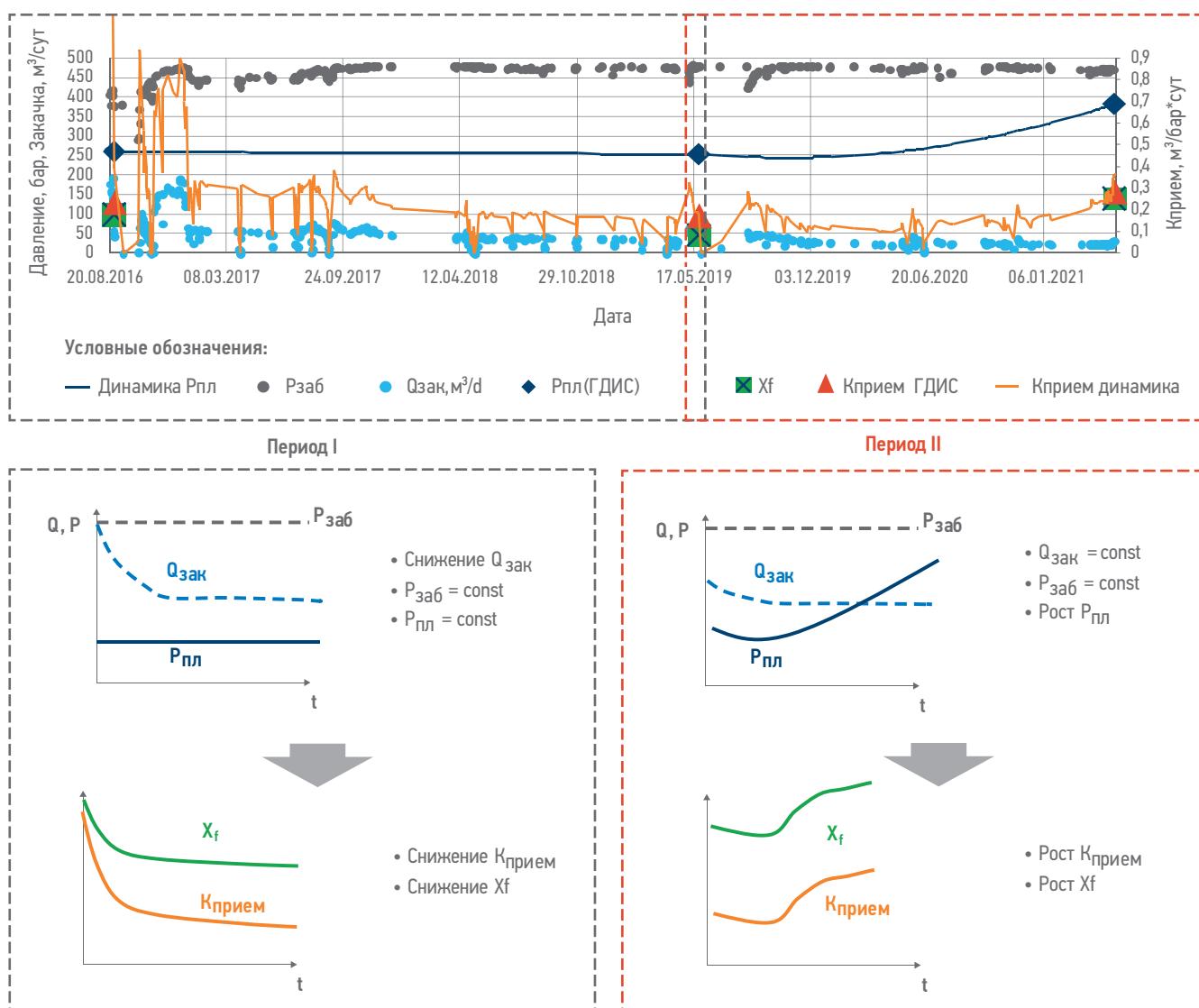


Рис. 3. Динамика изменения параметров скважины 101. Составлено авторами
 Qзак — суточные замеры приемистости (закачки), м³/сут; Рзаб — суточные замеры забойного давления, бар; Рпл — пластовое давление (ромб — исследование ГДИС, линия — аппроксимация по данным ГДИС), бар; Кприем — коэффициент приемистости (треугольник — исследование ГДИС, линия — аппроксимация по данным ГДИС), м³/сут·бар; Xf — полудлина трещины ГРП (квадрат — исследование ГДИС), м.
Fig. 3. Dynamic pattern of well №101. Prepared by the authors
 Qзак — daily injection rate, m³/day; Рзаб — daily BHP, bar; Рпл — reservoir pressure (rhomb — PTA, line — approximation in PTA), bar; Кприем — infectivity index (triangle — PTA, line — approximation in PTA), m³/day-bar; Xf — fracture half-length (square — PTA), m.

при интерпретации КПД 2016 года принять полку радиального режима по 2019 году, то результаты интерпретации КПД 2016 года не соответствуют физике пласта). Таким образом, сравнивая исследования 2016 и 2019 годов, отмечается снижение проводимости пласта, пластового давления и уменьшение полуудлины трещины. Результаты исследований ГДИ 2019 и 2021 годов при одинаковом значении проводимости пласта, принятой по 2019 году, показывают увеличение полуудлины трещины и рост пластового давления. Аналогично скв. 101, была воспроизведена динамика пластового давления и коэффициента приемистости, на основании

промышленных суточных замеров и данных ГДИС (рис. 4). Основное различие со скв. 101 только в первом периоде, который характеризуется снижением пластового давления и не только уменьшением полуудлины трещины, но и ухудшением проводимости (kh). Снижение проводимости, вероятно, связано с отключением работающих пропластков, которые со временем перестают принимать закачиваемую воду. Данный факт подтверждается результатами ПГИ: по скважине 102 нижняя часть целевого пласта практически не принимает закачиваемую воду (рис. 1). Второй период полностью аналогичен предыдущей скважине 101: рост полуудлины

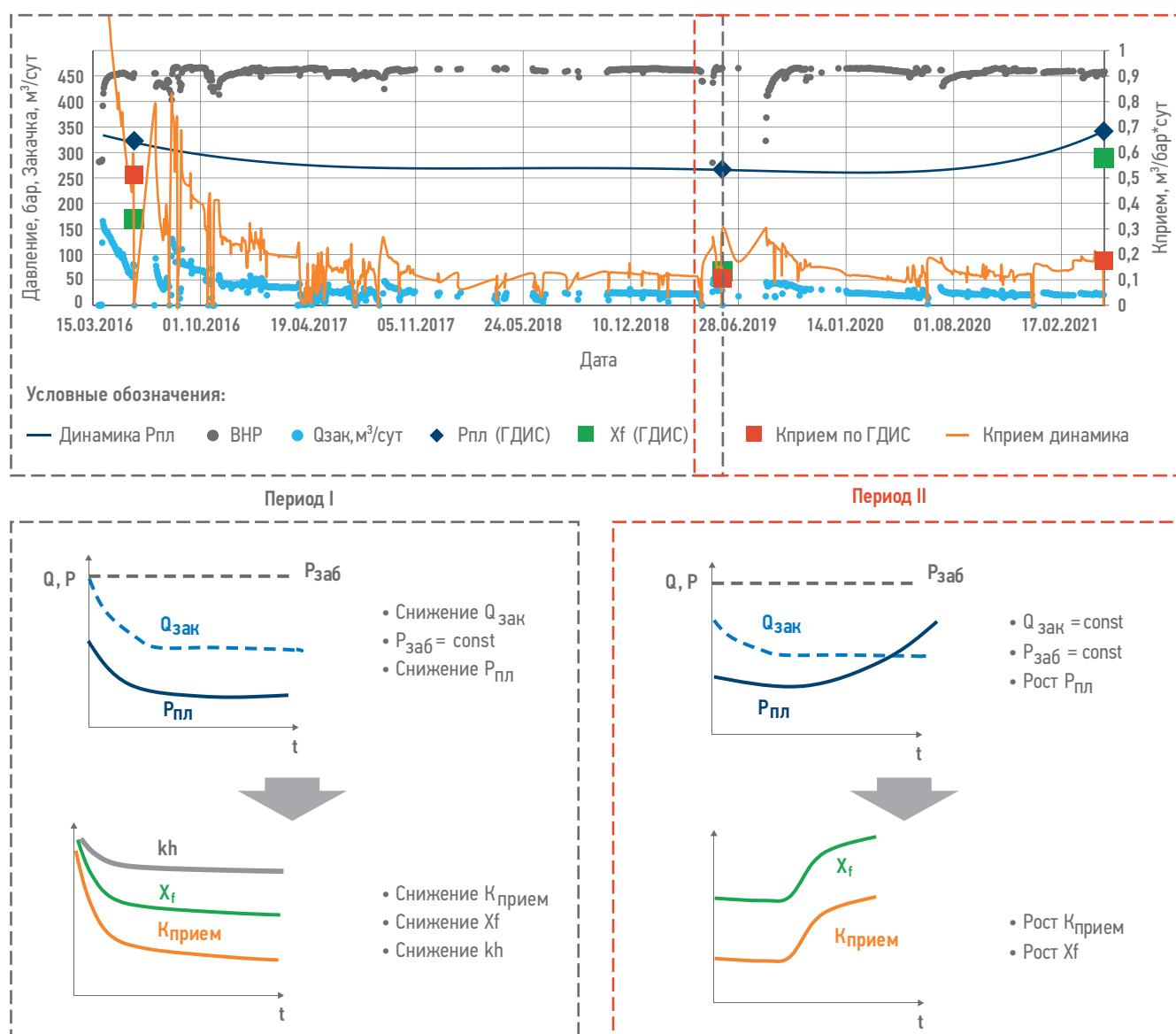


Рис. 4. Динамика изменения параметров скважины 102. Составлено авторами
 $Q_{\text{зак}}$ — суточные замеры приемистости (закачки), $m^3/\text{сут}$; $P_{\text{заб}}$ — суточные замеры забойного давления, бар; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление (ромб — исследование ГДИС, линия — аппроксимация по данным ГДИС), бар; $K_{\text{прием}}$ — коэффициент приемистости (треугольник — исследование ГДИС, линия — аппроксимация по данным ГДИС), $m^3/\text{сут}\cdot\text{бар}$; X_f — полуудлина трещины ГРП (квадрат — исследование ГДИС), м; kh — проводимость пласта по результатам ГДИ, $\text{м}^2\cdot\text{дн}$.

Fig. 4. Dynamic pattern of well №102. Prepared by the authors
 $Q_{\text{зак}}$ — daily injection rate, m^3/day ; $P_{\text{заб}}$ — daily BHP, bar; $P_{\text{пл}}$ — reservoir pressure (rhomb — PTA, line — approximation in PTA), bar; $K_{\text{прием}}$ — infectivity index (triangle — PTA, line — approximation in PTA), $m^3/\text{day}\cdot\text{bar}$; X_f — fracture half-length (square — PTA), m.

трещины ГРП и пластового давления при стабильном значении суточных замеров. Таким образом, стабильное поведение забойного давления и суточной закачки не является показателем неизменности параметров пласта и призабойной зоны. С помощью промысловых и гидродинамических исследований удалось выявить нестабильную динамику параметров. Это, в свою очередь, говорит о значимости проведения регулярных исследований¹.

РЕЗУЛЬТАТЫ

По результатам интерпретации гидродинамических исследований трещина ГРП нагнетательных скважин в ряде случаев может ввести себя непредсказуемо. На рис. 5 представлен фрагмент карты разработки пилотного участка ачимовских отложений, подложка — карта изобар. Темно-синими кругами изображен радиус исследования последнего проведенного ГДИ, синей линией — трещины ГРП по результатам интерпретации

последнего КПД. Нагнетательные скважины вводились для поддержания давления двух горизонтальных добывающих скважин 001G и 002G. По горизонтальным добывающим скважинам схематично представлены трещины многостадийного гидоразрыва пласта согласно дизайну.

Скважина 001G около двух лет находилась в бездействии: если сопоставить хронологию, то примерно за полгода до проведения исследований на нагнетательных скважинах (последние исследования КПД от 2021 года проводились одновременно). Скважина 002G стабильно работала все время без остановок. Скважины 100 и 103 со стабильной динамикой коэффициента приемистости расположены около скважины 002G. Тем временем скважины 101 и 102 расположены в тех зонах, где энергетическое состояние менялось. Остановка добывающей скважины 001G и прекращение отборов в данном районе привели к перекачке зоны. Приблизительно полгода компенсация отбора жидкости закачкой воды (от скважин 101 и 102)

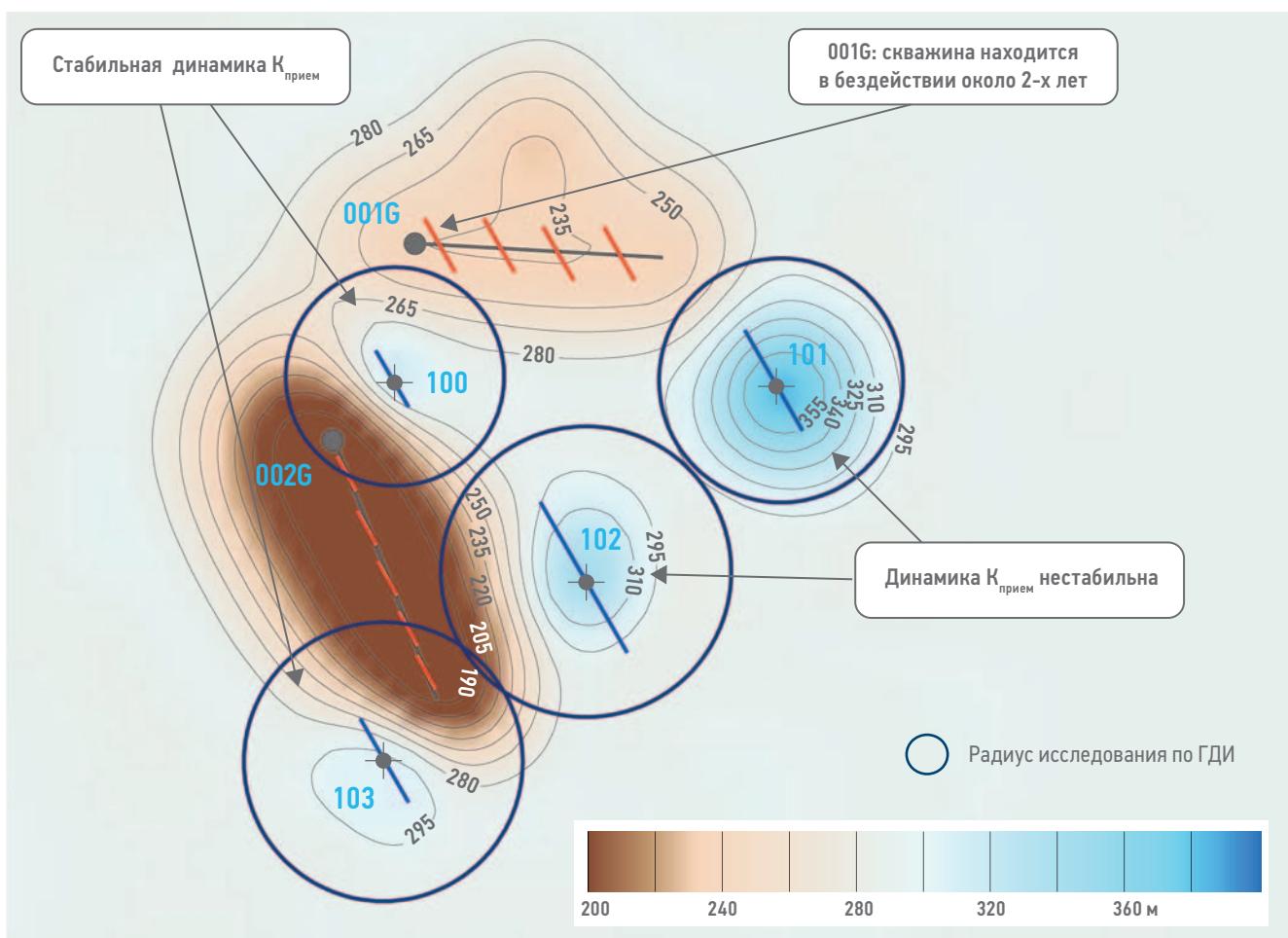


Рис. 5. Фрагмент карты разработки участка ОПР ачимовских отложений. Составлено авторами
Графическая подложка — карта изобар, синяя линия — длина трещины ГРП по ГДИ для нагнетательных скважин, красная линия — длина трещины добывающих скважин по результатам дизайна ГРП.

Fig. 5. Development map tile of pilot project. Prepared by the authors
Backing — pressure map, blue line — fracture half-length by PTA for injection wells, red line — fracture half-length by frac-design for production well.

не происходило. За это время пластовое давление в нагнетательных скважинах росло. При неизменном коэффициенте приемистости суточная закачка должна была снижаться, однако она оставалась стабильной, в результате чего увеличилась площадь дренажирования, и произошел рост трещины ГРП. Это привело к преждевременному обводнению, т.к. горизонтальная скважина 001G расположена перпендикулярно трещинам (т.е. вдоль минимального напряжения). До проведения комплексного анализа ГДИС и ПГИ предварительный проектный фонд скважин предлагал такую проводку горизонтальных скважин. Из-за выявленных эффектов принято решение о корректировке: горизонтальные скважины рекомендовано расположить перпендикулярно минимальному напряжению, т.е. вдоль направления раскрытия трещины, аналогично положению скважины 002G. Также необходимо учитывать, что изменение энергетического состояния может проводить к росту трещин и требует контроля режимы работы скважин.

ВЫВОДЫ

Анализ совместных результатов интерпретации ПГИ и ГДИ позволил проследить динамику трещины ГРП. На основе разновременных промысловых исследований

был доказан рост трещины ГРП в нагнетательных скважинах при стабильном значении приемистости и забойного давления. Совместно с анализом работы скважин была определена причина данного эффекта: изменение энергетического состояния пласта (остановка с уходом в бездействие добывающей скважины), что привело к росту трещины в нагнетательной скважине. Исследования данного участка ОПР позволили с учетом новых данных произвести корректировку расположения проектных добывающих и нагнетательных скважин. В связи с этим появляется потребность формирования специальных программ разновременных исследований ГДИ и ПГИ для поиска оптимального режима работы скважин, и, как следствие, повышения эффективности вытеснения и коэффициента извлечения нефти. Рекомендуется проводить разновременные ГДИ и ПГИ для контроля гидродинамических параметров на скважинах ОПР (перед бурением новых кустов), перед уплотняющим бурением и т.д. Комбинация данных исследований может выявить интересные эффекты, которые повлияют на изменение проектной сетки скважин и выработку запасов. Это особенно актуально для нефтедобывающей отрасли и компании «Газпром нефть» ввиду преобладания балансовых запасов углеводородов по низкопроницаемым коллекторам.

Список литературы

1. Кременецкий МИ, Ипатов АИ. Применение промыслового-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа, том I: Основы гидродинамического-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. — Москва, 2020. 476 с.
2. Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В., Панков М.В. Гидродинамические исследования скважин, — ТПУ, Томск. — 2004. — 340 с, ISBN: 5-98298-048-X.

References

1. Kremenetsky MI., Ipatov AI. *Gidrodinamicheskiye i promyslovo-tehnologicheskiye issledovaniya skvazhin* [Well-testing methods]. Textbook. Moscow: MAKS Press, 2008. 476 p. (In Russ.)
2. Mangazeev P.V., Pankov M.V., Kulagina T.E., Kamartdinov M.R., Deeva T.A. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic studies of wells]. Tomsk, Iad-vo TPU, 2004. 340 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Л.А. Давлетбакова — провела интерпретацию и переинтерпретацию результатов ГДИ и ПГИ, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.В. Шуваев — выполнил организацию и координацию работы, оказал экспертную поддержку по контролю за разработкой месторождения, подготовил итоговые выводы по результатам работы.

В.Ю. Климов — выполнил организацию и координацию работы, редакцию и утверждение публикуемой версии статьи.

Liya A. Davletbakova — performed interpretation and re-interpretation of PTA and PLT, developed the article concept, writing the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Daniel V. Shuvaev — took an active part in the organization and coordination of work, provided expert support in the direction field management, prepared conclusions of the article.

Vladimir Yu. Klimov — took an active part in the organization and coordination of work, redacted and approved the published version of the paper.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лия Асхатовна Давлетбакова* — главный специалист, НОЦ «Газпромнефть-УГНТУ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Davletbakova.LA@gazpromneft-ntc.ru

Даниил Васильевич Шуваев — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Shubaev.DV@gazpromneft-ntc.ru

Владимир Юрьевич Климов — директор программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Klimov.VYu@gazpromneft-ntc.ru

Liya A. Davletbakova* — Chief specialist,
Gazpromneft-USPYU SEC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Davletbakova.LA@gazpromneft-ntc.ru

Daniel V. Shubaev — Project manager, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Shubaev.DV@gazpromneft-ntc.ru

Vladimir Yu. Klimov — Senior account manager,
Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Klimov.VYu@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЛИЯНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПРОДУКТИВНОСТЬ

Д.А. Самоловов^{1,*}, Р.Т. Апасов², С.А. Нехаев³

¹Научно-Технический центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

²Научно-Технический центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Тюмень

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

Электронный адрес: Samolovov.DA@gazpromneft-ntc.ru

Цель. Разработка методики оценки влияния гидравлических потерь давления в горизонтальных ствалах газовых скважин на продуктивность. Задачи, решаемые в работе, — разработка аналитической модели, определение основных безразмерных факторов, описывающих процесс, решение задачи о распределении давления вдоль ствола в графическом виде и в форме аналитических корреляций.

Материалы и методы. В работе использовано математическое моделирование на базе дифференциальных уравнений в безразмерном виде. Решение уравнений получено численными методами и представлено в графическом виде и в форме аналитических корреляций результатов расчёта.

Результаты. Влияние гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе газовой скважины может быть описано корректировкой коэффициента b нелинейной части уравнения притока для газовой скважины. Основные факторы, влияющие на величину корректировки коэффициента b , — безразмерная длина горизонтального ствола, безразмерный коэффициент нелинейности притока к горизонтальному стволу, показатель степени в зависимости коэффициента гидравлического сопротивления хвостовика от числа Рейнольдса. Значение коэффициента a линейной части уравнения притока для газовой скважины не зависит от гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе.

Заключение. Результаты работы могут применяться для оценки продуктивности горизонтальных газовых скважин с учётом гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе, оценки влияния гидравлических потерь на продуктивность и оценки оптимальной длины и диаметра хвостовика горизонтального ствола, а также в упрощённых аналитических интегрированных моделях разработки газовых месторождений.

Ключевые слова: аналитическая модель, гидравлические потери в горизонтальном стволе, расчёт дебита газовой скважины, безразмерные переменные, аналитическое решение

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Самоловов Д.А., Апасов Р.Т., Нехаев С.А. Аналитическая модель влияния гидравлических потерь в горизонтальных ствалах газовых скважин на продуктивность. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):68–82. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-68-82>

Статья поступила в редакцию 23.02.2023

Принята к публикации 03.04.2023

Опубликована 17.07.2023

ANALYTICAL MODEL FOR INFLUENCE OF HYDRAULIC PRESSURE LOSSES IN HORIZONTAL GAS WELLS ON PRODUCTIVITY

Dmitriy A. Samolovov^{1,*}, Renat T. Apasov², Sergey A. Nekhaev³

¹Gazpromneft STC LLC, RF, Saint-Petersburg

²Gazpromneft STC LLC, RF, Tyumen

³Gazpromneft-Razvitiye LLC, RF, Saint-Petersburg

E-mail: Samolovov.DA@gazpromneft-ntc.ru

Aim. The purpose of the present work is to develop a method for estimation influence of hydraulic pressure losses in horizontal gas wells on productivity. Tasks to be solved are the development of an analytical model that describes the effect of hydraulic pressure losses along horizontal wellbore on the productivity distribution, determination of the main dimensionless factors describing process, solution for pressure distribution along a horizontal wellbore and generalization of solution in graphical and analytical correlations form.

Materials and methods. The process in question is described by the analytical mathematical model consisting of differential equations in dimensionless form. Equations are solved numerically, solution is presented in graphical and analytical correlation form.

Results. Influence of hydraulic pressure losses in horizontal wellbore on productivity described by adjusting the coefficient “ b ” of nonlinear part of gas well inflow equation. Main factors influencing on “ b ” value is dimensionless length of horizontal wellbore, dimensionless nonlinearity factor of well inflow, exponent on Reynolds number in

liner friction law. Value of coefficient "a" of linear part of gas well inflow equation does not depend on hydraulic pressure losses in a horizontal wellbore.

Conclusions. The results of the work can be used for estimation the productivity of horizontal gas wells taking into account hydraulic pressure losses in a horizontal wellbore, for estimation influence of hydraulic pressure losses on productivity and to estimate the optimal length and diameter of a horizontal wellbore liner, as well as in simplified analytical integrated models of gas field development.

Keywords: analytical model, hydraulic pressure losses in horizontal well, gas well productivity, dimensionless variables, analytical solution

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

For citation: Samolovov D.A., Apasov R.T., Nekhaev S.A. Analytical model for influence of hydraulic pressure losses in horizontal gas wells on productivity. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):68–82.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-68-82>

Manuscript received 23.02.2023

Accepted 03.04.2023

Published 17.07.2023

АКТУАЛЬНОСТЬ

В данный момент природный газ используется не только как экологичное топливо, но и как сырье для производства полимерных материалов. Учитывая тенденции роста стоимости натуральных конструкционных материалов (древесина, текстильные волокна, металлы), можно ожидать увеличения спроса на полимеры. Кроме того, учитывая запрос общества на экологичную энергетику, вероятно увеличение потребности в природном газе в энергетической и транспортной отраслях. В то же время запасы газа в коллектонах высокого качества или расположенных в легкодоступных регионах, разработка которых характеризуется высоким уровнем рентабельности, истощаются. Для газовых месторождений с низкими значениями ФЕС или расположенных в удаленных регионах требуется снижение себестоимости добычи, один из способов решения этой задачи — бурение длинных горизонтальных скважин. Кроме того, существует еще один класс месторождений газа, характеризующихся низкой рентабельностью разработки, но при этом расположенных в районах с развитой инфраструктурой и приуроченных к коллекторам с высокими ФЕС, — это истощенные пласти месторождений-гигантов. На этапе ввода подобных объектов в разработку экономические условия и критерии эффективности, определившие выбор системы разработки, несколько отличались от текущих. Поэтому в данный момент возникают задачи по оценке рентабельности доразработки этих пластов уплотняющим фондом скважин с учётом современных технологий бурения. Именно эта категория газовых объектов требует особого внимания к учёту влияния гидравлических потерь на продуктивность горизонтальных скважин, так как, во-первых, требуется

бурение достаточно длинных горизонтальных стволов, во-вторых, сниженное пластовое давление приводит к высоким значениям скорости газа в горизонтальном стволе и, соответственно, к увеличению гидравлических потерь давления; в-третьих, из-за высоких значений проницаемости величина гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе сопоставима с депрессией, что существенно влияет на продуктивность скважин. Для корректного расчёта потенциала длинных горизонтальных газовых скважин необходимо учитывать влияние гидравлических потерь давления на распределение забойного давления вдоль горизонтального ствола. В литературе этот вопрос освещён недостаточно подробно и представлен в основном формулой системы уравнений, описывающей данный процесс, или описанием решения задачи для конкретных значений параметров. В данной работе описывается разработка аналитического подхода, позволяющего оценивать влияние гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе газовой скважины на продуктивные характеристики в общем случае.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Начиная с 80-х годов прошлого столетия опубликовано большое количество научных работ, посвященных аналитическим методам расчета производительности горизонтальных скважин, как нефтяных, так и газовых. В основном эти методы использовались для оценки характеристик горизонтальных скважин и сравнения их производительности с вертикальными в различных условиях. При этом все методы предполагали одинаковое граничное условие — однородное распределение давления по горизонтальному стволу.

В начале 90-х годов появляются аналитические модели учета потерь давления в горизонтальном стволе нефтяных скважин. Одной из первых работ по этому направлению является работа [1], в которой рассматривается система «горизонтальный ствол скважины — нефтяной пласт» предполагая, что удельный коэффициент продуктивности

ПО ПРЕДЛОЖЕННЫМ ГРАФИКАМ МОЖНО АНАЛИЗИРОВАТЬ ВЛИЯНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИНЫ (ДИАМЕТР ХВОСТОВИКА, ДЛИНА ГС, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ) НА ЕЕ ПРОДУКТИВНОСТЬ.

на единицу длины горизонтального ствола распределён однородно вдоль ствола, а течение жидкости ламинарное. В работе [2] рассматривается подобное решение для ламинарного и турбулентного потока в горизонтальном стволе. В конце 90-х годов публикуются математические модели, которые позволяют учитывать неоднородность поля давлений и распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вдоль оси горизонтального ствола, что позволяет дополнительно повысить прогнозную способность расчётов. Расчету производительности горизонтальных газовых скважин посвящены работы [3–7], в которых авторами предложены методы расчета распределения притока газа и забойного давления в горизонтальных скважинах с учетом неоднородности. Таким образом, в общем виде можно выделить три категории математических моделей для оценки производительности горизонтальных скважин:

- аналитические модели, не учитывающие потери давления в горизонтальном стволе;
- аналитические модели, учитывающие гидравлические потери давления в стволе с однородным распределением ФЕС вдоль ствола ГС;
- численные модели, учитывающие гидравлические потери давления в стволе и неоднородность ФЕС по стволу.

Решение задачи о расчёте производительности горизонтальных газовых скважин с учётом гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе усложняется нелинейностью уравнения притока газа, в связи с чем аналитические методы решения данной задачи мало представлены в литературе. Для газовых месторождений к первой категории аналитических методов относятся двучленная и степенная формулы расчета притока флюида из пласта к горизонтальной газовой скважине:

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = a \cdot q + b \cdot q^2, \quad (1)$$

$$q = C \cdot (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2)^n, \quad (2)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, бар, $p_{\text{заб}}$ — забойное давление, бар, q — дебит газа, тыс. м³/сут, a — коэффициент линейной части стандартного уравнения притока, бар²/(тыс. м³/сут), b — коэффициент нелинейной части стандартного уравнения притока, бар²/(тыс. м³/сут)², C — коэффициент нелинейной части степенного уравнения притока, тыс. м³/сут/бар²ⁿ.

Применение данных аналитических решений при проектировании разработки газовых месторождений ограничено, так как они не учитывают потери давления в горизонтальном стволе. Давление в горизонтальном стволе по направлению к «носку» ствола будет увеличиваться, и поэтому депрессия на пласт будет изменяться в зависимости от длины перфорированного участка горизонтального ствола. Если не учитывать потери давления в горизонтальном стволе и считать величину забойного давления постоянной, то оценка производительности скважины может быть завышена.

К третьей категории математических методов можно отнести работы [3, 4], где предложены численно-аналитические методы расчёта распределения забойного давления в горизонтальных скважинах, оборудованных фонтанными трубами в горизонтальном стволе (определение забойного давления в межтрубном пространстве) и без фонтанных труб. Распределение давления описывается уравнением:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{aqp}{2aq^2 - p^2} \cdot \left(\lambda \frac{q}{D} + 2 \frac{dq}{dx} \right), \quad (3)$$

где dq/dx — приращение дебита на элементе горизонтального участка длиной dx , м²/с, q — дебит газа, м³/с, p — давление, Па, λ — безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления хвостовика, D — внутренний диаметр хвостовика, м, а величина a рассчитывается следующим образом:

$$a = \frac{8 \cdot \rho_{\text{ат}} \cdot p_{\text{ат}} \cdot Z \cdot T}{\pi \cdot D^2 \cdot T_{\text{ct}}}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{ат}}$ — плотность газа в атмосферных условиях, кг/м³, $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление, Па, Z — безразмерный коэффициент сверхжимаемости газа при атмосферных условиях, T — абсолютная температура в забойных условиях, К, D — внутренний диаметр хвостовика, м, T_{ct} — абсолютная температура в атмосферных условиях, К. Дебит газа для участка длиной dx определяется по двучленной формуле нелинейного притока газа к стволу в однородном пласте с учетом коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b . Для случая

перекрытия горизонтального ствола фонтанными трубами корректируется значение коэффициента гидравлического сопротивления λ и внутреннего диаметра D .

Распределение дебита газа по длине горизонтального ствола можно найти, численно решая уравнения (1) или (2) и (3), (4).

В работах [5, 6] приводятся решения для определения распределения дебита и давления по горизонтальному стволу с учётом гидравлических сопротивлений в стволе газовой скважины для анизотропного пласта с непроницаемыми нижней и верхней границами, а также решения для определения распределения дебитов и давлений в многоствольных скважинах с учётом взаимодействия стволов.

В работе [7] предложены методы расчета однозначного потока флюида в горизонтальном стволе при определённых типах неоднородности поля пластового давления и возможное отключение или подключение отдельных участков горизонтального ствола в процессе добычи.

Решить дифференциальные уравнения, представленные в работах [4–6] достаточно сложно из-за большого количества переменных и нелинейных зависимостей, что требует программной реализации.

Таким образом, вторая категория моделей — аналитические с учётом гидравлических потерь вдоль ствола горизонтальной скважины, — недостаточно освещены в литературе: представлены формулировки основных уравнений и количественные результаты численных решений в частных случаях. В то же время именно аналитические модели позволяют выполнять факторный анализ производительности газовых горизонтальных скважин. В данной работе описана методика расчёта продуктивности горизонтальных газовых скважин с учётом гидравлических потерь в стволе, основанная на численном решении системы уравнений в безразмерных переменных и аппроксимации результатов расчёта аналитическими зависимостями. Определённые в работе безразмерные переменные также являются основными факторами, определяющими степень влияния гидравлических потерь в горизонтальном стволе газовых скважин на продуктивность.

ОСНОВНЫЕ ДОПУЩЕНИЯ

Для принципиальной возможности определения основных факторов, влияющих на значение продуктивности горизонтальных газовых скважин с учётом гидравлических

потерь в стволе, а также для оценки степени их влияния, принимаются следующие допущения:

- Газ — совершенный, т.е. коэффициент сверхсжимаемости газа постоянен и равен единице, вязкость газа отлична от нуля и постоянна.
- Процесс фильтрации газа в пласте и движения по хвостовику ГС изотермический.
- Удельные коэффициенты притока a_L и b_L распределены вдоль ГС равномерно.
- Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления хвостовика ГС от числа Рейнольдса может быть представлена в виде:

$$\lambda = \frac{\lambda_0}{Re^\gamma}, \quad (5)$$

где λ_0 — характерное значение безразмерного коэффициента гидравлического сопротивления при $Re = 1$, Re — безразмерное число Рейнольдса, γ — безразмерный показатель зависимости коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса.

Последнее допущение основано на анализе диаграммы Муди [8], представленной на рис. 1. На диаграмме добавлена зелёная линия, соответствующая $\gamma = 0,25$ (абсолютно гладкие трубы), абсолютно шероховатые трубы соответствуют $\gamma = 0$. Таким образом, с помощью приближения (5) можно достаточно точно описывать наблюдаемые диапазоны значений λ , подбирая соответствующее значение γ в зависимости от исполнения хвостовика ГС и диапазона наблюдаемых чисел Рейнольдса.

ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

Гидравлические потери давления при движении газа по трубам описываются уравнением Дарси–Вейсбаха:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{1}{2} \rho v^2 \frac{\lambda}{D}, \quad (6)$$

где dp/dx — градиент давления, Па/м; ρ — плотность газа, кг/м³; v — приведённая скорость движения газа, м/с; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; D — внутренний диаметр трубы, м.

С учётом принятых допущений величина удельного притока на единицу длины газовой ГС описывается уравнением:

$$p_{\text{пл}}^2 - p^2(x) = a_L \frac{dq}{dx} + b_L \left(\frac{dq}{dx} \right)^2, \quad (7)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; $p(x)$ — давление на стенке ГС в точке с координатой x ; $q_L = dq/dx$ — величина удельного притока

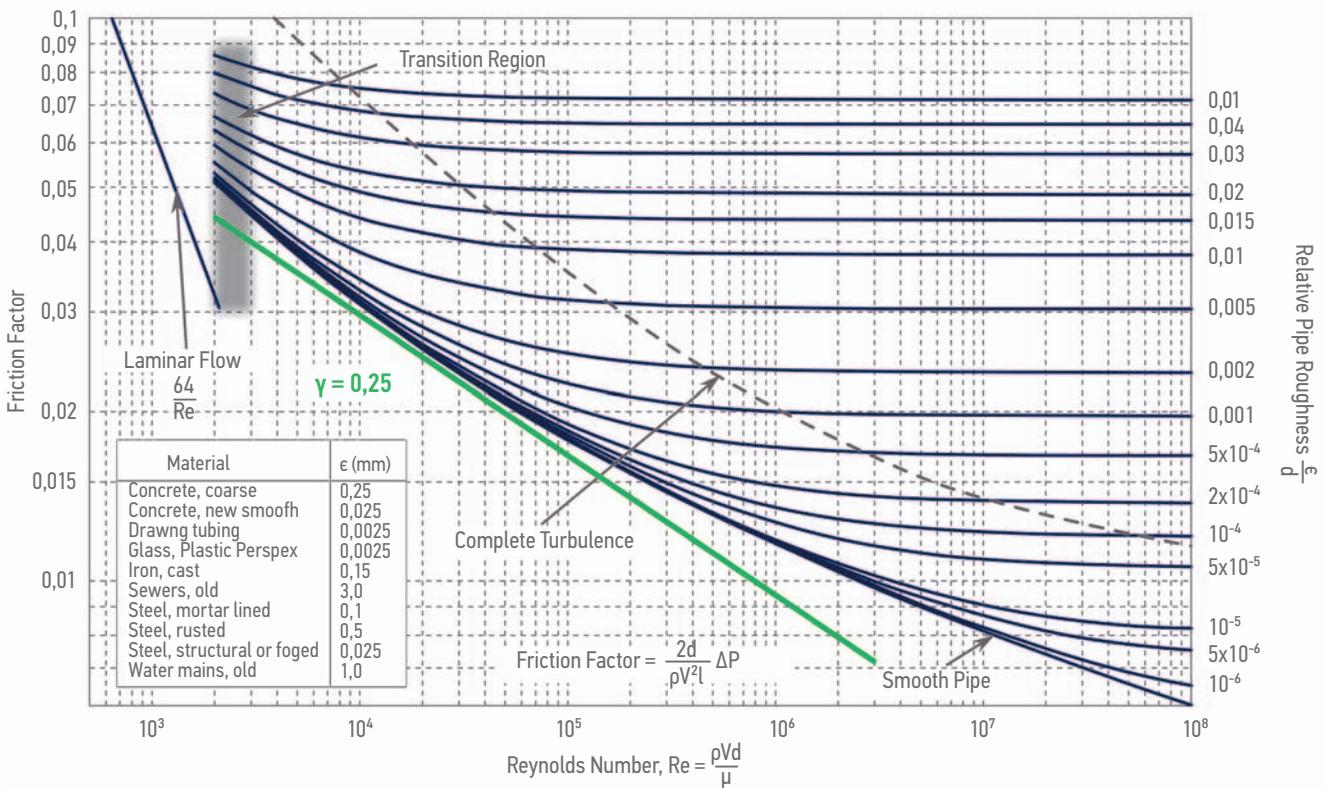


Рис. 1. Диаграмма Муди для определения коэффициента гидравлического сопротивления труб с различным диаметром и шероховатостью [8]
Fig. 1. Moody diagram of hydraulic friction vs. Re factor for different diameters and roughness [8]

газа на единицу длины ГС, а удельные коэффициенты притока a_L и b_L определяются следующим образом:

$$a_L = a \cdot dL, \quad (8)$$

$$b_L = b \cdot dL^2. \quad (9)$$

Разрешая (1) относительно удельного дебита газа на единицу длины ГС dq/dx с учётом (8), (9), получаем:

$$\frac{dq}{dx} = \frac{a_L}{2b_L} \left(\sqrt{1 + \frac{4b_L}{a_L^2} (p_{\text{нн}}^2 - p^2(x))} - 1 \right), \quad (10)$$

$$\frac{dp}{dx} = \frac{1}{2} \rho v^2 \frac{\lambda_0}{D} \left(\frac{\mu}{\rho v D} \right)^{\gamma} = \frac{1}{2} \rho_0 \frac{p}{p_{\text{атм}}} \left(\frac{4q(x)p_{\text{атм}}}{\pi D^2 p} \right)^2 \frac{\lambda_0}{D} \left(\frac{\pi D^2 p}{4q(x)p_{\text{атм}}} \frac{\mu p_{\text{атм}}}{\rho_0 D} \right)^{\gamma} = \frac{2^{3-\gamma}}{\pi^{2-\gamma}} \frac{\lambda_0 \rho_0^{1-\gamma} \mu^{\gamma} q^{2-\gamma}(x)}{D^{5-\gamma}} \frac{p_{\text{атм}}}{p}, \quad (11)$$

где ρ_0 — плотность газа в стандартных условиях, кг/м³; $p_{\text{атм}}$ — атмосферное давление при стандартных условиях, Па; D — внутренний диаметр хвостовика ГС, м; $q(x)$ — расход газа через сечение хвостовика в точке с координатой x , м³/с; μ — динамическая вязкость газа, Па·с. Расход газа через сечение хвостовика рассчитывается интегрированием от «носка» ГС до точки с координатой x :

$$q(x) = \int_x^L \frac{dq(t)}{dt} dt = \frac{a_L}{2b_L} \int_x^L \left(\sqrt{1 + \frac{4b_L}{a_L^2} (p_{\text{нн}}^2 - p^2(t))} - 1 \right) dt, \quad (12)$$

где L — длина горизонтального ствола, м. Уравнения (10), (11) с граничным условием $p(0) = p_{\text{заб}}$ полностью описывают распределение давления в стволе горизонтальной

Распределение давления вдоль ствола ГС описывается уравнением (7). Удобно направить ось x в направлении от «пятки» ГС к «носку», тогда с учётом допущений о постоянстве коэффициента сверхжимаемости и зависимости коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса (5) уравнение Дарси–Вейсбаха, записанное через дебит газа, принимает вид:

газовой скважины с учётом гидравлических потерь.

БЕЗРАЗМЕРНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Аналитическое решение уравнений (10), (11) в общем виде — задача принципиально сложная. Построение общего решения требует применения численных методов.

Для снижения количества управляющих параметров и упрощения численного решения введём следующие безразмерные комплексы:
Безразмерное пластовое давление:

$$p_D^{\text{пл}} = p_{\text{пл}} / p_{\text{атм}} \quad (13)$$

Безразмерный коэффициент нелинейности притока газа к ГС:

$$K_D = \frac{b_L}{a_L^2} p_{\text{пл}}^2 \quad (14)$$

Безразмерное гидравлическое сопротивление хвостовика ГС:

$$\Lambda_D = \left(\frac{4}{\Pi} \right)^{2-\gamma} \frac{p_0 \lambda_0}{p_{\text{атм}}} \left(\frac{a_L \mu}{p_0 p_{\text{пл}}^2} \right)^\gamma \left(\frac{p_{\text{пл}}}{a_L D} \right)^2 \quad (15)$$

Безразмерная координата:

$$x_D = x / D \quad (16)$$

Безразмерный дебит газа:

$$q_D = \frac{a_L}{p_{\text{пл}}^2 D} q \quad (17)$$

В безразмерных переменных уравнения (7), (8) выглядят следующим образом:

$$\frac{d(p_D^2)}{dx_D} = \Lambda_D q_D^{2-\gamma}, \quad (18)$$

$$\frac{dq_D}{dx_D} = \frac{1}{2} \frac{\sqrt{1 + 4K_D \left(1 - \frac{p_D^2}{(p_D^{\text{пл}})^2} \right)} - 1}{K_D}. \quad (19)$$

РЕЗУЛЬТАТЫ

Анализ результатов численных расчётов решения системы уравнений (18), (19) показал, что продуктивность ГС газовой скважины с учётом гидравлики может быть описана следующим уравнением:

$$1 - \frac{(p_D^{\text{заб}})^2}{(p_D^{\text{пл}})^2} = \frac{q_D}{L_D} + \frac{q_D^2}{L_D^2} K_{Df}, \quad (20)$$

где K_{Df} — безразмерный коэффициент нелинейности притока к ГС с учётом неоднородного распределения забойного давления, вызванного влиянием гидравлических потерь:

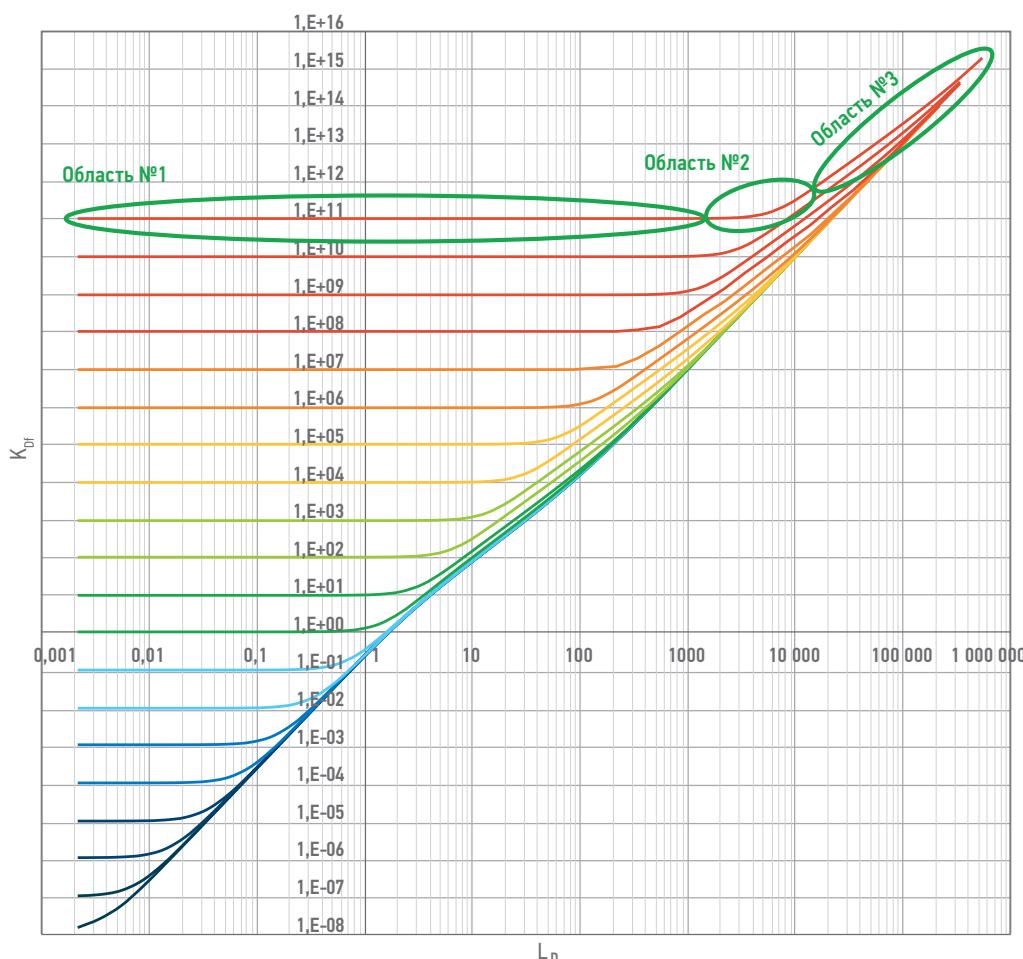


Рис. 2. Зависимость безразмерного коэффициента нелинейности притока K_{Df} от безразмерной длины газовой ГС для $\gamma = 0$. Составлено авторами

Fig. 2. Flow's nonlinearity coefficient K_{Df} vs. dimensionless well length for $\gamma = 0$. Arranged by authors

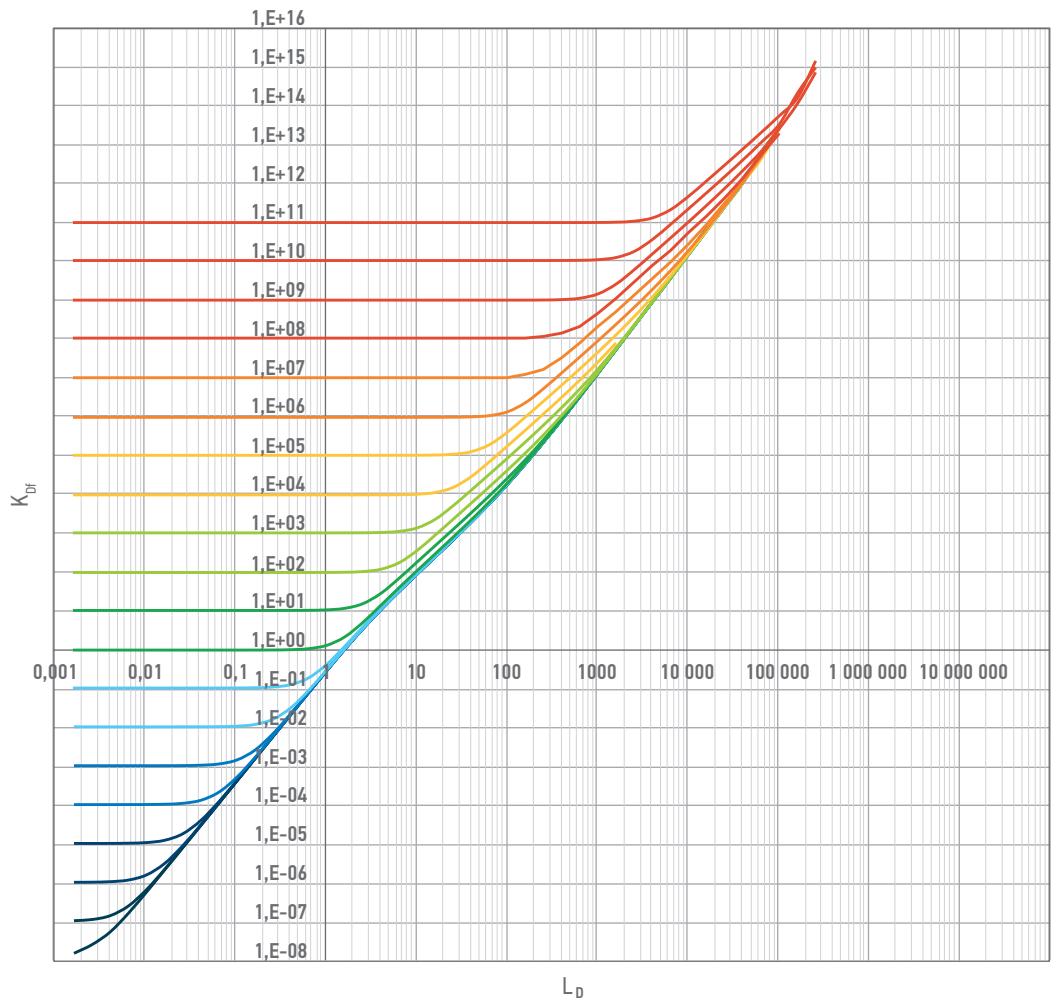


Рис. 3. Зависимость безразмерного коэффициента нелинейности притока с учётом гидравлических потерь K_{Df} от безразмерной длины газовой ГС для $\gamma = 0.125$. Составлено авторами

Fig. 3. Flow's nonlinearity coefficient K_{Df} vs. dimensionless well length for $\gamma = 0.125$. Arranged by authors

$$K_{Df} = \frac{b_L}{a_L^2} p_{\text{пп}}^2. \quad (21)$$

При этом значение a_L не зависит от гидравлических потерь в стволе ГС и значение размерного эффективного коэффициента a для всей скважины равно:

$$a = a_L / L. \quad (22)$$

Влияние гидравлических потерь в ГС на продуктивность скважины выражается в изменении значения коэффициента b по сравнению с рассчитываемым по формуле (9):

$$b = \left(\frac{a_L}{L} \right)^2 \frac{K_{Df}}{p_{\text{пп}}^2}. \quad (23)$$

Также в ходе анализа результатов численных расчётов установлено, что значение K_{Df} зависит только от трёх величин — K_D , γ и безразмерной длины горизонтальной скважины:

$$L_D = \frac{L}{D} \left(\frac{\Lambda_D}{(p_{\text{пп}}^2)^2} \right)^{1/(3+\gamma)}. \quad (24)$$

Зависимости безразмерного коэффициента нелинейности притока с учётом гидравлических потерь K_{Df} от безразмерной длины газовой ГС, полученные в результате численного решения уравнений (18), (19) при различных значениях γ , представлены на **рис. 2–6**. Цвет кривой на рисунке соответствует значению величины K_D , определяемой по левой — горизонтальной, — части кривой. Например, для верхней красной кривой $K_D = 10^{11}$, для второй сверху $K_D = 10^{10}$ и т.д. Вид зависимости $K_{Df}(L_D)$ обусловлен наличием двух конкурирующих процессов:

1. Снижение коэффициента b при росте длины ГС, связанное с ростом потенциала пласта при увеличении площади контакта со скважиной.
2. Увеличение коэффициента b при росте длины ГС, связанное с увеличением гидравлического сопротивления при удлинении хвостовика

В результате формируются три характерных диапазона L_D на графике зависимости $K_{Df}(L_D)$ (**рис. 2**):

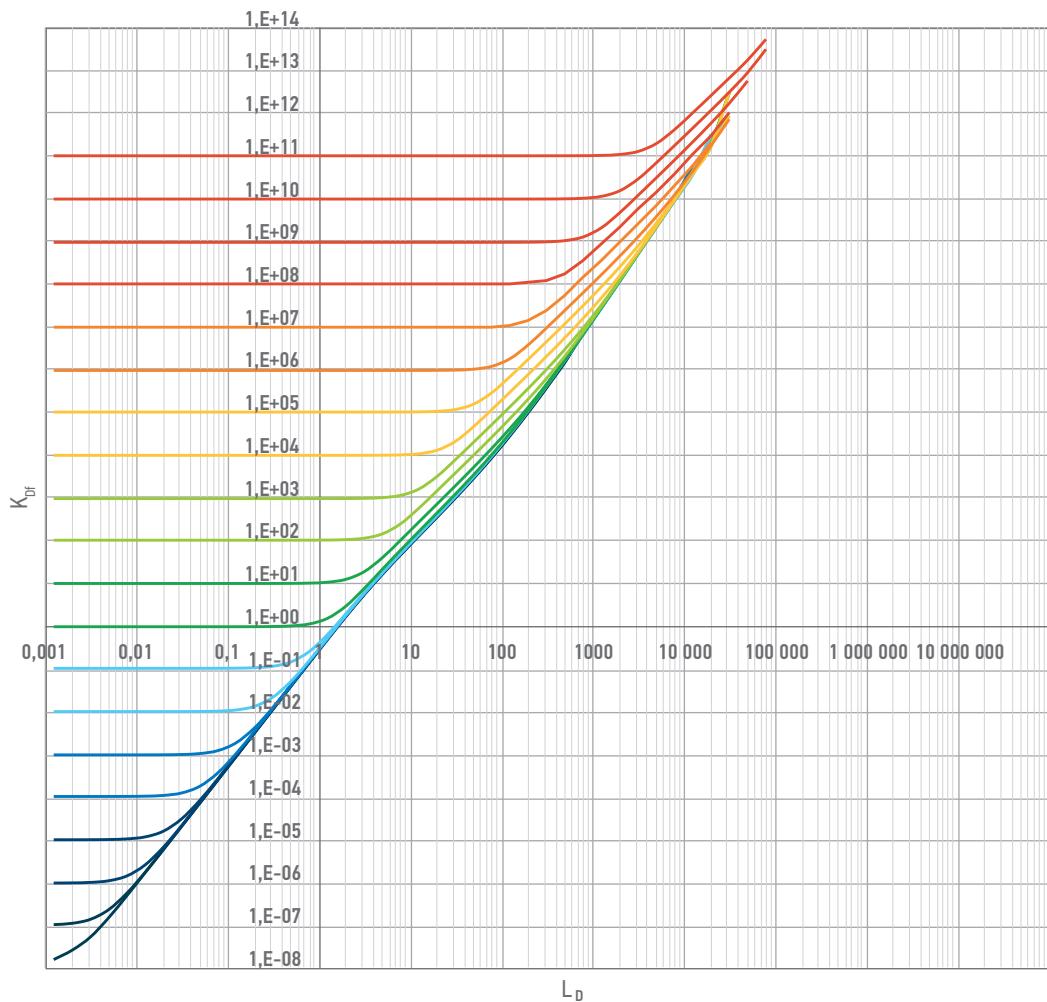


Рис. 4. Зависимость безразмерного коэффициента нелинейности притока с учётом гидравлических потерь K_{Df} от безразмерной длины газовой ГС для $\gamma = 0.25$. Составлено авторами

Fig. 4. Flow's nonlinearity coefficient K_{Df} vs. dimensionless well length for $\gamma = 0.25$. Arranged by authors

- В области №1 гидравлические потери практически не влияют на распределение давления вдоль ствола ГС, а значение коэффициента b можно рассчитать, используя формулу (10).
- В достаточно узкой области №2 коэффициент b прекращает снижаться, т.к. при увеличении длины ГС происходит рост гидравлического сопротивления хвостовика, что компенсирует падение b , при этом коэффициент a продолжает снижаться, а дебит скважины при фиксированном забойном давлении увеличивается.
- В области №3 вклад гидравлических потерь давления превалирует над фильтрационной частью коэффициента b , что соответствует насыщению зависимости дебита газа скважины от длины горизонтального ствола.

Для единичных оценок влияния гидравлических потерь в горизонтальном стволе газовой скважины на продуктивность удобно воспользоваться графиками, изображёнными

на **рис. 2–6**. Кроме того, в графическом виде удобно анализировать влияние отдельных параметров на продуктивность — диаметра хвостовика, длины горизонтального ствола, пластового давления. Однако для массовых оценок или использования в оптимационных алгоритмах эти результаты удобнее использовать в виде корреляции, описанной далее.

КОРРЕЛЯЦИЯ ДЛЯ РАСЧЁТА ЗАВИСИМОСТИ $K_{Df}(L_D)$

Кривые на **рис. 2–6** можно аппроксимировать кусочно-степенными зависимостями, состоящими из 4-х частей (**рис. 7**):

Первая часть ($K_{Df} = \text{const}$) — постоянное значение K_{Df} .

Вторая часть (S) — степенная зависимость с показателем n_S , показатель зависит от γ .

Третья часть (T) — степенная зависимость с показателем n_T , значение показателя постоянно.

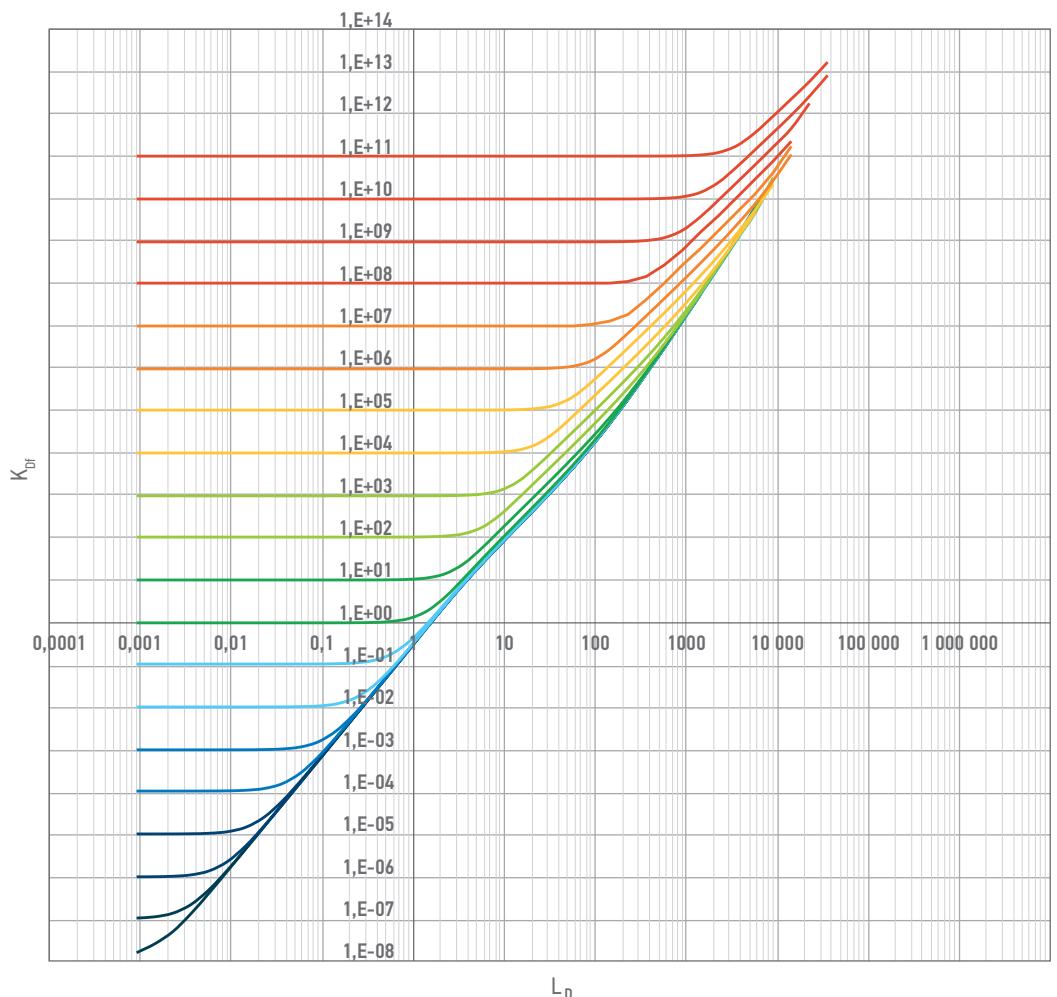


Рис. 5. Зависимость безразмерного коэффициента нелинейности притока с учётом гидравлических потерь K_{Df} от безразмерной длины газовой ГС для $\gamma = 0.375$. Составлено авторами

Fig. 5. Flow's nonlinearity coefficient K_{Df} vs. dimensionless well length for $\gamma = 0.375$. Arranged by authors

Четвёртая часть (H) — степенная зависимость с показателем n_H , показатель зависит от γ .

При минимальных значениях L_D кривая начинается с постоянного значения K_{Df} , соответствующего отсутствию влияния гидравлических потерь — K_D . Далее она переходит либо на кривую S и далее на T и H , либо сразу на кривую T и далее на H — этот выбор описывается соотношением значений L_D и L_{DT} . В первом случае переход с постоянного значения K_{Df} на кривую S происходит при $L_D = L_D^{\text{пер}}$. Во втором случае переход с постоянного значения K_{Df} на кривую T происходит при $L_D = L_D^T$. Переход с кривой T на кривую H происходит при $L_D = L_D^H$.

Параметры кусочно-степенной аппроксимации кривых на рис. 2–6 следующие.

Показатели степени

- n_S — тангенс угла наклона (далее «наклон») второй части кривой в билогарифмических координатах;

- n_T — наклон третьей части кривой — переходной от зависимости с показателем n_L к зависимости с показателем n_H ;
- n_H — наклон четвёртой части кривой;
- n_C — наклон пунктирной разделяющей линии, смещающей точку перехода от постоянного значения K_{Df} к зависимости с показателем n_S .

Ординаты кривых

- S — ордината второй части кривой с наклоном n_S ;
- T_0 — начальная ордината третьей части кривой с наклоном n_T ;
- H — ордината четвёртой части кривой с наклоном n_H ;
- C — ордината разделяющей линии с наклоном n_C .

Вспомогательные величины, определяющие переход между кривыми, рассчитываются по формулам:

$$K_D^{\text{пер}} = L^{\frac{n_T}{n_T - n_S}} L_0^{\frac{n_S}{n_S - n_T}}, \quad (25)$$

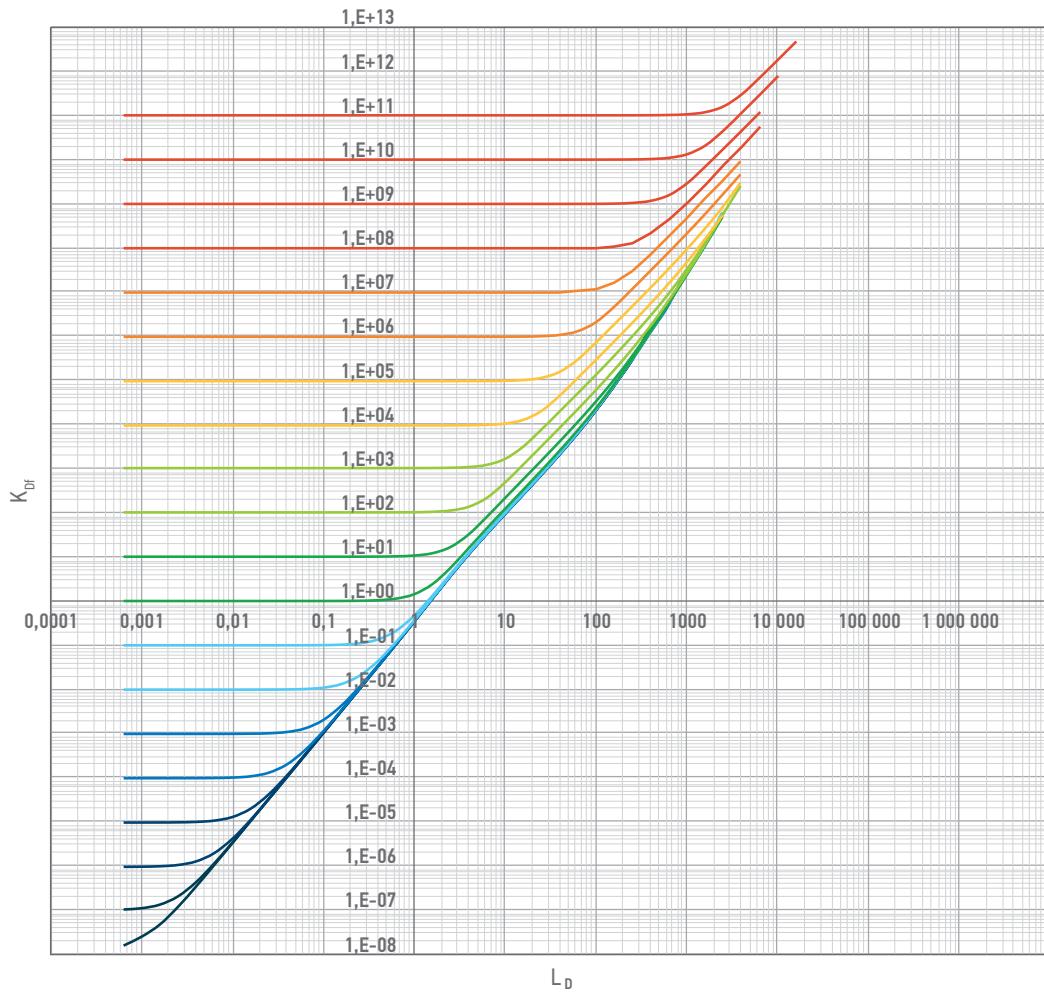


Рис. 6. Зависимость безразмерного коэффициента нелинейности притока с учётом гидравлических потерь K_{Df} от безразмерной длины газовой ГС для $\gamma = 0.5$. Составлено авторами

Fig. 6. Flow's nonlinearity coefficient K_{Df} vs. dimensionless well length for $\gamma = 0.5$. Arranged by authors

$$L_D^{\text{неп}} = \left(\frac{S}{T_0} \right)^{\frac{1}{n_T - n_S}}, \quad (26)$$

$$S = \begin{cases} 0,3 - 0,4\gamma, & \gamma < 0,125 \\ 0,37 - \frac{0,021}{\gamma + 0,05}, & \gamma \geq 0,125 \end{cases}, \quad (36)$$

$$L_D^{KD} = \left(\frac{K_D}{S} \right)^{\frac{1}{n_S}}, \quad (27)$$

$$C = \begin{cases} 0,45 - 0,4\gamma, & \gamma < 0,125 \\ 0,35 + 0,4\gamma, & \gamma \geq 0,125 \end{cases}, \quad (37)$$

$$L_D^T = \begin{cases} L_D^{\text{неп}}, & K_D \leq K_D^{\text{неп}} \\ \left(\frac{K_D}{C} \right)^{\frac{1}{n_C}}, & K_D > K_D^{\text{неп}} \end{cases}, \quad (28)$$

$$T_0 = \begin{cases} 0,65, & \gamma < 0,25 \\ 0,65 - 1,68(\gamma - 0,25)^{2,11}, & \gamma \geq 0,25 \end{cases}, \quad (38)$$

$$L_D^H = \left(\frac{T}{H} \right)^{\frac{1}{n_H - n_T}}, \quad (29)$$

Для вычисления зависимости $K_{Df}(L_D)$ по описанной аппроксимации можно воспользоваться блок-схемой, представленной на **рис. 8**.

На **рис. 9** в качестве примера оценки точности аппроксимации представлено совмещение зависимостей, полученных в ходе численного решения уравнений (18)–(19), — красные точки и рассчитанных по корреляционной зависимости, представленной на блок-схеме **рис. 8** при $\gamma = 0$, — сплошные линии.

Стоит отметить, что область №3, обозначенная на **рис. 2**, представляет интерес

Коэффициенты в формулах (20)–(25) зависят от γ следующим образом:

$$n_S = 3 - \gamma, \quad (31)$$

$$n_C = 3 + 0,6\gamma, \quad (32)$$

$$n_T = 2,1, \quad (33)$$

$$n_H = 3 + 0,4\gamma, \quad (34)$$

$$H = 0,01 - 0,008\gamma, \quad (35)$$

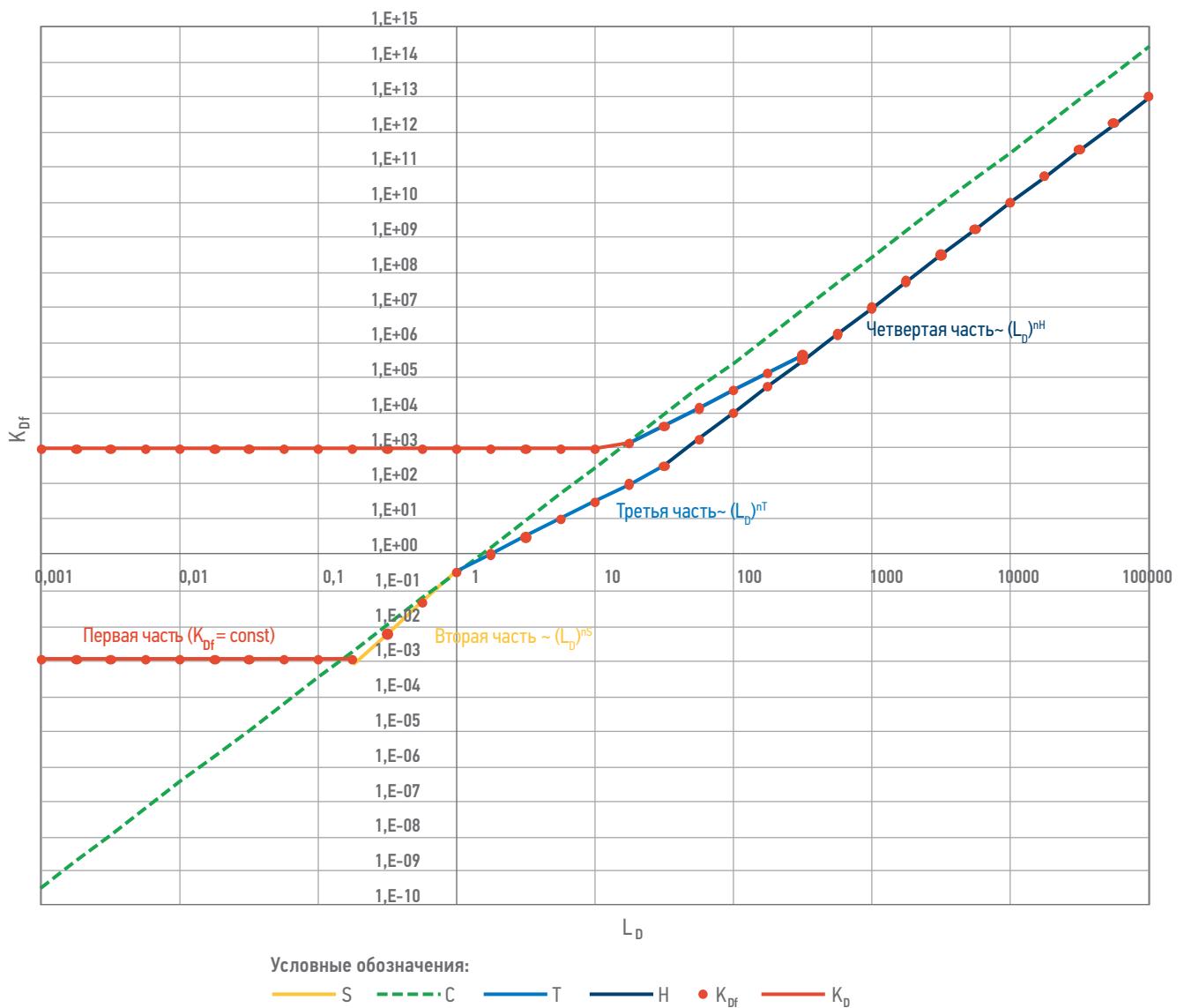


Рис. 7. Схема аппроксимации зависимостей $K_{Df}(L_D)$. Условные обозначения: K_D — первая часть кривой с постоянным значением, S — вторая часть кривой — степенная зависимость с показателем степени n_S , T — третья часть кривой — степенная зависимость с показателем степени n_T , H — четвёртая часть кривой — степенная зависимость с показателем степени n_H , C — разделительная линия, смещающая точку перехода от линии K_D к линии S — степенная зависимость с показателем степени n_C , K_{Df} — результирующая кривая. Составлено авторами

Fig. 7. Approximation scheme for $K_{Df}(L_D)$. Legend: K_D — first part of compound curve, constant, S — second part of compound curve, exponential function with power n_S , T — third part of compound curve, exponential function with power n_T , H — fourth part of compound curve, exponential function with power n_H , C — split line for shifting transition point from K_D to S part, K_{Df} — overall compound curve. Arranged by authors

в случаях, требующих снижения депрессии за счёт увеличения длины ГС при сохранении дебита, например при наличии подстилающей воды.

Корреляционная зависимость (рис. 8) может использоваться для оценки коэффициентов притока горизонтальных газовых скважин с учётом гидравлического сопротивления хвостовика при принятии решений о конструкции ГС (выбор длины горизонтального участка, диаметра хвостовика), однако стоит отметить, что для корректного расчёта продуктивности необходим также учёт ограничений, связанных с выносом жидкости и скоростью потока на устье [9].

Далее представлен пример расчёта зависимости коэффициентов притока a и b и дебита газа для различных длин горизонтального ствола в условиях газовой залежи пласта ПК по описанной методике.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Учитывая формулу (23), зависимость результирующего коэффициента b для горизонтальной газовой скважины с учётом гидравлических потерь давления можно концептуально выразить в следующем виде:

$$b_f = b \frac{K_{Df}}{K_D}, \quad (39)$$

где b — нелинейный коэффициент притока для горизонтальной скважины без учёта гидравлических потерь давления; b_f — с учётом гидравлических потерь давления. Принимая во внимание степенной характер аппроксимации зависимости $K_{Df}(L_D)$, а также формулы (15) и (24), можно сделать следующие выводы относительно влияния длины ГС и диаметра хвостовика на значение нелинейного коэффициента притока b горизонтальной газовой скважины:

- В зависимости от значения γ , отношение b_f/b зависит от длины ГС как степень с показателем 2,1...3,2. Показатель определяется по формулам (31)–(34).
- Для скважин с большим удельным значением продуктивности на единицу длины ГС отношение b_f/b выше, диапазон влияния можно примерно оценить как $b_f/b \sim a_L^{-0,9...(-2,1)}$ при практических значениях γ , показатель определяется как $(\gamma-2)/(3+\gamma)\cdot n$,

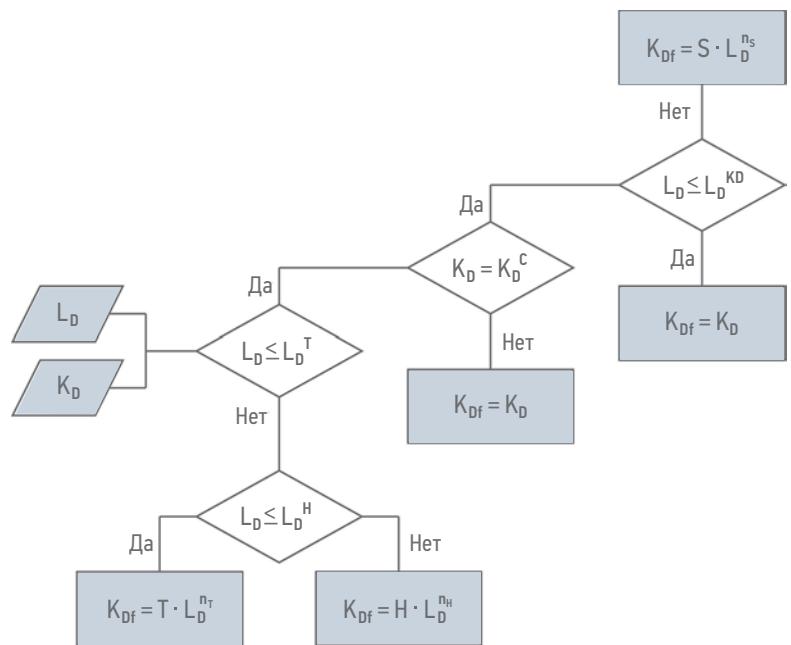


Рис. 8. Блок-схема для вычисления аппроксимации зависимости $K_{Df}(L_D)$ по представленной корреляции. Составлено авторами

Fig. 8. Block schematic diagram for approximation $K_{Df}(L_D)$ using developed correlation. Arranged by authors

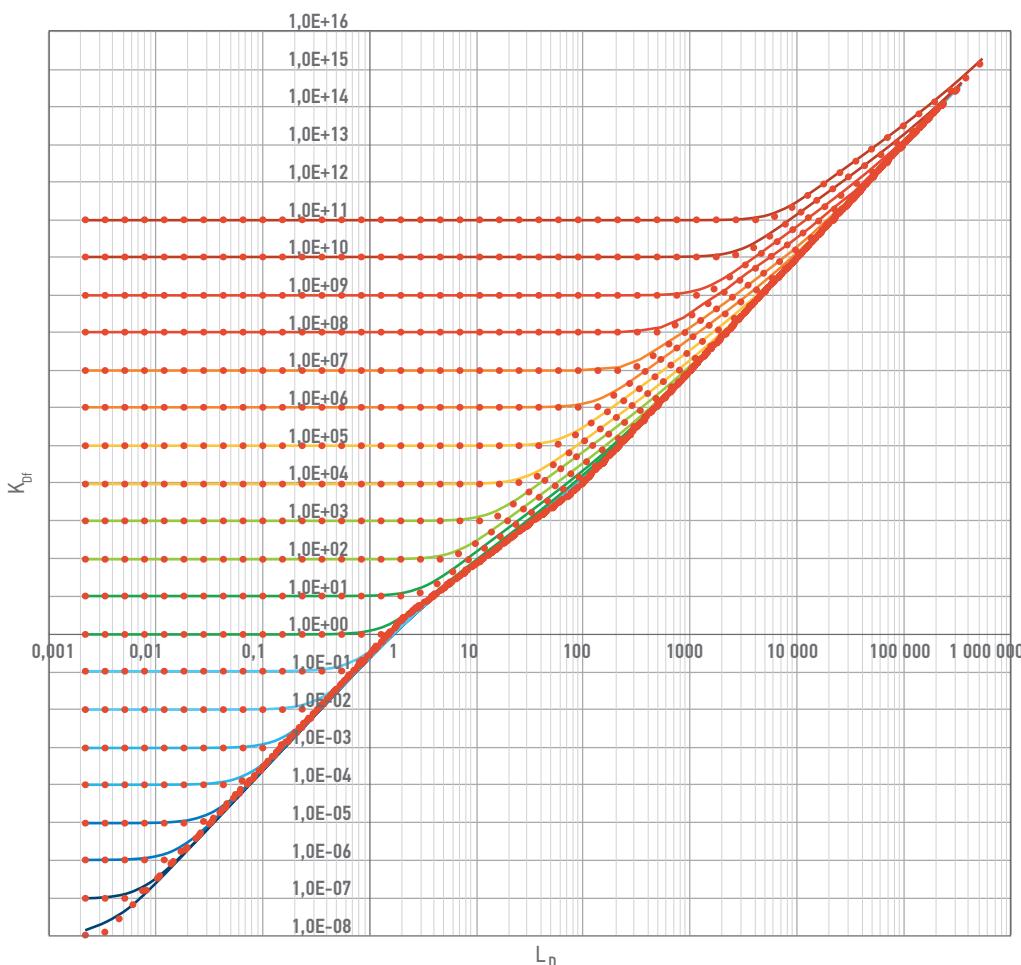


Рис. 9. Оценка настройки корреляции зависимостей $K_{Df}(L_D)$ для $\gamma = 0$. Составлено авторами

Fig. 9. Quality control of fitting $K_{Df}(L_D)$ correlation for $\gamma = 0$. Arranged by authors

где n — один из показателей (31)–(34), в зависимости от наблюдаемых условий.

- Для скважин с большим внутренним диаметром хвостовика отношение b_f/b ниже, при этом $b_f/b \sim D^{1+3(\gamma-1)/(3-\gamma)(3+\gamma)}$.

Кроме того, на основе формулы (24) с учётом (27) можно оценить длину горизонтального ствола газовой скважины, начиная с которой гидравлические потери в горизонтальном

Таблица 1. Исходные данные для расчёта зависимости коэффициентов притока от длины ГС с учётом гидравлических потерь давления

Table 1. Input data for flow coefficient calculation for different well lengths taking account of hydraulic pressure losses

Величина	Значение
$p_{\text{пп}}$, бар	62,8
$p_{\text{заб}}$, бар	56
$p_{\text{атм}}$, бар	1
a_L , м·бар ² /(тыс. м ³ /сут)	50
b_L , м ² ·бар ² /(тыс. м ³ /сут) ²	2000
D , мм	100,3
μ , сПз	0,0125
ρ_0 , кг/м ³	0,69
λ_0	0,012
γ	0

Таблица 2. Значения основных безразмерных комплексов

Table 2. Dimensionless factors values

Величина	Значение
$p_D^{\text{пп}}$	62,8
K_D	40000
Λ_D	$6,68 \cdot 10^{-13}$

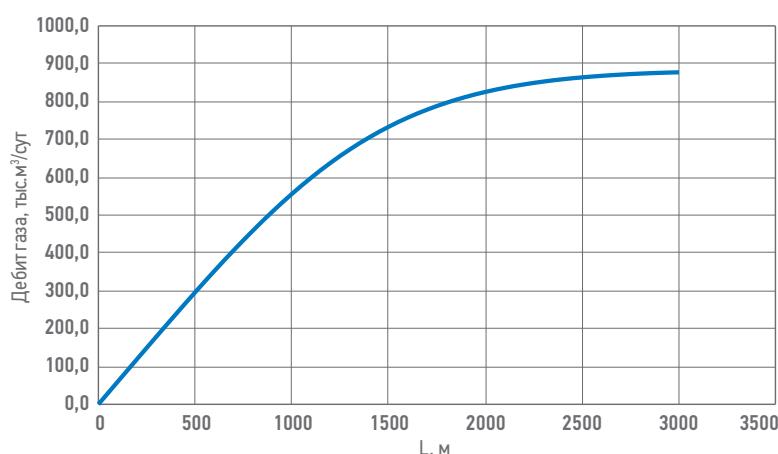


Рис. 10. Зависимость дебита газа от длины ГС при забойном давлении 56 бар, рассчитанная по предлагаемой методике. Составлено авторами

Fig. 10. Gas production rate for horizontal gas wells vs. horizontal well length for bottom hole pressure 56 bar, calculated using proposed method. Arranged by authors

стволе будут оказывать ощущимое влияние на продуктивность:

$$L_{\text{пред}} = D^{\frac{5+\gamma}{3+\gamma}} p_{\text{пп}}^{\frac{2(\gamma-1)}{3+\gamma}} \left(\frac{b_L}{S} \right)^{\frac{1}{3-\gamma}} \left(\frac{4}{\pi} \right)^{\frac{\gamma-2}{\gamma+3}} \frac{\frac{\gamma(7-\gamma)}{(3-\gamma)(3+\gamma)}}{\left(\rho_0 \lambda_0 p_{\text{атм}} \right)^{\frac{1}{3+\gamma}} \left(\mu_0 / \rho_0 \right)^{\frac{\gamma}{3+\gamma}}}, \quad (40)$$

где S рассчитывается по формуле (36).

Стоит отметить, что при увеличении диаметра хвостовика ГС также изменяется удельное значение b_L , по аналогии с зависимостью коэффициента b вертикальных скважин от диаметра эксплуатационной колонны [10]. С учётом этого обстоятельства можно сделать следующие выводы относительно зависимости $L_{\text{пред}}$ от параметров расчёта и возможных корректирующих мероприятий по снижению влияния гидравлических потерь давления на продуктивность горизонтальных газовых скважин:

- Для более продуктивных скважин влияние гидравлических потерь давления начинается при меньших длинах ГС, степень влияния зависит от показателя γ .
- По мере падения пластового давления длина ГС, при которой начинается ощущимое влияние гидравлики в горизонтальном стволе на продуктивность, сокращается.
- Использование в конструкции скважин хвостовиков большего диаметра позволяет бурить более длинные горизонтальные стволы, степень пропорциональности между внутренним диаметром хвостовика и длиной ГС без влияния гидравлики зависит от γ следующим образом:

$$L_{\text{пред}} \sim D^{1 + \frac{3(1-\gamma)}{(3-\gamma)(3+\gamma)}}, \quad (41)$$

что соответствует $L_{\text{пред}} \sim D^{1,17 \dots 1,33}$ для встречающихся на практике значений γ .

ПРИМЕР РАСЧЁТА

Необходимые для расчёта исходные данные представлены в табл. 1. Удельные коэффициенты притока a_L и b_L определяются по фактическим данным. Стоит отметить, что подобный расчёт должен учитывать гидравлические потери в стволе горизонтальной скважины, поэтому коэффициент a_L определяется по формуле (8), а коэффициент b_L — итерационно с применением описанной зависимости.

Значения безразмерных комплексов (13)–(15), определяющих характер решения, приведены в табл. 2.

Для расчёта эффективного коэффициента a горизонтальной газовой скважины нужно воспользоваться формулой (8), значение коэффициента b определяется следующей последовательностью действий.

1. По диаграмме Муди оценить значение показателя степени γ для рассматриваемых параметров хвостовика горизонтальной скважины и ожидаемых режимов работы.
2. Рассчитать по формуле (24) безразмерное значение длины ГС L_D и значение безразмерного коэффициента нелинейности притока к ГС K_D по формуле (14).
3. Определить по графикам на **рис. 2–6** или по блок-схеме **рис. 7** значение величины K_{Df} .
4. Рассчитать по формуле (23) или (29) размерное значение коэффициента притока b . Анализировать результат удобно в виде отношения коэффициента притока b с учётом гидравлических потерь к величине коэффициента притока без учёта гидравлических потерь, численно равном отношению K_{Df}/K_D , а также в виде зависимости дебита газа от длины ГС при фиксированном забойном давлении. Результаты расчёта представлены на **рис. 10**.

- Безразмерная длина горизонтального ствола (24).
- Значение безразмерного коэффициента нелинейности притока к ГС (14)
- Показатель степени γ в зависимости (5) коэффициента гидравлического сопротивления хвостовика от числа Рейнольдса.

В результате анализа численного решения системы уравнений, описывающих приток газа к горизонтальной скважине и движение газа по хвостовику, получено аналитическое выражение для расчёта эффективного коэффициента b , характеризующего нелинейную часть уравнения притока газа к скважине, учитывающего неравномерное распределение забойного давления вдоль горизонтального ствола. Кроме того, показано что значение эффективного коэффициента a , описывающего линейную часть уравнения притока газа к скважине, не зависит от гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе.

Результаты работы имеют следующие приложения.

- Оценка продуктивности горизонтальных газовых скважин с учётом гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе.
- Оценка влияния гидравлических потерь на продуктивность и оценка оптимальной длины и диаметра хвостовика горизонтального ствола.
- Упрощённые аналитические интегрированные модели разработки газовых месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе исследовано влияние гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе газовой скважины на её продуктивность, определены основные безразмерные факторы:

Список литературы

1. Ben J. Dikken. Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance // *Journal of Petroleum Technology*. 1990. — № 42 (11). — P. 1426–1433. SPE-19824-PA
 2. Самоловов Д.А. Модель влияния вязкого трения на продуктивность горизонтальных скважин // Известия вузов: Нефть и газ. — 2014. — №4. — С. 48–52.
 3. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. — М.: Недра, 1995. — 131 с.
 4. Никитин Б.А., Басниев К.С., Алиев З.С. и др. Методика определения забойного давления в наклонных горизонтальных скважинах. — М.: ИРЦ «Газпром», 1997. — 30 с.
 5. Союзюко С.К., Телнов А.П., Гринёв В.Ф. Неустановившийся приток к многозабойной горизонтальной скважине в пласте с подошвенной водой. МСНТ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири». Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2002. — С. 69–73.
 6. Союзюко С.К. Приток к пологой газовой скважине с боковым стволов в полосообразном пласте. Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. // Перспективы развития: Сб. докл. II Междунар. науч.-практ. конф. г. Геленджик, Краснодарский край 21–26 мая 2007 г. — Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2007. — С. 45–47.
 7. Черных В.А. Математическое моделирование горизонтальной скважины при различных схемах заканчивания и конструкциях забоя. Вопросы разработки и эксплуатации газовых и газононденсатных месторождений. М.: ВНИИГАЗ, 1993. — С. 128–141.
 8. Moody L.F. Friction factors for pipe flow // *Transactions of the ASME*. — 1944. — № 66 (8). — P. 671–684.
 9. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2004, С. 42.
 10. Басниев К.С., Коцина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. — М.: Недра, 1993. — 416 с.
- References**
1. Ben J. Dikken. Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance // *Journal of Petroleum Technology*. 1990. — № 42 (11). — P. 1426–1433. SPE-19824-PA
 2. Samolovov D.A. Model for influence viscous friction on horizontal well productivity // *News of higher educational institution: Oil and gas*. — 2014. — №4. — P. 48–52.
 3. Aliev Z.S., Sheremet V.V. Determine of horizontal well productivity on gas and gas-oil reservoirs. — Moscow: Mineral resources, 1995. — 131 pp.

4. Nikitin B.A., Basniev K.S., Aliev Z.S. et al. *Method for determine bottom hole pressure for tilted horizontal well*. — Moscow: IAC «Gazprom», 1997. — 30 pp.
5. Sokhoshko S.K., Telkov A.P., Grinev V.F. *Transient flow to horizontally branched well un reservoir with underlaying water*. *TCST Oil and gas field development and operation in West Siberia*. Tyumen: «Vector Book», 2002. — P. 69–73
6. Sokhoshko S.K. Inflow to slanted horizontal well with side branch in strip-shape reservoir. Modern technology of well workover and enhanced oil recovery // *Future development: Reports of II International research and technology conference*. Gelendzhik, Krasnodar Krai 21–26 may 2007. — Krasnodar: LLC «Research and production company «Nitpo», 2007. — P. 45–47.
7. Chernykh V.A. *Simulation of horizontal well with different completion and bottomhole design. Issues of gas and gas-condensate fields development*. Moscow: VNIIGAZ, 1993. — P.128–141.
8. Moody L.F. Friction factors for pipe flow // *Transactions of the ASME*. — 1944. — № 66 (8). — P. 671–684.
9. *Technological design standards for gas production enterprises and subsurface gas storage station*. IS Gazprom TDS 1.8-001-2004. Moscow: IAC Gazprom, 2004, P. 42.
10. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. *Subsurface fluid mechanics*. — Moscow: Mineral resources, 1993. — 416 pp.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.А. Самоловов — постановка задачи, разработка модели, аналитические вычисления, решение задачи, обсуждение результатов, подготовка текста статьи.

Р.Т. Апасов — литературный обзор, обсуждение результатов, подготовка текста статьи.

С.А. Нехаев — постановка задачи, обсуждение результатов.

Dmitriy A. Samolovov — tasking, development of model, analytical calculations, solving, discussion, writing.

Renat T. Apasov — literature review, discussion.

Sergey A. Nekhaev — tasking, discussion.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дмитрий Алексеевич Самоловов* — кандидат технических наук, эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Samolovov.DA@gazpromneft-ntc.ru

Ренат Тимергалиевич Апасов — кандидат технических наук, руководитель программы развития продукции, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625000, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14. e-mail: ApasovRT@gazpromneft-ntc.ru

Сергей Александрович Нехаев — кандидат экономических наук, заместитель генерального директора по ранней проектной проработке, ООО «Газпромнефть-Развитие» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Зоологический переулок, д. 2–4. e-mail: Nekhaev.SA@gazprom-neft.ru

Dmitriy A. Samolovov* — Cand. of Sci. (Tech.), expert, Gazpromneft STC LLC 75–79 letter D, Moyka river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Samolovov.DA@gazpromneft-ntc.ru

Renat T. Apasov — Cand. of Sci. (Tech.), product development program manager, Gazpromneft STC LLC 14, 50 Let Oktyabrya, 625000, Tyumen, Russia. e-mail: ApasovRT@gazpromneft-ntc.ru

Sergey A. Nekhaev — Cand. of Sci. (Econ.), deputy general director for early stages of project development, Gazpromneft-Razvitie LLC 2–4, Zoologicheskiy pereylok, 190000, Saint-Petersburg, Russia. e-mail: Nekhaev.SA@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТА ОТ ПЛАНИРУЕМЫХ ГТМ НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.П. Кротова^{1,*}, Н.А. Новопашин², А.В. Широбоков³, Б.Р. Миннебаев³

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

²Научно-образовательный центр «Газпромнефть-Политех», РФ, Санкт-Петербург

³АО «Мессояханефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Krotova.AP@gazpromneft-ntc.ru

В данной статье рассматриваются методы прогнозирования эффективности от различных видов геологотехнических мероприятий в скважинах.

Целью работы было определение оптимальных способов оценки дебитов после планируемых геологотехнических мероприятий для дальнейшего сравнительного анализа экономической эффективности этих мероприятий.

Материалы и методы. Основным анализируемым параметром является коэффициент продуктивности скважины, методика прогнозирования которого зависит от вида планируемого геолого-технического мероприятия. В статье рассмотрено две основные группы методик определения продуктивности: численные и теоретические. Теоретическими методами определяется теоретически возможная продуктивность с применением формул, описывающих физические процессы в пласте. Численными методами анализируются фактические режимы работы скважин, в результате чего определяется их потенциальная продуктивность. В рамках численных подходов рассмотрено три метода анализа временных рядов и выбран более эффективный, который позволяет наиболее точно определить потенциальную продуктивность согласно историческим данным.

Таким образом, **результатом** проделанной работы является возможность рассчитать планируемые эффекты от мероприятий и определить экономически наиболее целесообразный вариант для скважин среди таких геолого-технических мероприятий, как прострелочно-взрывные работы, обработка призабойной зоны и гидравлические разрывы пласта.

Заключение. Рассмотренные в статье методики и автоматизированные инструменты, реализованные на основе данных методик, успешно применяются при подборе скважин-кандидатов и планировании мероприятий на Восточно-Мессояхском месторождении.

Ключевые слова: коэффициент продуктивности, геолого-технические мероприятия, теория двухфазной фильтрации, численные методы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кротова А.П., Новопашин Н.А., Широбоков А.В., Миннебаев Б.Р. Применение различных методик определения продуктивности скважин для оценки эффекта от планируемых ГТМ на Восточно-Мессояхском месторождении. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):83-89.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-83-89>

Статья поступила в редакцию 05.10.2022

Принята к публикации 13.02.2023

Опубликована 17.07.2023

USAGE OF DIFFERENT WELL PRODUCTIVITY INDEX DETERMINATION METHODS FOR EFFICIENCY EVALUATION OF FUTURE GEOLOGICAL AND ENGINEERING OPERATIONS ON VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOE FORMATION

Anastasia P. Krotova^{1,*}, Nikolai A. Novopashin², Anton V. Shirobokov³, Bulat R. Minnebaev³

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft-Polytech SEC LLC, RF, Saint Petersburg

³Messoyakhaneftegas JSC, RF, Tumen

E-mail: Krotova.AP@gazpromneft-ntc.ru

In this paper methods for predicting efficiency of different geological and engineering operations on wells are presented.

The purpose of the work was to determine the optimal ways for evaluation of planned flow rates after geological and engineering operations and comparative analysis economic efficiency of such operations.

Materials and methods. Key parameter for such evaluation is productivity index, its prediction method depends on the type of geological and engineering operations. This work describes two methods of productivity index

determination: numerical and theoretical. Theoretical methods determine theoretically possible productivity by formulas which are reflecting physic processes in formation. Numerical methods are used to analyze actual well performance, what allows to determine potential productivity. There were three time series analysis methods examined as numerical methods and the one, that allows more accurately determine potential productivity index according to actual data, was chosen.

Result of this work is a possibility to calculate planned effects of geological and engineering operations such as perforation work, bottom-hole treatment, hydraulic fracturing, and determine which one is the most economically practical for wells.

Conclusion. Methods and automated instruments, which are using these methods as foundation, are successfully used to determine wells for well intervention processes and planning geological and engineering operations for East-Messoyakha formation.

Keywords: productivity index, geological and engineering operations, two-phase filtration theory, numerical methods

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

For citation: Krotova A.P., Novopashin N.A., Shirobokov A.V., Minnebaev B.R. Usage of different well productivity index determination methods for efficiency evaluation of future geological and engineering operations on Vostochno-Messoyakhskoe formation. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):83–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-83-89>

Manuscript received 05.10.2022

Accepted 13.02.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

Вопросами притока к нефтяным скважинам, в том числе и анализу эффективности их работы, посвящены работы Ю.Т. Борисова, S.D. Joshi, В.П. Меркулова и многих других исследователей [1, 2]. Для дебита нефтяной наклонной и горизонтальной скважин давно получены решения в различных постановках. Как правило, эти решения прогнозируют дебиты новых скважин, которые еще не пробурены. Но как те же решения можно применить для прогнозирования приростов дебита от отдельных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах фактически работающего фонда? Как результаты таких теоретических подходов соотнести с фактическими показателями работы скважин? Или как методы таких оценок можно применить не для скважины в целом, а для отдельного интервала ствола, который, например, планируется вовлечь в разработку в рамках дополнительных прострелочно-взрывных работ (ДПВР)?

Чтобы ответить на все эти вопросы, стоит оценить приrostы от мероприятий и приобретаемых интервалов стволов через продуктивность, так как для работающих скважин фактическую продуктивность можно соотнести с теоретической, а также определить потенциально возможную продуктивность. Таким образом, в рамках рассматриваемой темы можно выделить две группы методик определения продуктивности скважин: численные и теоретические. Первые базируются на анализе **фактических** профилей работы скважин с помощью численных методов,

вторые — на **теории фильтрации** двухфазных смесей в призабойной зоне пласта [1–4].

Другими словами, **численными методами** определяются **исторические** интервалы работы скважины с **фактической потенциальной продуктивностью**, а в рамках теоретических подходов продуктивность определяется по формулам, описывающим физические процессы в пласте.

Численные методы — это инструменты вычислительной математики, которые позволяют решать ряд математических задач, таких как системы нелинейных уравнений, аппроксимация точечных значений некоторой функции (например, продуктивности) и прочее. Итак, посредством **численных методов** возможно определение потенциальной продуктивности, то есть такой продуктивности, которую скважина уже достигала в период эксплуатации и которую возможно восстановить после проведения ГТМ, например обработкой призабойной зоны пласта (ОПЗ).

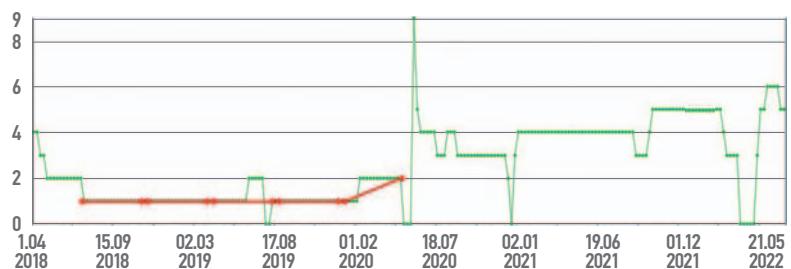
С целью определения потенциального коэффициента продуктивности было решено исследовать временной ряд интервалами для поиска стабильного участка (т.е. участка с минимальными изменениями коэффициента продуктивности), который будет иметь максимальное среднее значение и диапазон дат интервала, приближенный к актуальной дате работы скважины. Предварительно временной ряд подвергался экспоненциальному сглаживанию ($\alpha = 0,2$ и $\beta = 0,8$) [4], а стабильность интервала оценивалась углом наклона, рассчитанному через метод наименьших квадратов (МНК) [5], длина интервала приравнивалась 6–8 точкам временного ряда.

При анализе временного ряда интервалами было рассмотрено три методики — *интервальный метод*, *метод с поиском перегиба* и *метод с плавающим окном*.

В рамках **интервального метода** (рис. 1) выделялись равные по размеру участки на временном ряде и определялся их наклон. Метод достаточно прост и в логике, и в реализации, но не позволяет рассмотреть все комбинации выделения интервалов на временном ряде. Простота логики алгоритма не дает возможности корректно анализировать временной ряд.

Метод поиска перегиба (рис. 2) увеличивает длину интервала на одну точку и определяет наклон продуктивности в этой точке до тех пор, пока не будут обнаружены резкие изменения значений, что сигнализирует о наличии перегиба. Затем определяется конец перегиба по той же методике. По обе стороны от резких перегибов выделяются интервалы (красные отрезки на рис. 2), которые являются кандидатами для дальнейшего поиска потенциальной продуктивности, при этом сами перегибы исключаются из поиска целевых интервалов (серые участки на рис. 2). Среди выделенных участков временного ряда оцениваются углы наклона, характеризующие скорость изменения продуктивности на этих участках (на рис. 2 это углы между красными отрезками и горизонтальной осью). По результатам такой оценки выделяются интервалы с наиболее пологими углами наклона: такие интервалы являются участками стабильности продуктивности. Из них выделяется один — с наибольшим средним значением коэффициента продуктивности и наименьшим возможным углом наклона, который и будет искомой потенциальной продуктивностью.

Достоинством такого метода является исключение из поиска потенциала резких



Условные обозначения:

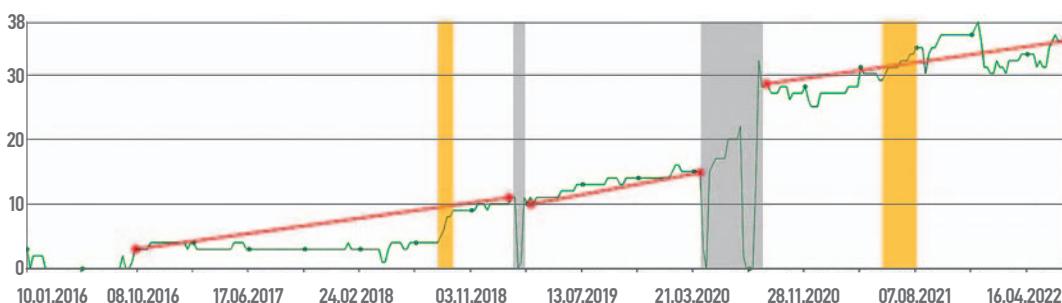
- Профиль продуктивности скважины
- Интервальный метод выделения

Рис. 1. Применение интервального метода просмотра временного ряда
(Н.А. Новопашин)

Fig. 1. Application of interval method for time series (Nikolai A. Novopashin)

перегибов продуктивности, которые не позволяли корректно оценить ее стабильность на интервалах-кандидатах. Существенный недостаток метода заключается в том, что он не выделяет интервалы по плавным перегибам (желтые участки на рис. 2), в то время как такие интервалы могут быть целевыми. Кроме того, программная реализация метода оказалась низкоскоростной. Учитывая все минусы данного метода, было решено от него отказаться и рассмотреть следующий.

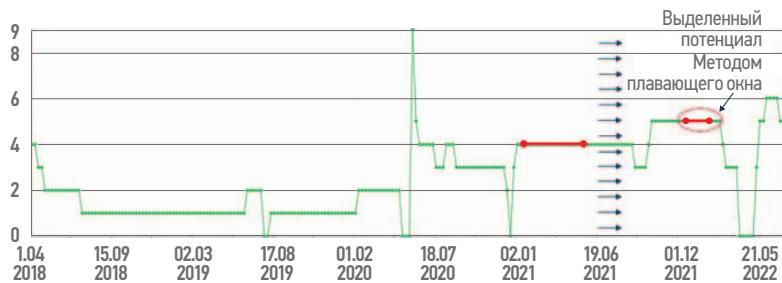
В **методе плавающего окна** (рис. 3) выделяется окно с размером 6–8 точек и перемещается от начала к концу временного ряда. На каждом шаге определяется угол наклона и записывается в список наклонов интервалов, после чего определяется интервал с наименьшим углом наклона, что является показателем самого стабильного интервала. Отобранный интервал сравнивается со всеми остальными с целью отобрать схожие



Условные обозначения:

- Профиль продуктивности скважины
- Интервалы, выделяемые поиском перегиба
- Интервалы с резкими перегибами
- Участки с медленным изменением продуктивности

Рис. 2. Применение метода поиска перегиба на временном ряду (Н.А. Новопашин)
Fig. 2. Application of slope searching method for time series (Nikolai A. Novopashin)



Условные обозначения:

- Профиль продуктивности скважины
- Выделение интервала методом плавающего окна

Рис. 3. Применение метода плавающего окна (Н.А. Новопашин)
Fig. 3. Application of sliding window method for time series (Nikolai A. Novopashin)

по стабильности участки, критерием отбора являлось условие «меньше или равно» минимальному углу наклона с учетом

$$\eta = \begin{cases} \frac{2\pi \cdot k}{b \cdot \mu} \cdot \frac{h}{\ln(R_k / r_c) + \text{SKIN}}, L \leq 2 \cdot h \\ \frac{2\pi \cdot k}{b \cdot \mu} \cdot \frac{h_n}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + \frac{\beta \cdot h_n}{L} \cdot (\ln\left(\frac{\beta \cdot h_n}{(\beta + 1) \cdot r_c}\right) + \text{SKIN})}, L > 2 \cdot h_n \end{cases}, \quad (1)$$

где η — коэффициент продуктивности, характеризующий возможности пласта по флюидоотдаче, $\text{m}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$; k — эффективная проницаемость горных пород, мкм^2 ; b — коэффициент расширения по объему; μ — вязкость жидкости, насыщающей поры пласта, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; L — длина горизонтального участка ствола скважины, или длина трещины ГРП (для определения прироста дебита после гидравлического разрыва пласта (ГРП)), или длина участка транспортного ствола, который планируется перфорировать (в рамках оценки эффекта от дПВР), м ; h_n — эффективная мощность пласта в районе скважины, м ; h — эффективная толщина коллектора, вскрытого стволом или интервалом ствола скважины, или высота трещины (при оценке эффекта от ГРП), м ; R_k — радиус контура питания, м (для вертикальных скважин Восточно-Мессояхского месторождения R_k принимается 250 м; для горизонтальных скважин $R_k = L\sqrt{\pi}$); r_c — внутренний радиус скважины, или ширина трещины ГРП (при расчете эффекта от ГРП), в остальных случаях — это половина внутреннего диаметра хвостовика ($0,0992/2$), м ; a — большая полуось эллипса дренирования, м ; $\beta = \sqrt(k_r / k_w)$ — коэффициент анизотропии по проницаемости пласта (на Восточно-Мессояхском месторождении для пласта ПК1–3 анизотропия $k_w / k_r = 0,14$, следовательно, $\beta = \sqrt(1 / 0,14)$); SKIN — степень загрязнения призабойной

эмпирической константы, зависящей от метода расчета угла наклона. Среди полученного массива интервалов определяется тот, который имеет наибольшее среднее значение коэффициента продуктивности. Именно это значение и является потенциальным коэффициентом продуктивности.

Определив потенциальный коэффициент продуктивности, можно оценить возможный прирост дебита от таких мероприятий как ОПЗ. Однако, чтобы оценить эффект от тех мероприятий, посредством которых в разработку вовлекаются новые участки пласта (например, дПВР или ГРП), требуются теоретические методы определения продуктивности. Таким образом, для расчета коэффициента продуктивности применяется формула (1), в которой для вертикальных скважин используется формула Дюпюи (из источника [1]), а для горизонтальных скважин — формула Джоши (из источника [2]):

зоны пласта. При оценке эффекта планируемого ГТМ задается экспертико в соответствии с видом ГТМ:

- при расчёте прироста дебита после ГРП SKIN = -4;
- при расчёте прироста дебита после дПВР SKIN = 0;
- при расчёте теоретического стартового дебита SKIN = 0.

При вычислении продуктивности (1) отношение $k/(b\mu)$ можно было бы определить по формуле (2), если бы был известен параметр k_{rw} :

$$\frac{k}{b \cdot \mu} = k_{abs} \cdot \left(\frac{k_{ro}}{b_{oil} \cdot \mu_{oil}} + \frac{k_{rw}}{b_{wat} \cdot \mu_{wat}} \right), \quad (2)$$

где k_{abs} — абсолютная проницаемость пласта, мкм^2 ; k_{ro} — относительная фазовая проницаемость нефти (relative oil permeability); k_{rw} — относительная фазовая проницаемость воды (relative water permeability); b_{oil} , b_{wat} — объемные коэффициенты нефти и воды; μ_{oil} , μ_{wat} — динамическая вязкость нефти и воды, $\text{мПа}\cdot\text{с}$. Чтобы исключить из формулы (2) неизвестные k_{rw} и k_{ro} применяется зависимость Баклея — Леверетта [6] для двухфазной фильтрации:

$$wc = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \cdot \mu_{wat} \cdot b_{wat}}{k_{rw} \cdot \mu_{oil} \cdot b_{oil}}} \quad (3)$$

и корреляции Кори для относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе нефть—вода при $0 < wc < 1$:

$$k_{ro} = k_{RORW} \cdot (1 - S)^{N_{oil}}, \quad (4)$$

$$k_{rw} = k_{RWR} \cdot S^{N_{wat}}$$

где wc — обводненность (water cut) в долях; k_{RORW} — концевая точка ОФП нефти при критической водонасыщенности; k_{RWR} — концевая точка ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности; N_{oil} , N_{wat} — степени Кори по нефти и воде.

Таким образом, остается один неизвестный показатель S — нормированная водонасыщенность, который можно исключить, решив уравнение, выраженное из формул (3–4):

$$\frac{k_{RORW} \cdot (1 - S)^{N_{oil}}}{k_{RWR} \cdot S^{N_{wat}}} = \frac{\mu_{oil} \cdot b_{oil}}{\mu_{wat} \cdot b_{wat}} \left(\frac{1}{wc} - 1 \right). \quad (5)$$

В результате $k/(b\mu)$ оценивается по следующей формуле:

$$Q = \eta \cdot \Delta P = \eta \cdot \begin{cases} P_{пл} - P_{заб}, & P_{заб} \geq P_{нас} \\ P_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1,8} \cdot \left(1 - 0,2 \cdot \frac{P_{заб}}{P_{нас}} - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right), & P_{заб} < P_{нас} \end{cases}, \quad (7)$$

где Q — дебит жидкости, м³/сут; ΔP — депрессия, МПа; $P_{пл}$, $P_{заб}$ — пластовое и забойное давление, МПа, актуальные на момент планирования ГТМ; $P_{нас}$ — давление насыщения, МПа (для объекта разработки ПК1–3 $P_{нас} = 7,9$ МПа).

Чтобы теоретические расчеты дебитов после ГТМ были сопоставимы с фактическим дебитом до ГТМ, нужно «нормировать» теоретические результаты на факт с помощью коэффициента адаптации:

$$K_{адапт} = Q_{факт,старт} / Q_0, \quad (8)$$

где Q_0 — теоретический стартовый дебит скважины, рассчитанный формулами (1), (5) и (6), а $Q_{факт,старт}$ — фактический стартовый дебит.

Можно было бы определять коэффициент адаптации не через стартовый дебит, а через актуальный фактический, но в этом случае вероятна большая погрешность, т.к. в расчете теоретического дебита SKIN принимается 0, что не соответствует факту на конец истории. Итак, с помощью полученного коэффициента адаптации и с применением формул (1), (5) и (6) определяются **планируемые эффекты и дебиты после ГТМ**.

Планируемый дебит после ГРП или дПВР оценивается по следующей формуле:

$$Q_{послеГТМ} = Q_{факт} + K_{адапт} \cdot \eta \cdot \Delta P = Q_{факт} + K_{адапт} \cdot \Delta Q_{ГТМ}, \quad (9)$$

где $Q_{факт}$ — актуальный фактический дебит жидкости до ГТМ, м³/сут; η — теоретическая продуктивность, рассчитанная по формулам (1), (5) и (6); $\Delta Q_{ГТМ}$ — теоретический эффект от ГТМ, рассчитанный формулами (1) и (5–7); $K_{адапт} \cdot \Delta Q_{ГТМ}$ — **планируемый эффект**

$$\frac{k}{b \cdot \mu} = \begin{cases} k \cdot \frac{k_{RORW}}{b_{oil} \cdot \mu_{oil}}, & wc = 0 \\ k \cdot \frac{k_{RORW} \cdot (1 - S)^{N_{oil}}}{b_{oil} \cdot \mu_{oil}} \cdot \frac{1}{1 - wc}, & 0 < wc < 1. \\ k \cdot \frac{k_{RWR}}{b_{wat} \cdot \mu_{wat}}, & wc = 1 \end{cases} \quad (6)$$

При определении теоретического прироста от дПВР применяется актуальная фактическая обводненность, а при оценке эффекта от ГРП — обводненность после планируемого мероприятия (принимается как фактическая обводненность, увеличенная на 30 %, но так, чтобы она не превышала 85 %).

Теоретический дебит, или прирост дебита, (после ГРП, дПВР) выражается через коэффициент продуктивности. При этом депрессия определяется зависимостью Вогеля [7] в случаях, когда забойное давление ниже давления насыщения:

$$\Delta Q = \eta_{потенциал} \cdot \Delta P - Q_{факт_до_ГТМ}, \quad (10)$$

от мероприятия, или, другими словами, прирост к дебиту после планируемых ГРП или дПВР.

Планируемый эффект от ОПЗ определяется с применением потенциальной продуктивности $\eta_{потенциал}$, полученной **численным методом плавающего окна** (рис. 3):

$$\Delta Q_{ОПЗ} = \eta_{потенциал} \cdot \Delta P - Q_{факт_до_ГТМ}, \quad (10)$$

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ПОЗВОЛЯЮТ СОСТАВИТЬ РЕЙТИНГ ГТМ ДЛЯ КАЖДОЙ СКВАЖИНЫ И ОЦЕНИТЬ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Был осуществлен эксперимент, в ходе которого потенциальная продуктивность определялась аналитическими формулами (1), (5) и (6), т.е. $\eta_{потенциал} = K_{адапт} \cdot \eta$ (при SKIN = –1), но такой подход плохо коррелировал с фактическими дебитами после ОПЗ при ретроспективном анализе.

По рассмотренным методикам в АО «Мессояханефтегаз» реализованы программные модули по оценке планируемых дебитов и эффектов от ОПЗ, ГРП и дПВР. **Таблица 1** демонстрирует, как результаты работы этих инструментов соотносятся с фактическими показателями после ГТМ в ретроспективном анализе:

Таблица 1. Сопоставление фактических приростов от ГТМ с планируемыми
Table 1. Comparison of planed rates and start rates after well intervention

Скв.	Фактический прирост добычи от ГТМ		Оценка прироста добычи программными модулями	
	жидкость	нефть	жидкость	нефть
дПВР:				
WELL1	38%	45%	47%	47%
WELL2	54%	54%	49%	49%
WELL3	81%	45%	26%	25%
ГРП:				
WELL4	600%	444%	260%	267%
WELL5	27%	2%	35%	28%
WELL6	209%	46%	209%	63%
WELL7	36%	8%	78%	62%

Когда для всех скважин фонда осуществлена оценка эффекта ΔQ от ГРП, дПВР и РИР, можно определить наиболее «выгодное» ГТМ в рамках отдельной скважины. Для этого составляется рейтинг приоритетов мероприятий для каждой скважины. При этом из рейтинга исключаются ОПЗ, если обводненность скважины превышает 75 %, и ГРП, если расстояние от верха перфорации до ГНК по вертикали менее 8 м.

Каждому виду ГТМ присваивается условная стоимость $УС_{ГТМ}$: ОПЗ — 0,7; ПВР — 0,8; ГРП — 6. Этот коэффициент нужен для того, чтобы определить приоритет по стоимости, то есть чем мероприятие дешевле, тем оно приоритетнее. С другой стороны, мероприятие обладает приоритетом по эффекту ΔQ : чем больше прирост дебита нефти, тем ГТМ приоритетнее. Чтобы учитывались одновременно и эффект, и стоимость, применяется коэффициент удельной стоимости эффекта от ГТМ:

$$УС_{ЭФФЕКТА} = УС_{ГТМ} / \Delta Q. \quad (11)$$

Этот коэффициент показывает, сколько условно стоит 1 тонна прироста дебита нефти. Следовательно, мероприятие тем приоритетнее, чем меньше удельная стоимость эффекта $УС_{ЭФФЕКТА}$.

Таким образом, описанные в статье методики определения продуктивности позволяют не только оценить эффекты от планируемых геолого-технических мероприятий, но и составить их рейтинг в рамках отдельной скважины. Также следует отметить, что рассмотренные методики и автоматизированные инструменты, реализованные по данным методикам, успешно применяются при подборе скважин-кандидатов и планировании мероприятий на Восточно-Мессояхском месторождении.

Список литературы

1. Бердин Т.Г. Проектирование разработки месторождений системами горизонтальных скважин / Т.Г. Бердин. — М.: Недра, 2001. — 199 с.
 2. Joshi S.D. Horizontal well technology. Oklahoma. 1991. — 414 с.
 3. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов / Н.Г. Назарова [и др.] // Нефть. Газ. Новации. — 2018. — № 4 (209). — С. 51–55.
 4. Кильдишев ГС, Френкель А.А. Анализ временных рядов и прогнозирование — М.: Ленанд, 2021. — С. 53–61.
 5. Мазмishvili A.I. Теория ошибок и метод наименьших квадратов — М.: Недра, 1978. — С. 165–172.
 6. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении, 2-е издание. — М.: ЮКОС — Schlumberger, 2001. — 144 с.
 7. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells. — JPT, Jan., 1968.
- References**
1. Berdin T.G. Design of oil and gas field development by using systems of horizontal wells / T.G. Berdin. — Moscow: Nedra, 2001. — 199 p. (In Russ.)
 2. Joshi S.D. Horizontal well technology. Oklahoma. 1991. 414 p.
 3. The method of calculation of coefficient of performance of wells in heterogeneous permeability reservoirs / N.G. Nazarova [et al.]. Oil. Gas. Innovations, 2018, no. 4 (209), pp. 51–55. (In Russ.)
 4. Kildishev G.S., Frenkel A.A. Time series analysis and prediction. Moscow: Lenand, 2021, pp. 53–61.
 5. Mazmishvili A.I. Error theory and least square method. Moscow: Nedra, 1978, pp. 165–172.
 6. Don Wolcott, Waterflooding: Design, Performance and Surveillance methods to optimize rate and reserves, Yukos, 1999, 144 p.
 7. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells. JPT, Jan., 1968.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.П. Кротова — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Н.А. Новопашин — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

А.В. Широбоков — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Б.Р. Миннебаев — сбор данных, анализ материалов.

Anastasia P. Krotova — data collection, analysis of materials, writing an article.

Nikolai A. Novopashin — data collection, analysis of materials, writing an article.

Anton V. Shirobokov — data collection, analysis of materials, writing an article.

Bulat R. Minnebaev — data collection, analysis of materials.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анастасия Павловна Кротова* — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д, e-mail: Krotova.AP@gazpromneft-ntc.ru

Николай Андреевич Новопашин — инженер, Научно-образовательный центр «Газпромнефть-Политех» 195251, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая 29, e-mail: Novopashin.NA@gazpromneft-ntc.ru

Антон Вячеславович Широбоков — руководитель проекта, АО «Мессояханефтегаз». 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Холодильная, д. 77. e-mail: Shirobokov.AV@tmn.gazprom-neft.ru

Булат Ринатович Миннебаев — менеджер, АО «Мессояханефтегаз». 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Холодильная, д. 77. e-mail: Minnebaev.BR@tmn.gazprom-neft.ru

Anastasia P. Krotova* — Manager, Gazpromneft NTC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Krotova.AP@gazpromneft-ntc.ru

Nikolai A. Novopashin — Engineer,
Gazpromneft-Polytech SEC LLC
29, Politehnicheskaya str., 195251, Saint Petersburg,
Russia.
e-mail: Novopashin.NA@gazpromneft-ntc.ru

Anton V. Shirobokov — Project manager,
Messoyakhaneftegas JSC
77, Kholodilnaia str., 625026, Tumen, Russia.
e-mail: Shirobokov.AV@tmn.gazprom-neft.ru

Bulat R. Minnebaev — Manager,
Messoyakhaneftegas JSC, RF, Tumen
77, Kholodilnaia str., 625026, Tumen, Russia.
e-mail: Minnebaev.BR@tmn.gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ДИАГНОСТИКА ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ АВТО-ГРП С ПОМОЩЬЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

© Коллектив авторов,
2023



В.М. Кричевский^{1,*}, Р.А. Мингараев¹, А.Н. Никонорова², Л.А. Зинуров¹

¹000 «Соффайл», РФ, Казань

²НОЦ «Газпромнефть — КФУ», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: vladimir.krichevsky@sofoil.com

Введение. Данная статья посвящена изучению процесса развития трещин авто-ГРП с помощью специальных гидродинамических исследований. В работе рассматриваются вопросы диагностики наличия или отсутствия трещины и траектории ее распространения.

Существует множество подходов к диагностике динамических трещин авто-ГРП как с помощью индикаторных исследований, так и по нестационарным ГДИС: факт наличия такой трещины достаточно надежно определяется существующими методами. Однако остается открытым вопрос геометрии этой трещины — распространяется ли она преимущественно по латерали либо растет в высоту, в том числе подключая другие пласти. При этом рост трещины в длину может положительно влиять на разработку, например, в рядных схемах площадного заводнения, ориентированных вдоль направления максимального стресса. Отметим, однако, что существует риск прямых прорывов из нагнетательных в добывающие скважины, расположенные иногда на расстоянии нескольких километров [1].

Еще одним существенным риском является распространение трещины в высоту: в этом случае возможное приобщение других пластов к закачке может резко негативно сказаться на разработке [2, 3].

Для оценки высоты трещины успешно используются промыслово-геофизические исследования, однако их применимость ограничена траекторией скважины. Уже при небольших отклонениях скважины от вертикали расстояние между ней и трещиной (которая в подавляющем большинстве случаев строго вертикальна) увеличивается с ростом расстояния от пластопрересечения. Это приводит к тому, что «заколонные» методы, такие как шумометрия и термометрия, резко теряют чувствительность при определении движения по трещине и приобщения других пластов. Поэтому задачи диагностики роста трещины в высоту и определения ее полудлины методами ГДИС являются крайне актуальными.

Цель данного исследования — обоснование и опробование диагностического комплекса для определения траектории авто-ГРП методами ГДИ. Задачами исследования являются: построение модели развития трещины авто-ГРП; обоснование программы исследований; выполнение исследований на скважине; обработка результатов и адаптация их в модели.

Материалы и методы. Диагностический комплекс обосновывается на специально построенной численно-аналитической модели. В модели рассчитывается состояние трещины (полудлина, профиль ширины и давления) в любой момент времени на основе сопряженного расчета гидродинамики, гидравлики и геомеханики.

Результаты. В качестве результатов работы приведен пример применения специальных ГДИС на скважине с авто-ГРП и адаптации полученных результатов в модели.

Выводы. В целом работа обосновывает комплекс специальных гидродинамических исследований для оценки геометрии нестабильных трещин, а также способ интерпретации полученных данных.

Ключевые слова: трещина авто-ГРП, оптимальное давление нагнетания, индикаторная диаграмма, кривая падения давления

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кричевский В.М., Мингараев Р.А., Никонорова А.Н., Зинуров Л.А. Диагностика геометрии трещины авто-ГРП с помощью гидродинамических исследований. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):90–96. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-90-96>

Статья поступила в редакцию 10.01.2023

Принята к публикации 03.03.2023

Опубликована 17.07.2023

ASSESSING INJECTION-INDUCED FRACTURE GEOMETRY WITH WELL TESTING

Vladimir M. Krichevskiy^{1,*}, Ramil A. Mingaraev¹, Anastasia N. Nikonorova², Linar A. Zinurov¹

¹Sofoil LLC, RF, Kazan

²Scientific educational center “Gazpromneft — Kazan State University”, RF, Saint Petersburg

E-mail: vladimir.krichevsky@sofoil.com

Background. The paper describes a study of injection-induced fractures propagation with special well testing. It also concerns diagnostics of fracture opening and its trajectory.

There's a lot of approaches to diagnosing injection-induced fractures, including IPR tests and pressure transient

analysis: the presence of the fracture can be robustly determined. Although, the question of fracture geometry: if it opens mostly laterally or grows vertically connecting other reservoirs — is open. The lateral fracture growth may be good for oil displacement, e.g. in linear waterflood systems oriented along the regional stress. At the same time, there's a risk of direct water breakthrough into producing wells, sometimes located miles from injectors [1].

Another substantial risk is fracture vertical propagation: connecting different reservoirs to injection can seriously and negatively affect the development [2, 3].

Fracture height can be successfully assessed with cased hole logging, but the success depends on the well trajectory. Even slight inclination creates a distance between a well and a fracture (mostly strictly vertical), growing further from the fracture initiation point. As a result, "behind-the-casing" sensors, such as noise and temperature, lose the informational capacity of seeing the fracture flow and injection into other reservoirs. That's why diagnosing fracture vertical growth and its half-length is very important and relevant.

The goal of the study is to justify and test the well testing diagnostic routine to assess fracture geometry. The objectives are to:

- build a fracture propagation model;
- justify the well test program;
- test the program on the actual well;
- interpret the results and match them in the model.

Materials and methods. The diagnostic routine is based on a specially designed numerical-analytical model. The current state of the fracture (half-length, thickness and pressure profile) is being determined with a triple-linked calculation of fluid diffusion, fracture hydraulics and geomechanics.

Results. The result of the work is a field test, which successfully determined the fracture geometry and was matched in a model.

Conclusion. The paper justifies the special well-test based diagnostic routine and interpretation approach for assessing the injection-induced fracture geometry and the.

Keywords: injection-induced fracture, optimal injection pressure, IPR, pressure fall-off

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

For citation: Krichevskiy V.M., Mingaraev R.A., Nikonorova A.N., Zinurov L.A. Assessing injection-induced fracture geometry with well testing. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):90–96. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-90-96>

Manuscript received 10.01.2023

Accepted 03.03.2023

Published 17.07.2023

МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНЫ АВТО-ГРП

Для обоснования методики выполнения и интерпретации ГДИС с целью определения геометрии трещин авто-ГРП была создана численно-аналитическая модель, учитывающая гидродинамику течения в пласте, гидравлику течения по трещине и геомеханические законы.

Предпосылкой к созданию такой модели стала гипотеза о постоянной потере давления в трещине авто-ГРП за счет противодавления горной породы [4]. В данной работе определен конкретный механизм потери давления — это гидравлические потери в трещине, на которые горное давление влияет посредством регулировки ширины трещины.

При постановке задачи моделирования использованы следующие допущения.

- Однофазная постановка.
- Однослочная модель в каждом пласте.
- Однородное поле проницаемости.
- ФЕС не зависят от порового давления.
- Развитие трещины в высоту и в длину не зависимы помимо условия одинакового давления в точке инициации (забойного давления).

При расчетах используются следующие закономерности:

- Условие раскрытия трещины $P > P_c$, где P_c — давление раскрытия
- Ширина трещины пропорциональна превышению давления над P_c :
$$W_f = A \cdot (P - P_c)$$
- Гидравлическая потеря давления по длине трещины рассчитывается для прямоугольного сечения: $\Delta P_d X = B \cdot Q^2 / W_f^3$
- Давление раскрытия трещины зависит от пластового давления в окрестности трещины: $P_c = C + D \cdot P_e$

Технически расчеты выполняются в ПО tNavigator от компании RFD. Используется сетка размерностью 1x1 м. Модель состоит из трех пластов: нижний пласт является целевым (1 мД), средний пласт имитирует непроницаемую перемычку, верхний представляет собой переточный пласт (100 мД). Моделируется элемент рядной системы разработки с межскважинным расстоянием 500 м: модель представляет собой прямоугольник с $\frac{1}{4}$ нагнетательной скважины в одном углу и $\frac{1}{4}$ добывающей скважины — в противоположном. Трещина авто-ГРП моделируется набором мини-скважин в ячейках размером 1 м,

направление роста трещины считается заранее известным. Вблизи трещины располагаются наблюдательные скважины для расчета прогноза продуктивности каждой мини-скважины на следующем шаге, а также для оценки влияния роста пластового давления на рост давления раскрытия.

ПРИ ОТКЛОНЕНИИ СКВАЖИНЫ ОТ ВЕРТИКАЛИ ОЦЕНЬТЬ ВЫСОТУ И ТРАЕКТОРИЮ ТРЕЩИН АВТО-ГРП МОЖНО СПЕЦИАЛЬНЫМИ ГДИС С ПОМОЩЬЮ ЧИСЛЕННО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.

На каждом шаге расчета работает сложная механика сбора данных из модели, передачи ее в расчетную функцию, выполненную на C++, а также расстановки контроля на все скважины модели согласно рассчитанной геометрии трещины и профиля давления вдоль нее. Такой расчет осуществим благодаря наличию в tNavigator возможности использовать скрипты на языке Python на каждом расчетном шаге, а Python, в свою очередь, позволяет вызывать внешние библиотеки.

РАСЧЕТЫ ПРЯМОЙ ЗАДАЧИ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Технология исследований для определения геометрии трещины основывалась на построенной модели. Для обоснования информативности были выполнены расчеты с различной последовательностью режимов, их количеством, контрастом и т.д. По результатам был выделен критерий для определения факта приобщения трещиной других

пластов, кроме связанных со скважиной стабильным контактом. Наглядные иллюстрации этого критерия приведены **рис. 1 а и б**.

На них показаны диагностические графики Бурде для циклов кривой падения давления (КПД), выполненных после разных режимов закачки в скважину в модели.

На **рис. 1а** показаны результаты расчетов, где рост трещины в высоту был принудительно отключен в модели. Диагностика отчетливо фиксирует совпадение «полки» радиального режима на всех КПД. Действительно, в случае, когда закачка идет только в целевой пласт, на поздних временах должен наблюдаться единый радиальный режим, вне зависимости от геометрии трещины. Различие в положении линейного режима притока к трещине в свою очередь свидетельствует об увеличении ее полудлины. Оценки полуудлины трещины, приведенные на рисунке, выполнены по интерпретации ГДИС и совпадают со значением полудлины на момент остановки в модели.

На **рис. 1б**, напротив, рост трещины в длину был принудительно отключен, и трещина растет только в высоту. Диагностика показывает существенное различие между положениями радиального режима. Данное отличие, полученное по анализу двух КПД, записанных после контрастно отличающихся режимов закачки, диагностирует подключение переточного пласта и, как следствие, непроизводительную закачку.

ИССЛЕДОВАНИЯ НА СКВАЖИНЕ

Ниже описан пример проведения специального исследования на одной из скважин месторождения Волго-Уральского бассейна.

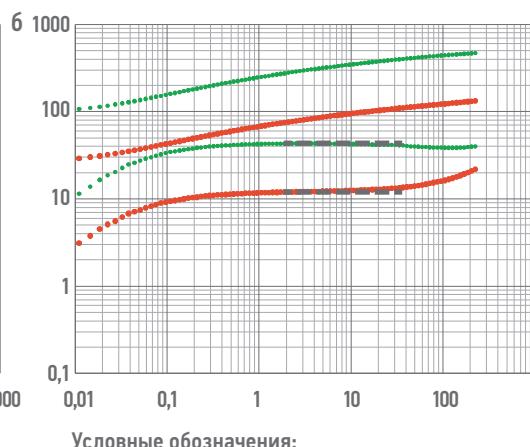
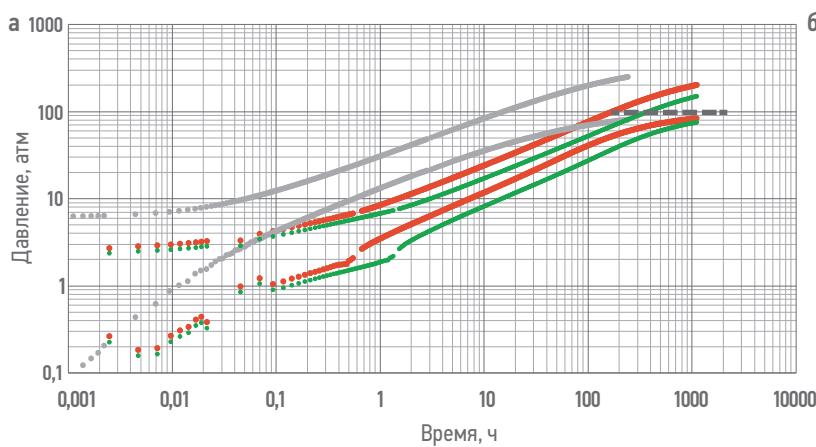


Рис. 1. Диагностика циклов КПД в исследовании с ростом трещины в длину (а) и высоту (б). Составлено авторами
Fig. 1. Diagnostics of PFOs during well tests with fracture lateral (a) and vertical (b) growth. Prepared by the authors

Месторождение имеет довольно сложное геологическое строение: эксплуатируется несколько пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами как по вертикали, так и латерали, осложненных также многочисленными разломами, зонами выклинивания и замещения коллектора. Объектом исследования является продуктивный пласт, характеризующийся карбонатным типом коллектора, с существенной неоднородностью свойств по площади распространения. Методом исследования является технология снятия индикаторной диаграммы и кривой падения давления (ИД-КПД), которое включает в себя работу скважины на разных режимах, а также остановку на различных режимах работы (с минимального и максимального). В скважину на период проведения исследования были спущены глубинные манометры-термометры для регистрации давления. Для определения коэффициента приемистости и оценки наличия или отсутствия трещины авто-ГРП был проведен анализ режимов прямого хода в разные моменты исследования. На рис. 2а точками обозначены

режимы закачки, с которых сняты индикаторные диаграммы (рис. 2б).

Обе индикаторные диаграммы явно показывают резкий скачок коэффициента приемистости, что может свидетельствовать о раскрытии трещины авто-ГРП при давлении закачки около 110 атм в начале исследования и около 115 атм в конце исследования, спустя 3 месяца закачки. Рост давления раскрытия обусловлен ростом давления в призабойной зоне пласта при увеличении накопленной закачки.

Для определения свойств пласта, контакта скважины, а также определения давления раскрытия трещины авто-ГРП были проведены интерпретации кривых КПД, записанных при остановке с режимов закачки приемистостью около 32, 13 и 64 м³/сут.

Диагностические графики остановок приведены на рис. 2в.

Диагностика по производной показывает значительные расхождения между диагностическими графиками остановок после разных режимов. Примерное совпадение положений полок радиального режима

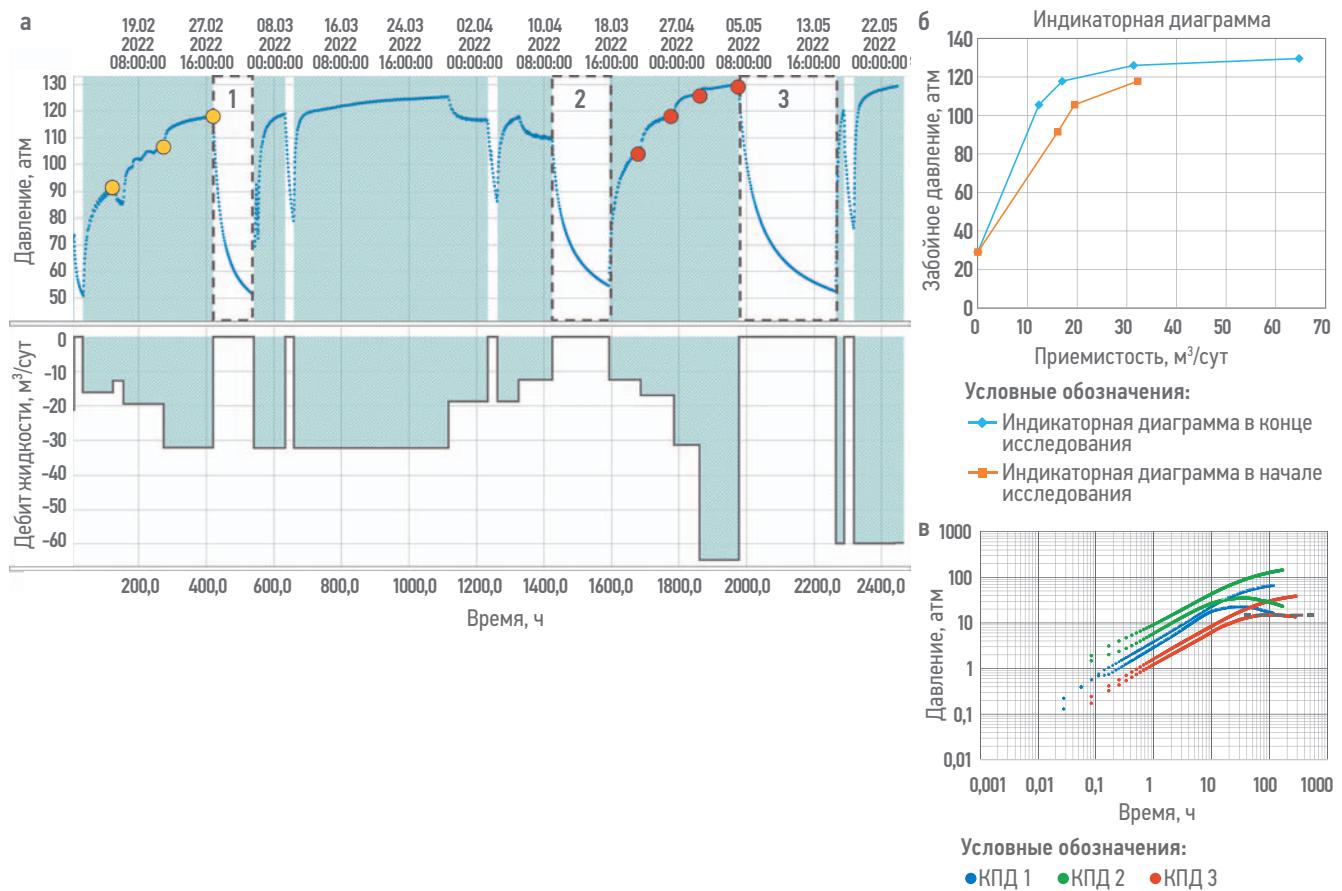


Рис. 2. История записи давления и приемистости в период проведения исследования (а), ИД (б), билогарифмический анализ циклов КПД (в). Желтыми и красными точками (а) указаны режимы, выбранные для двух ИД (б). Числами 1, 2, 3 (а) отмечены КПД, отображенные на диагностическом графике (в). Составлено авторами

Fig. 2. Well test pressure and rate history (a), IPR (б), PFO log-log analysis (в). Yellow and red dots (a) mark the rates, selected for two IPRs (б). Numbers 1, 2, 3 (a) mark PFOs, shown on a log-log plot (в). Prepared by the authors

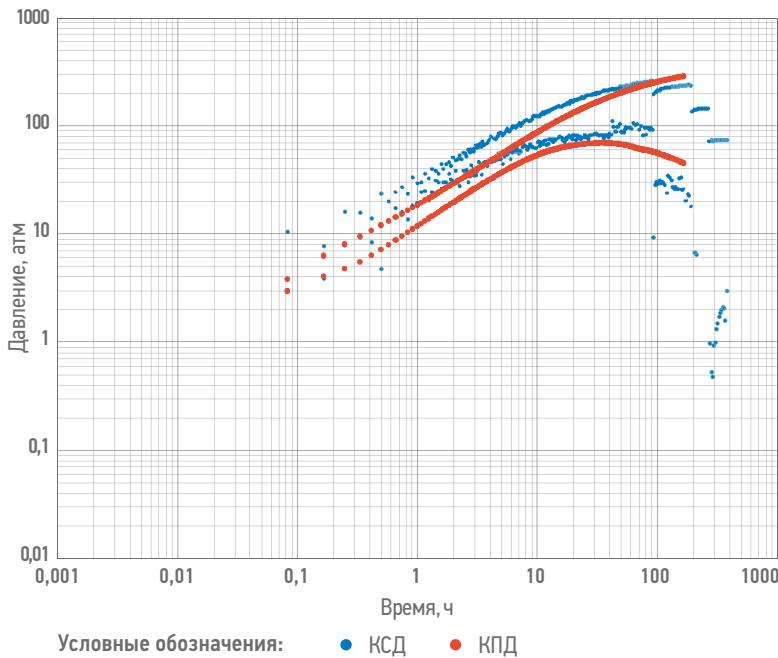


Рис. 3. Диагностические графики остановки и закачки на минимальном расходе.
Составлено авторами

Fig. 3. Diagnostic plots of a PFO and a low-rate injection drawdown.
Prepared by the authors

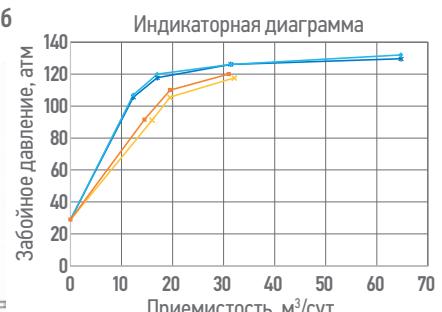
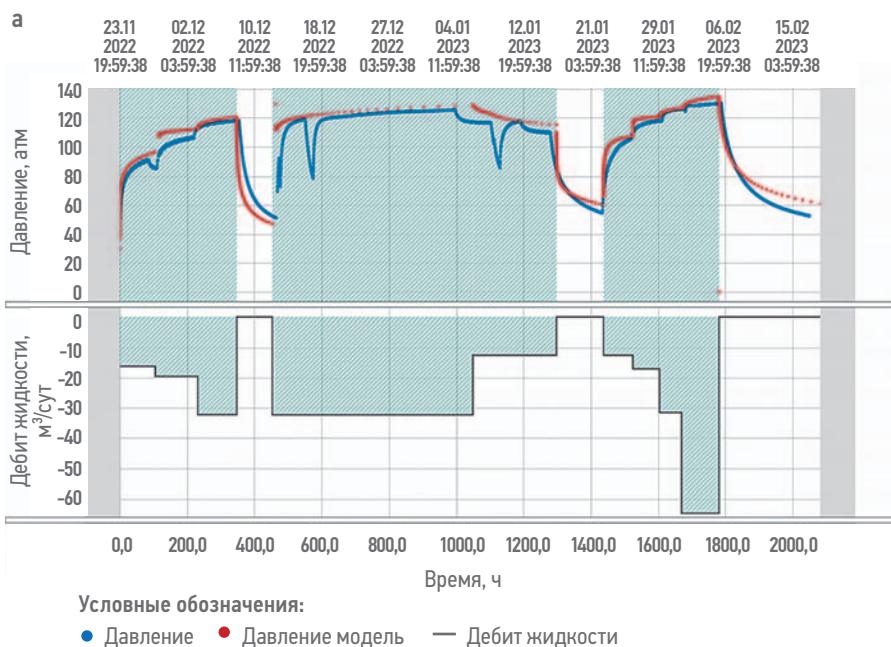
свидетельствует о латеральном характере роста трещины авто-ГРП (в длину).

Также важно отметить тот факт, что практическое совпадение логарифмических производных остановки с малого режима (КПД 2 на **рис. 2а**) и запуска на малом режиме (первый режим КСД, обозначенный красной точкой на **рис. 2а**) свидетельствует о том, что на малых режимах закачки свойства контакта скважина–пласт стабильны, а значит трещина авто-ГРП отсутствует (**рис. 3**).

Таким образом, выполненное исследование позволило определить давление раскрытия трещины, оценить его динамику, определить коэффициент приемистости скважины на различных режимах, а также определить факт развития трещины в длину и динамику ее полудлины в зависимости от режима закачки.

АДАПТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ В МОДЕЛИ

Опираясь на рассчитанные свойства скважин и пласта, была выполнена адаптация



Условные обозначения:
 • Индикаторная диаграмма в начале исследования (факт)
 • Индикаторная диаграмма в конце исследования (факт)
 • Индикаторная диаграмма в конце исследования (модель)
 • Индикаторная диаграмма в начале исследования (модель)

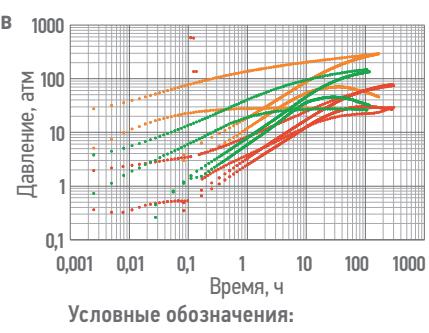


Рис. 4. Адаптация забойного давления во время исследования (а), ИД (б) и лог-лог диагностики (в). Составлено авторами
Fig. 4. Matching bottomhole pressure (a), IPDs (b) and log-log diagnostics (b). Prepared by the authors



Рис. 5. Модельная динамика полуудлины трещины в процессе исследования. Составлено авторами
Fig. 5. Calculated fracture half-length during the test. Prepared by the authors

исследования в описанной ранее сопряженной гидродинамико-гидравлико-геомеханической модели. Для этого были изменены свойства пласта, зависимость давления раскрытия от пластового давления, а приемистость скважины была поделена на 4, т.к. в модели воспроизводится $\frac{1}{4}$ от нагнетательной скважины. Само исследование было незначительно упрощено: короткие остановки удалены, схожие режимы объединены.

Для оценки качества адаптации приводится сравнение 3-х графиков факт-модель, отражающих разные аспекты информативности исследования (рис. 4).

Расхождение фактических (точки) и модельных (линии) кривых на начальных временных диагностических графиков на рис. 4в связано с отсутствием возможности учета эффекта влияния ствола скважины в модели. В остальном качество адаптации можно признать высоким: история давления в целом воспроизводится хорошо, воспроизвелись также сломы индикаторных диаграмм

и динамика давления раскрытия трещины авто-ГРП.

График расчетной динамики полуудлины трещины в процессе исследования показан на рис. 5. Оценки полуудлин перед различными остановками (показаны звездочками) практически совпадают с полуудлинами, определенными методами ГДИС по исходному исследованию.

ВЫВОДЫ

По результатам работы можно констатировать, что построенная сопряженная модель удовлетворительно описывает поведение скважин с трещиной авто-ГРП. С использованием этой модели была обоснована и применена методика специальных исследований ГДИ для определения геометрии трещин. Данная методика расширяет диагностические возможности при работе с трещинами авто-ГРП методами ГДИС.

Список литературы

1. Davletbayev A., Baikov V., Bikbulatova G., Asmandiyarov R., Nazargalin E., Slabetskiy A., Sergeychev A., Nuriev R. Field Studies of Spontaneous Growth of Induced Fractures in Injection Wells. SPE-171232-MS, 2014.
2. Исламов АИ, Фасхутдинов РР, Колупаев ДЮ, Верещагин СА. О механизмах возникновения зон с аномально высоким пластовым давлением и методах их прогнозирования в неразрабатываемых пластах на примере Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 10. — С. 54–59.
3. Илратов АИ, Кременецкий МИ, Гуляев ДН, Кричевский ВМ. Восстановление продуктивности месторождения с высокой обводненностью продукции и низкой выработкой начальных извлекаемых запасов (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. — 2022. — №11. — С. 98–102.

- 4.** Кричевский В.М. Комплексная геомеханико-гидродинамическая модель описания работы скважины с трещиной авто-ГРП // Нефть. Газ. Новации. — 2020. — №03. — С. 40–46.

References

- 1.** Davletbayev A., Baikov V., Bikbulatova G., Asmandiyarov R., Nazargalin E., Slabetskiy A., Sergeychev A., Nuriev R. Field Studies of Spontaneous Growth of Induced Fractures in Injection Wells. SPE-171232-MS, 2014.
- 2.** Islamov A.I., Faskhutdinov R.R., Kolupaev D.Yu., Vereschagin S.A. On the mechanisms of the formation of zones with abnormally high rock pressure and methods for predicting them in undeveloped rock systems, Priobskoye field case study // Oil Industry. — 2018. — № 10. — p. 54–59.
- 3.** Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Gulyaev D.N., Krichevskiy V.M. Improving oil recovery of a field with high water cut and low recovery of initial recoverable reserves // Oil Industry. — 2022. — №11. — p. 98–102.
- 4.** Krichevskiy V.M. Diffusion + geomechanical modeling of injection through induced fracture // Oil. Gas. Novation. — 2020. — №03. — p. 40–46.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.М. Кричевский — отвечал за построение и адаптацию сопряженной модели. Подготовил текст статьи. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты статьи.

Р.А. Мингараев — интерпретировал гидродинамические исследования.

А.Н. Никонорова — анализировала геофизические данные, полученные в открытом и обсаженном стволе.

Л.А. Зинуров — анализировал историю разработки месторождения.

Vladimir M. Krichevskiy — built and matched the fracture model. Wrote the paper text. Agree to take the full responsibility for all aspects of the work.

Ramil A. Mingaraev — performed pressure transient analysis.

Anastasia N. Nikonorova — performed open-hole and cased-hole log analysis.

Linar A. Zinurov — analyzed the field development history.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Маркович Кричевский* — начальник отдела гидродинамических исследований ООО «Софойл», ответственный за переписку. 420107, Россия, г. Казань, ул. Спартаковская, д. 2, пом. 321.
e-mail: vladimir.krichevsky@sofoil.com

Рамиль Анварович Мингараев — специалист по гидродинамическим исследованиям ООО «Софойл» 420107, Россия, г. Казань, ул. Спартаковская, д. 2, пом. 321.
e-mail: ramil.mingaraev@sofoil.com

Анастасия Николаевна Никонорова — ведущий специалист НОЦ «Газпромнефть — КФУ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: anastasiya.nikonorova@sofoil.com

Линар Айратович Зинуров — специалист по гидродинамическому моделированию ООО «Софойл» 420107, Россия, г. Казань, ул. Спартаковская, д. 2, пом. 321.
e-mail: linar.zinurov@sofoil.com

Vladimir M. Krichevskiy* — reservoir analysis dpt head, Sofoil LLC, responsible for correspondence. 2, of 321, Spartakovskaya st., 420107, Kazan, Russia. e-mail: vladimir.krichevsky@sofoil.com

Ramil A. Mingaraev — well test specialist Sofoil LLC
2, of 321, Spartakovskaya str, 420107, Kazan, Russia.
e-mail: ramil.mingaraev@sofoil.com

Anastasia N. Nikonorova — Leading researcher of the scientific educational center “Gazpromneft — Kazan State University” 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: anastasiya.nikonorova@sofoil.com

Linar A. Zinurov — reservoir simulation specialist Sofoil LLC
2, of 321, Spartakovskaya st., 420107, Kazan, Russia.
e-mail: linar.zinurov@sofoil.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНОК СКИН-ФАКТОРА В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ

А.Г. Козубовский¹, Т.В. Кузьмина^{2,*}, А.А. Ефимов²

¹ЗАО НПО «ИНТЕК», РФ, Тюмень

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инженеринг» «КогалымНИПиНефть» в г. Тюмень, РФ, Тюмень

© Коллектив авторов,
2023



Электронный адрес: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Скин-фактор является важным показателем, характеризующим фильтрационно-емкостные свойства пласта в призабойной зоне. Источником достоверных сведений о его значениях является результат интерпретации гидродинамических исследований на нестационарных режимах фильтрации.

Практика показывает, что данный вид исследований в силу ряда обстоятельств не всегда может быть кондиционным при определении свойств пористой среды как в прискважинной зоне, так и в удаленных областях коллектора. В таких ситуациях особую актуальность приобретают методы оценки скин-фактора по косвенным данным.

Цель. Определение скин-фактора добывающих горизонтальных скважин в условиях дефицита качественной исходной информации.

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

Результаты. Получена корреляционная зависимость между скин-фактором и комплексным параметром, равным отношению перепада давления в скин-зоне к дебиту скважины перед ее остановкой на исследование. Приводятся результаты вычислений и их сравнение с фактическими уровнями скин-фактора. Рассматриваются особенности выявленной связи между относительной продуктивностью и величиной проявления скин-эффекта.

Заключение. Представляемый методический прием позволяет получать адекватные оценки скин-фактора, что дает возможность использовать их при решении различных нефтепромысловых задач.

Ключевые слова: проницаемость, призабойная зона, механический скин-фактор, относительный коэффициент продуктивности, оперативные оценки, дефицит информации

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В., Ефимов А.А. Анализ результатов оценок скин-фактора в условиях дефицита исходной информации. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):97–104.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-97-104>

Статья поступила в редакцию 13.01.2023

Принята к публикации 03.03.2023

Опубликована 17.07.2023

ANALYSIS OF THE RESULTS DETERMINATION OF THE SKIN FACTOR IN CONDITIONS OF A DEFICIT OF INITIAL INFORMATION

Aleksandr G. Kozubovsky¹, Tat'yana V. Kuzmina^{2,*}, Aleksandr A. Efimov²

¹InTEK CJSC, RF, Tyumen

²Branch of LLC LUKOIL-Engineering “KogalymNIPIneft” in Tyumen, RF, Tyumen

E-mail: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

The skin factor is an important indicator characterizing the filtration and reservoir properties of a formation in the near-wellbore zone. The reliable information about its values comes from the interpretation of hydrodynamic studies under non-stationary filtration regimes. However, due to various reasons, this type of research is not always feasible for determining the properties of a porous medium in both wellbore and distant areas of the reservoir. In such situations, indirect methods for assessing the skin factor become particularly relevant.

Objective. To determine the skin factor of producing horizontal wells in conditions of limited high-quality initial information.

Materials and methods. The study used materials from production hydrodynamic studies under stationary and non-stationary filtration regimes and their interpretation results. The methods of mathematical statistics and graphical analysis were applied to process the data.

Results. A correlation was discovered between the skin factor and a complex parameter equal to the pressure drop in the skin zone divided by the flow rate of the well before it stopped for testing. The study provides calculations and their comparison with the actual skin factor levels. The features of the relationship between relative productivity and the magnitude of the skin effect manifestation are discussed.

Conclusion. The presented methodological approach allows for obtaining adequate skin factor estimates, which can be used to solve various oilfield tasks.

Keywords: permeability, bottom-hole zone, skin factor, relative productivity index, operational estimates, information deficit

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

For citation: Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V., Efimov A.A. Analysis of the results determination of the skin factor in conditions of a deficit of initial information. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):97–104.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-97-104>

Manuscript received 13.01.2023

Accepted 03.03.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

Скин-фактор (S) является комплексным безразмерным показателем, отражающим степень ухудшения или улучшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в области, локализованной непосредственно вокруг ствола скважин. Достоверные сведения о данном параметре позволяют привлекать информацию о его значениях в качестве аргумента в пользу обоснования рекомендаций о необходимости или нецелесообразности проведения на скважине геолого-технологических мероприятий (ГТМ) конкретной направленности. Для того чтобы принимаемые решения были своевременными и эффективными, необходимо выполнение следующих условий:

- процесс оценки S должен осуществляться регулярно, с заданной периодичностью;
- производимые оценки должны быть достоверными.

Как показывает практика, значительная часть гидродинамических исследований на режимах неустановившейся фильтрации, являющихся основным источником данных об S , в силу ряда причин может оказаться некондиционной и отдельные периоды истории скважины не будут охарактеризованы определениями скин-фактора приемлемой точности. Наличие таких интервалов создает трудности в выборе стратегии оптимального управления работой скважины. В подобной ситуации востребованы нетрадиционные методы вычисления S , позволяющие за счет привлечения к расчетам не прямых замеров восстановления (падения) забойного давления, а косвенных показателей получать адекватные представления о численных уровнях скин-фактора.

Использование опосредованных характеристик дает возможность исполнителю работ производить диагностику состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) на скважинах, где необходимая информация для этого отсутствует.

ЦЕЛЬ

Определение скин-фактора добывающих горизонтальных скважин при отсутствии качественных гидродинамических исследований (кривых восстановления давления (КВД)) на конкретном этапе их жизненного цикла. Создание за счет этого более детального информационного фундамента для оперативных оценок эффективности работы системы пласт-забой и результативности применяемых методов регулирования проницаемости в ПЗП.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Методы определения параметров коллектора, в том числе и S , по данным временных замеров забойного давления в закрытых скважинах детально рассмотрены в многочисленных публикациях отечественных и зарубежных специалистов ([1, 2] и др). Расчетные схемы предусматривают использование диагностических графиков изменения во времени производной забойного давления ($P_{\text{заб}}$), выполненных в логарифмическом масштабе, которые позволяют идентифицировать характерные режимы течения флюида к забою скважины в различные, последовательные моменты регистрации данных. Для вертикальных скважин по атрибутивным признакам производной выделяют радиальный режим, для условий горизонтального окончания ствола поочередно устанавливают ранний радиальный, линейный и позднерадиальный режимы соответственно. Далее, исходя из углового коэффициента (уклона) линейного участка, соответствующего каждому режиму на исходном графике «давление–время» в полулогарифмических координатах, при аутентичных, априорно заданных величинах дебита, толщины пласта, длины горизонтального ствола, свойств флюидов и т.п. выполняют расчет необходимых характеристик, включая и скин-фактор. Заметим,

что для горизонтальных скважин оценивается величина интегрального скин-фактора, которую принято разделять на две составляющие, а именно на $S_{\text{геом}}$ и $S_{\text{мех}}$, где $S_{\text{геом}}$ — псевдоскин-фактор, или геометрический скин-эффект, соответствующий уменьшению депрессии, когда вместо вертикальной ориентации окончания ствола скважины имеет место горизонтальная траектория забоя. $S_{\text{мех}}$ — скин-фактор, определяющий дополнительный перепад давления (положительный или отрицательный), который необходимо преодолевать пластовому флюиду при поступлении в скважину под влиянием условий, детерминированных изменением проницаемости в ПЗП.

Замеры при записи кривых восстановления (падения) забойного давления (КВД, КПД) могут быть искажены различными обстоятельствами технического и технологического характера. К основным из них можно отнести, например, закрытие скважины на устье, негерметичность фонтанной арматуры и лифтовых труб, наличие «шумов» разнообразной природы, недостаточную продолжительность исследований и т.п. В частности, закрытие скважины на устье, как правило, не позволяет осуществлять выделение радиального режима течения, так как он завуалирован эффектом влияния ствола скважины (ВСС). Особенно такая ситуация характерна для горизонтальных скважин, где емкость ствола, при прочих равных условиях, значительно выше, чем в вертикальных. Присутствие утечек в запорной арматуре и колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) приводит к искажению фиксируемых величин $P_{\text{заб}}$, что осложняет или делает вовсе невозможным их последующую обработку. Аналогичные последствия имеют место и при наличии «шумов». Невыполнение требований к длительности записи КВД, КПД, достаточно часто является причиной недостоверных определений свойств пласта. Дополнительно погрешность оценок увеличивается при неправильном выборе аналитической модели описания характера изменения $P_{\text{заб}}$, причем весьма значимо в случаях, когда стремление к идеальному совмещению реальных данных и теоретической кривой превалирует в ущерб физической основе анализируемого процесса. Все вышесказанное в совокупности с некорректно заданной историей работы скважины, обусловливает неоднозначность получаемых результатов и, как следствие, становится источником неверных выводов и заключений, что отражается на эффективности принимаемых решений. Анализ фактических материалов показывает, что объем некондиционных измерений

может быть достаточно существенным. Так как подобные исследования интерпретировать общепринятыми методами не представляется возможным, широкое применение получили альтернативные приемы, например определение параметров коллектора по статистическим моделям. В частности, оценка скин-фактора на основе связи значений S , полученных по качественным КВД, КПД, с косвенными геолого-промышленными характеристиками. Примером использования такого подхода могут служить результаты работ [3, 4] и др.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ СКИН-ФАКТОРА ЯВЛЯЮТСЯ ВОСТРЕБОВАННЫМИ ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ КВД.

ОПИСАНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОГО АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКИН-ФАКТОРА

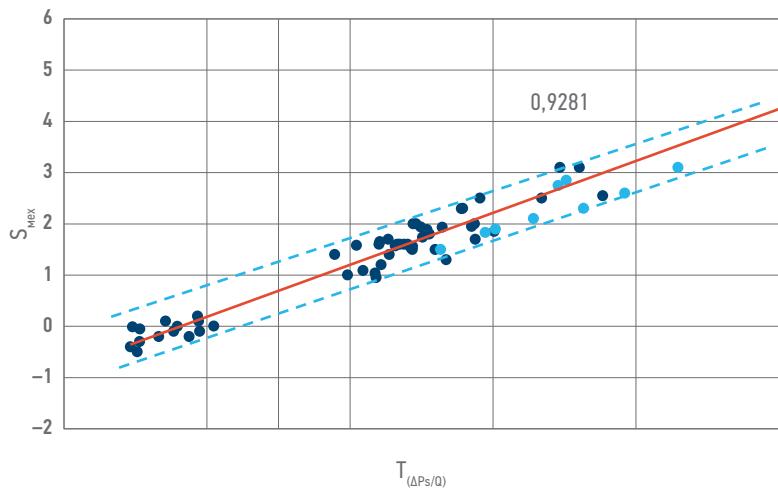
В представленной статье используется метод, основанный на корреляционной связи между выходной переменной Y и входной переменной X . Y отождествляется с величинами механического скин-фактора, $S_{\text{мех}}$, а X соотносится со значениями комплексного параметра, представляющего собой отношение потерь давления в ПЗП за счет $S_{\text{мех}}$ (ΔP_s) к установленвшемуся дебиту скважины перед закрытием ее на исследование (Q), а именно $\Delta P_s/Q$. Для исключения влияния на конечный результат эффекта ложной корреляции признаки $S_{\text{мех}}$ и ΔP_s определяются различными, не зависящими друг от друга, способами. В частности, оценки скин-фактора производятся посредством интерпретации качественных КВД. Для этих же скважин рассчитывается параметр ΔP_s из известного соотношения с привлечением косвенных данных [5]:

$$1 - \eta_{\text{факт}} / \eta_{\text{пот}} = \Delta P_s / (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}^*), \quad (1)$$

где $\eta_{\text{факт}}$ — фактический коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$; $\eta_{\text{пот}}$ — потенциальный коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$; ΔP_s — потери давления в ПЗП за счет скин-фактора, МПа; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; $P_{\text{заб}}^*$ — забойное давление на установленвшемся режиме работы скважины, МПа.

Полученные по указанной схеме численные уровни пар значений $S_{\text{мех}}$ и $\Delta P_s/Q$ оформляются в виде графика в координатах $S_{\text{мех}}$ — $T_{(\Delta P_s/Q)}$, где $T_{(\Delta P_s/Q)}$ — преобразованный для линеаризации связи комплекс

$\Delta P_s/Q$. Установленную совокупность точек описывают определенной статистической моделью — уравнением регрессии, исходя из которого на основании сведений о Q , об установившемся дебите скважины на режиме эксплуатации (Q^*), $\eta_{\text{факт}}$, $\eta_{\text{пот}}$, $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{заб}}^*$ осуществляются все последующие вычисления скин-фактора для любой скважины, где подобные данные могут быть доступными.



Условные обозначения:

- Линия регрессии
- Фонтанный способ эксплуатации
- - Границы доверительных интервалов
- Насосный способ эксплуатации
- $T_{(\Delta P_s/Q)}$ — преобразованный комплексный параметр $\Delta P_s/Q$, $[(\text{МПа})^a \times (\text{сут})^b] / (\text{м}^c)$, где a, b, c — показатели размерности физических величин.

Рис. 1. Соотношение между механическим скин-фактором $S_{\text{мех}}$ и параметром $T_{(\Delta P_s/Q)}$. Составлено авторами

Fig. 1. The relationship between Skin factor (S_m) and parameter $T_{(\Delta P_s/Q)}$. Compiled by the authors

СИСТЕМАТИЗАЦИЯ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Практическое применение описываемого методического подхода рассматривается авторами на примере нефтяной залежи одного из месторождений Западной Сибири. Характерной особенностью анализируемого объекта разработки является то, что он разбурен скважинами с горизонтальным окончанием.

Все расчеты реализованы на основе выборки, сформированной из качественных исследований. Созданный таким образом информационный массив включал в себя данные как о КВД, так и о замерах дебитов и соответствующих им депрессий на пласт при установившихся режимах фильтрации (УРФ), выполненных непосредственно до или после записи КВД.

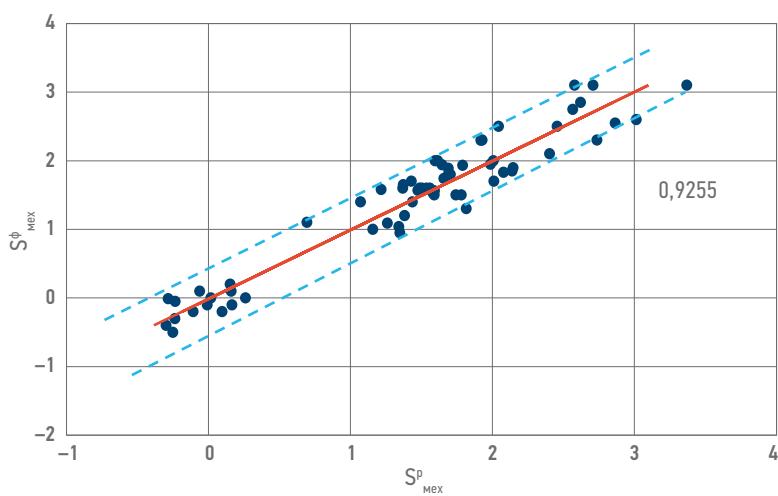
Полученная совокупность исходных замеров Q , $P_{\text{заб}}^*$, $P_{\text{пл}}$ и кривых изменения забойного давления в остановленной и закрытой скважине, обрабатывалась общепринятыми методами их интерпретации, что позволило получить адекватные сведения о $\eta_{\text{факт}}$ (по УРФ) и $S_{\text{мех}}$ (по КВД).

Используя значения $\eta_{\text{факт}}$, $\eta_{\text{пот}}$, а также соответствующие уровни $P_{\text{заб}}^*$ и $P_{\text{пл}}$, по уравнению (1) определялись величины ΔP_s . При этом потенциальный коэффициент продуктивности для условий анализируемого пласта рассчитывался адресно для каждой скважины в соответствии с [6]. После осуществления необходимых предварительных вычислений производилось сопоставление цифровых оценок $S_{\text{мех}}$ и преобразованного в формат $T_{(\Delta P_s/Q)}$ комплексного параметра $\Delta P_s/Q$.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Графическая иллюстрация соотношения $S_{\text{мех}}$ и $T_{(\Delta P_s/Q)}$ представлена на рис. 1.

Из рисунка видно, что между рассматриваемыми переменными существует корреляция, которая может быть описана линейным уравнением регрессии с коэффициентом детерминации 0,9281 при доверительной вероятности 0,95. Полученные результаты позволяют утверждать, что выявленная взаимосвязь статистически значима. Данный факт дает возможность, оперируя значениями $T_{(\Delta P_s/Q)}$, производить оперативные оценки $S_{\text{мех}}$ для ситуаций, когда подобные сведения либо отсутствуют, либо их получение в силу ряда обстоятельств невозможно. Соотношения между фактическими и расчетными величинами $S_{\text{мех}}$ приведены на рис. 2. Из рисунка следует, что характеристики



Условные обозначения:

- Линия регрессии
- - Границы доверительных интервалов

Рис. 2. Соотношение между фактическими ($S_{\text{мех}}^f$) и расчетными ($S_{\text{мех}}^c$) значениями механического скин-фактора. Составлено авторами

Fig. 2. The relationship between actual of the Skin factor (S_m^f) and of the calculated Skin factor (S_m^c). Compiled by the authors

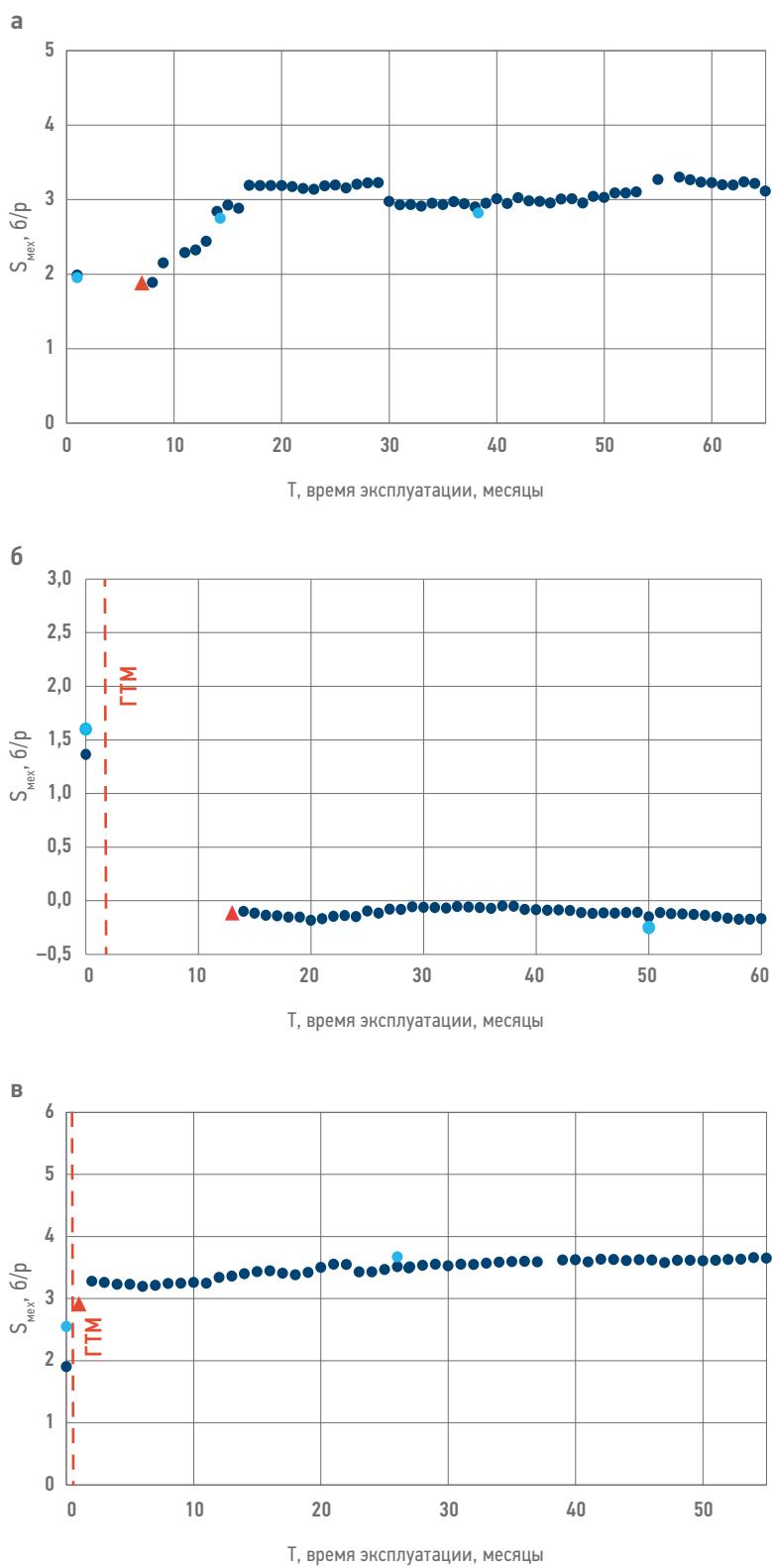
статистической взаимосвязи между указанными параметрами (коэффициент детерминации 0,9255 при уровне значимости 0,05) указывают на то, что выполнение прогнозных определений S_{mex} может быть обеспечено с точностью, соответствующей границам установленных доверительных интервалов. Последующие исследования были ориентированы на выявление состоятельности применяемого методического подхода в решении задач, связанных с вопросами контроля и регулирования эффективности эксплуатации скважин в условиях дефицита сведений о S_{mex} .

Для этого по всем действующим добывающим скважинам, где при соответствующих временных периодах их эксплуатации достоверные определения скин-фактора отсутствовали, его значения вычислялись в соответствии с корреляцией на **рис. 1**. Параллельно устанавливались величины S_{mex} по кондиционным КВД. Результаты подобного анализа представлены на **рис. 3 (а–в)**, на котором отражены три наиболее характерных сценария развития событий: а — отбор флюида осуществляется без использования интенсифицирующих ГТМ; б — на скважине применено воздействие на ПЗП с положительным результатом; в — то же с отрицательным исходом.

Из рисунка видно, что, во-первых, расчетные определения скин-фактора находятся в полном соответствии с его фактическими значениями, что подтверждает адекватность производимых оценок. Такой итог может служить для исполнителя работ убедительным доводом к их последующему применению. Во-вторых, предлагаемый прием пригоден для осуществления непрерывного оперативного контроля данных о S_{mex} в процессе всего периода эксплуатации скважины, причем с отражением специфики временных вариаций изучаемого свойства.

В-третьих, получаемые таким образом представления о численных уровнях и динамике изменения скин-фактора позволяют своевременно формировать заключения об эффективности работы скважины и аргументировать необходимость проведения на ней соответствующих ГТМ с последующим установлением их успешности в случае реализации.

Определение значений скин-фактора в формате конкретных скважин является основой для изучения всей ретроспективной совокупности измерений S_{mex} эксплуатационного фонда, что может быть полезно для выявления особенностей рассматриваемого показателя, особенно с учетом его возможной связи с другими геолого-промышленными



Условные обозначения:

● S_{mex} — расчет ● S_{mex} — факт ▲ Дата ввода в эксплуатацию

Рис. 3. Динамика изменения механического скин-фактора S_{mex} в процессе эксплуатации скважин: а — без проведения интенсифицирующих ГТМ, б — ГТМ с положительным результатом, в — ГТМ с отрицательным результатом.

Составлено авторами

Fig. 3. Dynamics of changes the skin factor S_m during the operation of the wells: a — without Wellwork, 6 — with a positive Wellwork, в — with a negative Wellwork.
Compiled by the authors

характеристиками, в частности с критерием, отражающим ресурс добывающих возможностей скважин, а именно коэффициентом продуктивности. Пример такого исследования представлен на **рис. 4**, отражающем текущие соотношения между относительной продуктивностью по нефти ($\text{ОП}_{\text{нефть}}$) и $S_{\text{мех}}$ для условий разработки залежи на определенную дату. Под $\text{ОП}_{\text{нефть}}$ принято понимать отношение $\eta_{\text{факт}} / \eta_{\text{пот}}$. В построениях использовались оценки $S_{\text{мех}}$ полученные как по результатам интерпретации достоверных КВД, так и вычисленные с помощью предлагаемого метода. Комментируя рисунок, можно отметить, что установленные по уравнению регрессии значения $S_{\text{мех}}$ не только не противоречат фактической взаимосвязи обсуждаемых параметров, но и позволяют существенно уточнить особенности их влияния друг на друга, усиливая тем самым информационное содержание получаемых сведений. В частности, привлечение расчетных величин $S_{\text{мех}}$ способствовало более рельефному разделению графических образов (точек) на области (всего 4) с характерной спецификой изменения численных уровней $\text{ОП}_{\text{нефть}}$ и $S_{\text{мех}}$. Заметим, что для учета обводненности продукции используемые данные были разделены на две группы: с концентрацией воды менее или равной 5 % и с содержанием воды более 5 %.

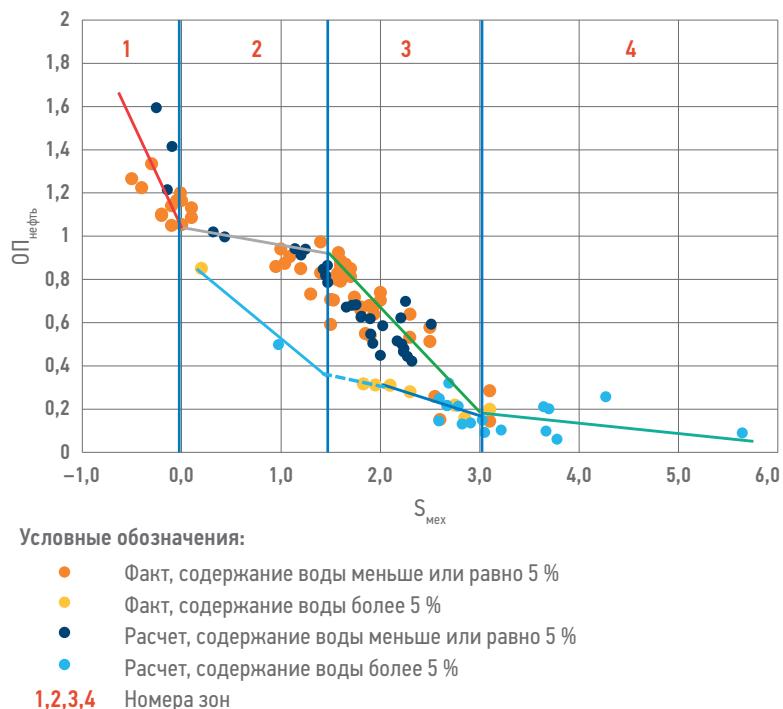


Рис. 4. Соотношение между относительной продуктивностью по нефти ($\text{ОП}_{\text{нефть}}$) и механическим скин-фактором ($S_{\text{мех}}$). Составлено авторами

Fig. 4. The relationship between the relative productivity of oil (RP_{oil}) and the skin factor (S_m). Compiled by the authors

Отличительной чертой соотношения между $\text{ОП}_{\text{нефть}}$ и $S_{\text{мех}}$ в области 1 является то, что высокая продуктивность в ней во многом обусловлена улучшенной (по отношению к естественной) проницаемостью ПЗП. Граница распространения области для притоков с содержанием воды менее 5 % идентифицируется цифровыми оценками $S_{\text{мех}}$ от отрицательных до нуля. $\text{ОП}_{\text{нефть}}$ при этом выше потенциала и фиксируется в интервале от 1,59 до 1,0.

В области 2 при $0 < S_{\text{мех}} \leq 1,5$ и незначительном количестве воды в отбираемом флюиде $\text{ОП}_{\text{нефть}}$ снижается несущественно (от 1 до 0,9) и в основном при однотипной геометрии окончания ствола определяется естественными фильтрационно-емкостными свойствами пласта.

Диапазон $1,5 < S_{\text{мех}} \leq 3$ варьирования механического скин-фактора при обводненности продукции ≤ 5 % (область 3) соответствует серьезному ухудшению ФЕС в ПЗП, что должно находить отражение в весомом влиянии $S_{\text{мех}}$ на относительную продуктивность. Данный факт подтверждается явно выраженным трендом ее интенсивного убывания от 0,9 до 0,2 в рассматриваемом интервале оценок $S_{\text{мех}}$.

Для объектов с концентрацией в добывающем углеводородном сырье воды более 5 %, в области 2 и частично 3, выявлены принципиальные отличия в соотношениях между $\text{ОП}_{\text{нефть}}$ и $S_{\text{мех}}$ относительно таковых для притоков с содержанием $\text{H}_2\text{O} \leq 5\%$. В частности, в области 2 при изменении скин-фактора от 0,2 до 0,97 и обводненности от 15,8 до 50 %, ухудшение относительной продуктивности отмечается с 0,85 до 0,49. Такой результат говорит о том, что изменение параметра $\text{ОП}_{\text{нефть}}$ обусловлено превалирующим влиянием воды, а не величиной $S_{\text{мех}}$. В области 3 условно можно выделить интервал (отмечен пунктирной линией), в котором воздействие H_2O и $S_{\text{мех}}$ на продуктивность становится примерно эквивалентным. Дальнейшее (при $S_{\text{мех}}$ от 2 до 3) уменьшение $\text{ОП}_{\text{нефть}}$ имеет физическую основу, аналогичную случаям с незначительным количеством воды в извлекаемой из пласта нефти.

Для области 4, при $S_{\text{мех}} > 3$, зафиксированы уровни $\text{ОП}_{\text{нефть}}$ преимущественно ниже 0,2 при обводненности от 0 до 32 %. Совершенно очевидно, что в рассматриваемых условиях такое падение относительной продуктивности (менее 0,2) возможно лишь при существенно нарушенной гидродинамической связи между пластом и забоем. Подобные ситуации характерны для высоких значений механического скин-фактора, что и отражает рисунок.

Установленные особенности взаимосвязи между ОП_{нефть} и S_{mех} могут служить вспомогательной информацией, которую целесообразно использовать при обосновании предметного выбора технологических воздействий на ПЗП или пласт, актуальных и эффективных для выделенных границ S_{mех} в условиях конкретной горно-геологической и промысловой обстановки. При этом необходимо отметить, что выявленная специфика соотношений ОП_{нефть} и S_{mех} получена на определенный момент фактического существования залежи. Для других свойств и состояний разрабатываемого объекта, она вполне может иметь иные численные и смысловые формы отображения. Из сказанного следует, что для учета возможных трансформаций связь ОП_{нефть} и S_{mех} требует постоянного мониторинга, для чего в качестве дополнения к фактическим данным может быть привлечена и предлагаемая (рис. 1) статистическая модель.

Корреляционную связь между S_{mех} и T_(ΔPs/Q) можно использовать также и для решения определенных проблем в области интерпретации гидродинамических исследований. В частности, подобный методический прием ранее был применен авторами для оптимизации интерпретации КВД, осложненных эффектом сегрегации фаз в подъемных трубах [4]. Положительный результат достигался за счет того, что полученные по корреляции значения S_{mех} рассматривались как априорные знания о параметрах изучаемого объекта до осуществления вычислений необходимых характеристик пласта. Такая процедура способствовала сокращению временных затрат на интерпретацию и приводила к снижению неоднозначности производимых определений свойств коллектора. Применяемый в [4] вариант корреляции имел существенный недостаток, заключающийся в том, что положительные исходы имели место только для фонтанирующих притоков. Для скважин, эксплуатирующихся с ЭЦН, фиксировались значительно завышенные величины ΔP_s, что негативно отражалось на оценках S_{mех}. В данной работе приводится модифицированная редакция связи, лишенная указанной недоработки (рис. 1), что позволяет достигать требуемого результата и для скважин, оборудованных глубинными насосами.

Практическое применение представляемой расчетной схемы не ограничено рассмотренными выше примерами. Она может быть реализована и при решении других важных задач нефтепромысловой практики, например таких, как экспертиза возможных потерь добычи, обусловленных снижением продуктивности, адаптация создаваемых скважинных и фильтрационных моделей к фактическим данным и т.п.

Необходимо также отметить, что авторы не позиционируют описываемый подход как альтернативу КВД. Метод предназначен для оперативных оценок и является источником уточняющих сведений в общем информационном массиве.

ВЫВОДЫ

Результаты проведенных исследований дают основание для следующих выводов:

- разработанный алгоритм вычисления механического скин-фактора (S_{mех}) позволяет производить его адекватные оценки в ситуациях отсутствия представительных КВД;
- предлагаемый методический прием можно использовать в качестве инструмента для непрерывного оперативного контроля S_{mех};
- получаемые расчетные сведения о величинах S_{mех} дают возможность своевременно формировать заключение об эффективности работы скважины и аргументировать необходимость проведения на ней ГТМ;
- разработанная статистическая модель расширяет потенциал анализа взаимосвязи между относительной продуктивностью по нефти (ОП_{нефть}) и S_{mех} за счет возможности уточнения специфики соотношений изучаемых характеристик между собой;
- данные о численных значениях скин-фактора в характерных диапазонах его изменения представляют собой дополнительный источник информации, необходимой для обоснования предметного выбора методов воздействия на ПЗП или пласт в конкретных горно-геологических и промысловых условиях.

Список литературы

1. Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. Pressure transient testing // SPE. — Richardson, 2003.
2. Бреухунцов А.М., Телков А.П. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. — Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004. — 290 с.
3. Галкин В.И., Матюшов Д.А., Пономарева И.Н., Черных И.А. Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти. Записки Горного института. — 2021. — Т. 249. — С. 386–392. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.7>.

4. Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Оптимизация интерпретации кривых восстановления давления, осложненных эффектом сегрегации фаз в лифте подъемных труб // PROнефть. Профессионально о нефти. — 2021. — Т. 6. — № 2. — С. 39–44. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-29-44>

5. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2006. — 512 с.

6. Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин // PROнефть. Профессионально о нефти. 2022. — Т. 7. — №2. — С. 32–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>

References

1. Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. Pressure transient testing // SPE, Richardson, 2003.

2. Brekhunov A.M., Telkov A.P. *Development of the theory of liquid and gas filtration to horizontal boreholes*. — Tyumen: JSC SIBNATS, 2004, 290 p.

3. Galkin V.I., Matyushov D.A., Ponomareva I.N., Chernykh I.A. Features of formation of bottom-hole zones of productive formations in fields with high gas saturation of reservoir oil // *Notes of the Mining Institute*, 2021, v. 249, pp. 386–392. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.7>

4. Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. Optimization of interpretation Build-up by the effect of phase segregation in the lifting tubes // *PRONEFT. Professional about oil*, v. 6, no. 2, 2021, pp. 39–44, [\(In Russ.\)](https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-29-44) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-29-44>

5. Earlougher R.C. *Advances in Well test analysis*. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 2006, 512 p.

6. Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. The impact of development of reservoir on well productivity // *PRONEFT. Professional about oil*, 2022, v. 7, no. 2, pp. 32–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

А.А. Ефимов — организовал получение данных для анализа, выполнил обзор публикаций по теме статьи, провел интерпретацию гидродинамических исследований.

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

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

Aleksandr A. Efimov — organized the data acquisition for analysis, conducted a literature review on the topic, interpreted the hydrodynamic research, and finally approved the article version.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Геннадьевич Козубовский — руководитель группы НИР, ЗАО НПО «ИНТЕК» 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Некрасова, д. 11/2, оф. 307.
e-mail: neo.kom@inbox.ru

Aleksandr G. Kozubovsky — Head of research group, InTEK CJSC
11/2 Nekrasova str., 625000, Tyumen, Tyumen region, Russia.
e-mail: neo.kom@inbox.ru

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

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

Александр Александрович Ефимов — ведущий геолог Отдела гидродинамических исследований скважин, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжениринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, д. 143а.
e-mail: Aleksandr.efimov@lukoil.com

Aleksandr A. Efimov — Geophysicist of Department of development of oil and gas fields, Branch of LLC LUKOIL-Engineering "KogalymNIPIneft" in Tyumen
143a, Republic str., 625000, Tyumen, Russia.
e-mail: Aleksandr.efimov@lukoil.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

БОЛЬШЕОБЪЁМНЫЕ РЕМОНТНО- ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ БОРЬБЫ С КОНУСООБРАЗОВАНИЕМ

А.Н. Степанов^{1,*}, Г.А. Фурсов², Д.М. Пономаренко²

¹АО «ВНИИнефть», РФ, Москва

²ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», РФ, Москва

Электронный адрес: AStepanov@vniiineft.ru

Введение. Для массивной карбонатной залежи с высокой вертикальной проницаемостью и подстилающей водой образование конуса подошвенной воды является неотъемлемой составляющей процесса эксплуатации. На примере Западно-Хоседауского месторождения рассмотрен способ борьбы с конусообразованием с применением термогелирующих составов.

Цели. Целью исследования являлось планирование и проведение опытно-промышленных работ по применению данных составов для борьбы с конусообразованием. Дополнительно необходимо было определить критерии для кандидатов, проанализировать результаты первых работ, рассмотреть варианты оптимизации технологии.

Методы. В качестве механизма диагностирования конусообразования были использованы диагностические графики и результаты промыслового-геофизических исследований.

Результаты. Опытно-промышленные работы проводились в три этапа, по результатам первого был определён дополнительный критерий успешности мероприятий и создана методологическая основа для подбора кандидатов и планирования мероприятий. На втором этапе варьировались объёмы обработок, на третьем этапе был опробован альтернативный состав и проведены повторные мероприятия. Всего в период 2019–2022 гг. проведено 26 мероприятий, по итогам всех (за исключением одной скважины) получен прирост дебита нефти и снижение обводненности добываемой продукции. Накопленная дополнительная добыча нефти за период опытно-промышленных работ превышает 150 тыс. т.

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

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

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Для цитирования: Степанов А.Н., Фурсов Г.А., Пономаренко Д.М. Большеобъёмные ремонтно-изоляционные работы как эффективный способ борьбы с конусообразованием. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):105–111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-105-111>

Статья поступила в редакцию 10.01.2023

Принята к публикации 03.03.2023

Опубликована 17.07.2023

HIGH VOLUME REPAIR AND INSULATION TREATMENTS AS EFFECTIVE WATER CONING
PREVENTION METHOD

Andrey N. Stepanov^{1,*}, Grigoriy A. Fursov², Denis M. Ponomarenko²

¹JSC "VNIIneft", RF, Moscow

²JSC "JC RUSVIETPETRO", RF, Moscow

E-mail: AStepanov@vniiineft.ru

Introduction. For massive carbonate reservoir with high vertical permeability and underlying water, coning of bottom water is a necessary part of development process. As an example, the way for water coning prevention using thermogelling composition for Zapadno-Hosedauskoe field is described.

Aim. The aim of investigation is planning and realization of water coning prevention pilot project. It is also necessary to determine well candidate criteria, to analyze first results, and to look for technology optimization variants.

Methods. For coning evaluation Chan's diagnostic plots and well flow profile were used.

Results. The pilot project has been realized in three steps, based on first step results the additional well candidate criteria has determined and methodology basis for candidate search and treatments planning has developed. During second step, treatment volumes have been varying, in third step, alternative composition has been approved and repeated treatments have been done. In 2019–2022 years period 26 treatments were done, all except one were successful, oil rate increment and watercut reduction were obtained. Additional oil production due to pilot project realization is more than 120 000 tons.

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

Keywords: carbonate reservoir, underlying water, water coning

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

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

Manuscript received 10.01.2023

Accepted 03.03.2023

Published 17.07.2023

ЦЕЛЬ

Эксплуатация массивной карбонатной залежи с подстилающей водой и высокой вертикальной проницаемостью невозможна без конусообразования подошвенной воды, что приводит к росту обводненности продукции скважин и снижению эффективности выработки запасов нефти. Есть несколько подходов к борьбе с конусообразованием:

- эксплуатация с дебитом ниже критического [1, 2, 3] (при котором происходит формирование конуса);
- «аппаратный» подход — отбор подошвенной воды по отдельной НКТ либо организация внутрискважинной закачки добываемой воды с помощью насоса-«перевёртыша» [4];
- использование химреагентов для изменения фазовой проницаемости или создания барьера на пути формирования конуса.

Критический дебит в условиях рассматриваемого месторождения (Западно-Хоседаюское, Центрально-Хорейверское поднятие, объект D₃fm) не превышает 3 м³/сут, «аппаратные» методы сложны в реализации, поэтому в ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» в 2019 году было принято решение о проведении опытно-промышленных работ по применению термогелирующегося состава для борьбы с конусообразованием.

с целью повышения нефтеотдачи пластов заводнением при первичном и вторичном воздействии на пласт, а также изоляции водопритока к нефтяным скважинам, особенно при обработке карбонатных пластов. При применении реагент РВ-ЗП-1 образует в пласте гель и выравнивает профиль приемистости нагнетательных скважин, обеспечивая выработку слабодренируемых пропластков, сдерживает прорывы воды из нагнетательных в добывающие скважины, что выражается в снижении либо стабилизации обводненности добываемой продукции. Растворы РВ-ЗП-1 при комнатной и пластовой температуре представляют собой однородные жидкости без осадка и видимых взвесей в течение как минимум 2 дней; время гелирования составляет от 49 до 75 часов. Важным свойством раствора РВ-ЗП-1 после гелеобразования является фактор остаточного сопротивления по воде — величина, показывающая, во сколько раз снижается фазовая проницаемость по воде при фильтрации через созданный барьер; по результатам лабораторных исследований он варьируется от 6,25 до 22,2 д. ед.

В качестве кандидатов на проведение большеобъемных ремонтно-изоляционных работ (БРИР) рассматриваются скважины с текущим дебитом нефти не более 25 т/сут и обводненностью выше 75 %. По первичному списку скважин строятся диагностические графики Чена [5] и анализируются результаты промыслового-геофизических исследований (профили притока). Для конусообразования характерен специфический вид диагностического графика (**рис. 1**) и преимущественный приток из подошвенной части пласта/интервала перфорации (**рис. 2**).

При соответствии всех условий и технической возможности проведения БРИР (наличие зумпфа/возможности углубления забоя, вскрытие значительной части целевого пласта) скважина-кандидат принимается к реализации мероприятия.

Концептуальная схема принципа действия БРИР показана на **рис. 3**. Основная идея — создание на пути подъёма конуса

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕАГЕНТА РВ-ЗП-1 ДЛЯ БОРЬБЫ С КОНУСООБРАЗОВАНИЕМ ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ ОБВОДНЕННОСТЬ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

На основании выполненных в лаборатории АО «ВНИИнефть» работы по подбору состава и исследований лабораторных и промышленных образцов к применению был принят 20 % раствор РВ-ЗП-1. Реагент РВ-ЗП-1 используется в нефтедобывающей промышленности

подошвенной воды препятствия его продвижению — «экрана» из гелиированного раствора РВ-ЗП-1, который за счёт высокого фактора остаточного сопротивления препятствует фильтрации воды через занятое им поровое пространство.

Работы по проведению БРИР на фонде скважин Западно-Хоседаюского месторождения ООО «СК «РУСЬЕТПЕТРО» проводятся с конца 2019 года. Условно можно выделить три этапа.

1. 2019–2020 гг.: проведено 8 мероприятий с применением 500 м³/сут 20 % РВ-ЗП-1.
2. 2021 г.: проведено 9 мероприятий, варьировался объём обработок, проведены натурные эксперименты по устойчивости созданных экранов.
3. 2022 г.: проведено 9 мероприятий, включая повторные БРИР, варьируется объём

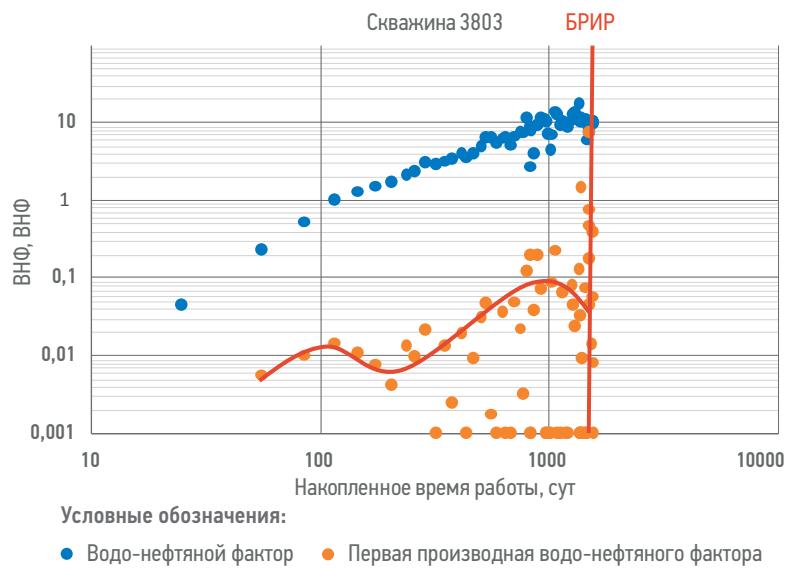


Рис. 1. Диагностический график Чена на примере скважины 3803 (А.Н. Степанов)
Fig. 1. Chan's diagnostic plot example — well 3803 (Andrey N. Stepanov)

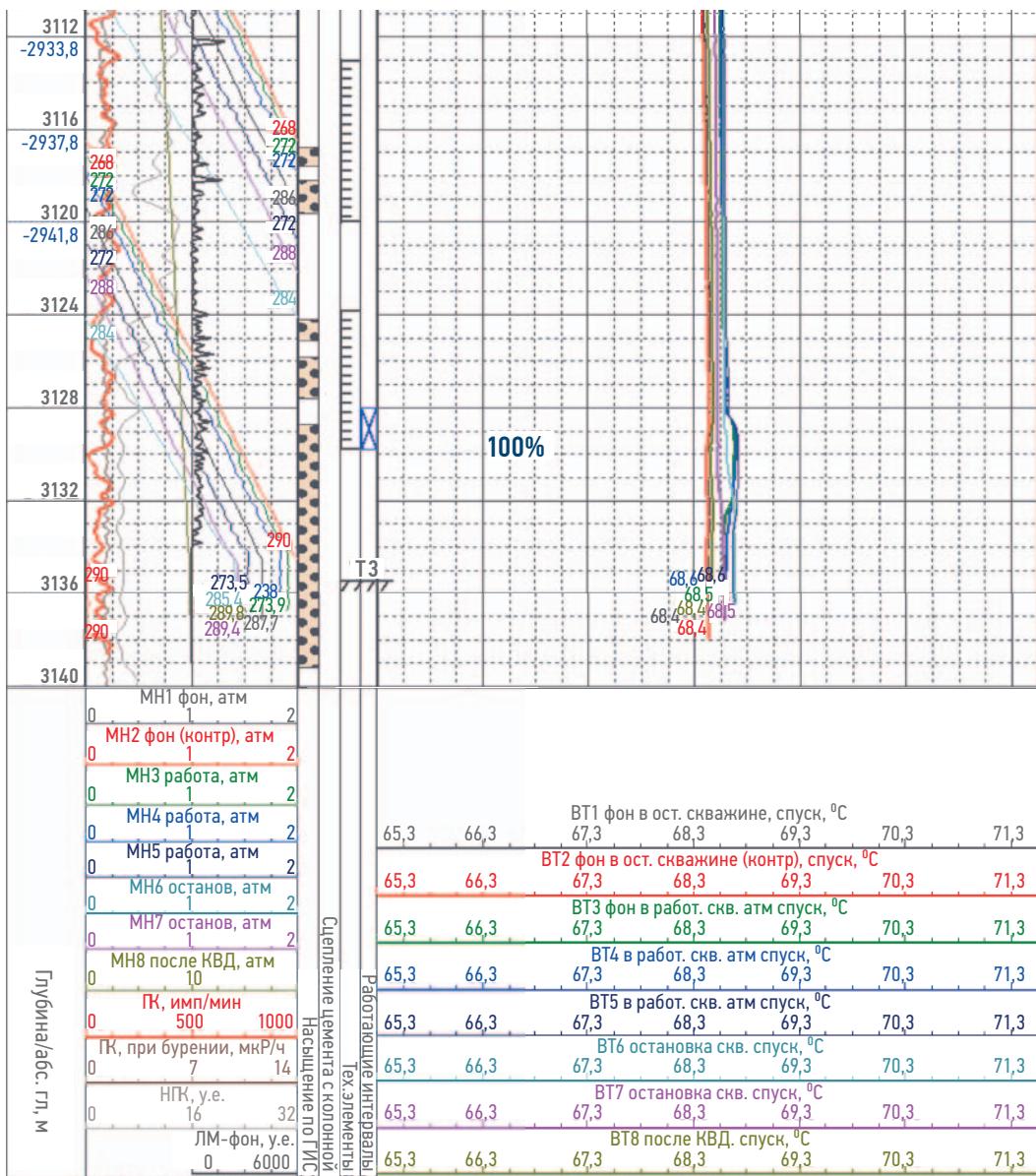


Рис. 2. Результаты записи профиля притока на скважине 3804 в апреле 2016 г. (до проведения БРИР) (А.Н. Степанов)
Fig. 2. Flow profile for well 3804 before water coning prevention treatment, (Andrey N. Stepanov)

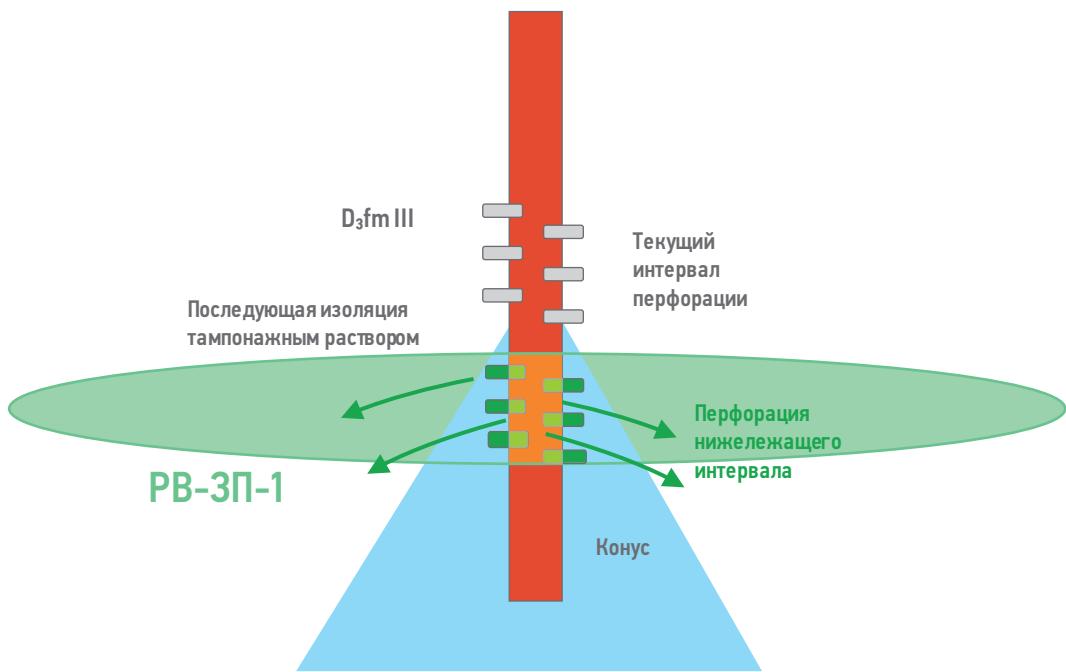


Рис. 3. Концептуальная схема БРИР (А.Н. Степанов)
Fig. 3. Conceptual framework of water coning prevention treatment (Andrey N. Stepanov)

обработок, опробуется новый состав SiXell WSO.

В 2019-2020 гг. мероприятия проводились с унифицированным объёмом 500 м³ 20 % раствора PB-3П-1, состав закачивался как в дополнительные перфорационные отверстия, так и непосредственно в существующий интервал перфорации. Из 8 проведённых мероприятий неуспешным считается одно — на скважине 3307, вскрывшей только кровельную часть пласта D₃fmlIII, закачка осуществлялась непосредственно в целевой интервал перфорации. В дальнейшем на основе анализа результатов первого этапа был выработан дополнительный критерий успешности — наличие неоднородности проницаемости по разрезу целевого объекта, что выражается в коэффициенте вариации проницаемости $C_v > 1$. В этом случае повышаются шансы на целевое размещение и закрепление закачиваемого состава.

Дополнительно были выданы рекомендации по обязательному проведению перфорации спецотверстий ниже целевого интервала перфорации (положение интервала спецотверстий определяется индивидуально для каждой скважины на основе наличия зумпфа, положения башмака эксплуатационной колонны), при этом обычно достаточно интервала в два метра. Типовая схема проведения БРИР в упрощенном виде имеет вид:

1. Определение интервала спецотверстий.
2. Восстановление/углубление забоя до необходимой отметки.

3. Перфорация спецотверстий.
 4. Установка пакера между целевым интервалом и спецотверстиями, определение приёмистости, проведение СКО в случае приёмистости менее 600 м³/сут.
 5. Закачка определённого на этапе планирования работ объёма термогелирующегося состава.
 6. Закрытие скважины на структурное упрочнение состава — 72 часа.
 7. Проведение РИР спецотверстий и близлежащего интервала перфорации с последующей реперфорацией необходимых интервалов.
 8. Спуск ЭЦН, запуск скважины в работу.
- Пример схемы реализации БРИР приведён на **рис. 4**.

При планировании работ на 2021 год было принято решение проварыровать используемый объём закачки реагента — из ранее сформированного списка кандидатов были выбраны две скважины с минимальными эффективными толщинами и две — с максимальными. Коэффициенты продуктивности по выбранным скважинам были также минимальными и максимальными соответственно. В скважины с минимальными толщинами было рекомендовано закачивать по 350 м³ состава и по 650 м³ — в скважины с максимальными толщинами. По оставшимся пятью скважинам из списка объём обработок не изменился и составил 500 м³. В 2022 году реализовано 9 операций БРИР, впервые проведены повторные операции на скважинах, по которым обводненность

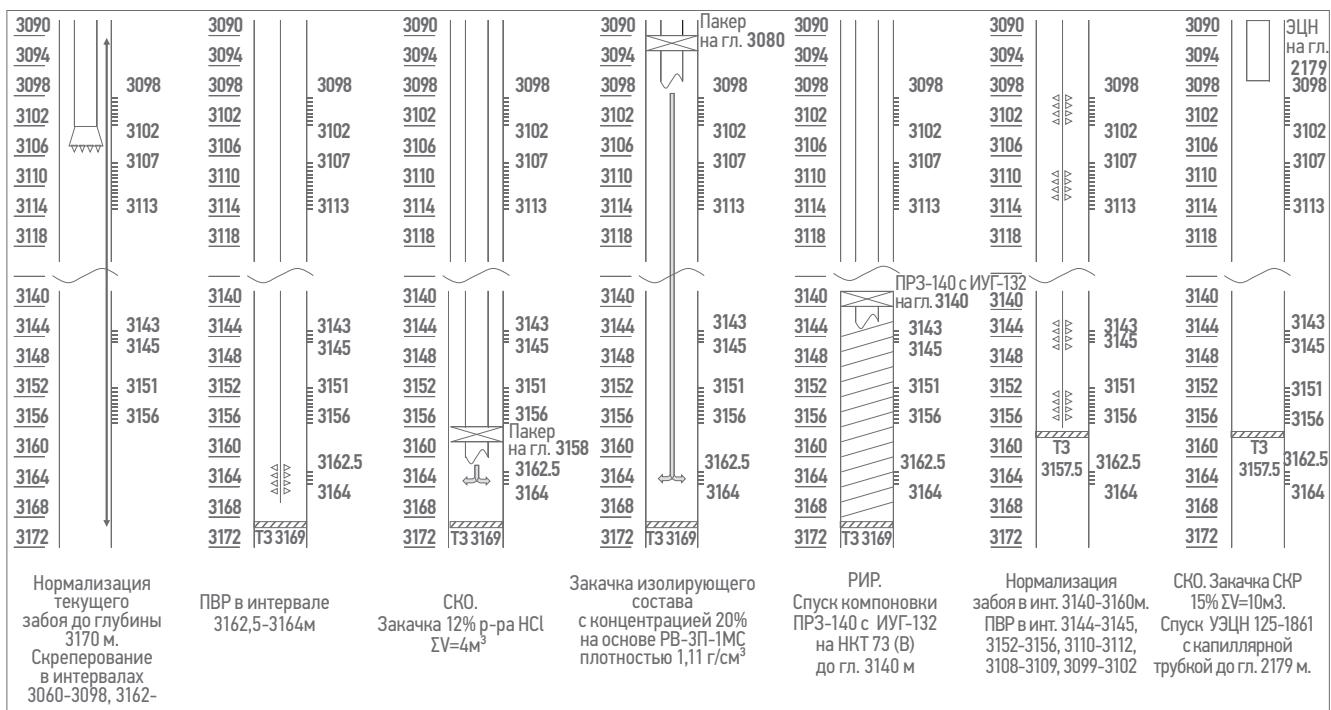


Рис. 4. Схема реализации БРИР на скважине 3810 (А.Н. Степанов)

Fig. 4. Example of water coning prevention treatment scheme — well 3810 (Andrey N. Stepanov)

вернулась к значению до первичного БРИР, а также выполнены опытно-промышленные работы по оценке эффективности применения состава-альтернативы — 20 % раствора Sixell WSO, который успешно прошёл лабораторные испытания. Всего реализовано три повторных БРИР (на одной скважине с увеличенным до 650 м³ объёмом закачки РВ-ЗП-1 и по двум скважинам — повторный БРИР с закачкой 500 м³ 20 % раствора реагента SiXell WSO), по первичным БРИР в пяти скважинах применялся раствор РВ-ЗП-1 (одной — со сниженным до 350 м³ объёмом) и в одной скважине — SiXell WSO.

РЕЗУЛЬТАТЫ

По состоянию на 01.04.2023 г. всего выполнено 26 операций БРИР, текущая накопленная дополнительная добыча нефти составляет 156 193 т (таблица 1).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы:

- на основе лабораторных исследований для конкретных пластовых условий выбран термогелирующийся состав;
- определен основные критерии к выбору скважин-кандидатов на БРИР: признаки конусообразования по характеристическому графику Чена, приток

в скважину преимущественно из подошвенной части пласта/интервала перфорации (по ПГИ), неоднородность целевого объекта по проницаемости по разрезу (коэффициент вариации проницаемости $C_v > 1$);

- разработана «типовая» схема проведения мероприятия;
- проведены полевые эксперименты по варьированию объёмов составов, проведены повторные мероприятия, апробирован альтернативный термогелирующийся состав SiXell WSO;
- оценена дополнительная добыча нефти за счёт проведённых мероприятий — по состоянию на 01.04.2023 г. за счёт реализации 26 мероприятий дополнительно добыто 156 193 т нефти.

Задачи на перспективу:

- автоматизация процесса подбора скважин-кандидатов;
- использование при планировании мероприятий детальной секторной фильтрационной модели, учитывающей все особенности реализуемого мероприятия (распределение свойств по площади и вертикали, задание реакции гелеобразования и т.д.);
- совершенствование технологии приготовления состава — переход от емкостного к потоковому способу приготовления растворов (для снижения времени операции и повышения экономической эффективности).

Таблица 1. Оценка эффективности реализованной программы БРИР
Table 1. Effectiveness estimation of realized water coning prevention treatment

№ п/п	Месторождение	Скв.	Факт. дата ввода	Параметры до ремонта			Запускные параметры			Факт прирост дебита нефти, т/сут	Накоп. доп. добыча от ГТМ, т
				Qж	Qн	Обв.	Qж	Qн	Обв.		
				м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут	т/сут	%		
1	Западно-Хоседаюское	3803	19.11.2019	126	15,2	87	96	29,5	67	14,3	18125
2	Западно-Хоседаюское	3207	27.06.2020	106	15,8	84	117	29,4	73	13,6	4480
3	Западно-Хоседаюское	3301	29.08.2020	106	14,8	85	75	64,9	7	50,1	15069
4	Западно-Хоседаюское	3602 (1ст)	23.09.2020	89	22,4	73	110	33,8	67	11,4	4314
5	Западно-Хоседаюское	3401	22.10.2020	129	13,2	89	90	37,7	55	24,5	7458
6	Западно-Хоседаюское	3307	28.10.2020	155	17,3	88	193	21,5	88	4,2	36
7	Западно-Хоседаюское	3804	05.11.2020	104	12,5	87	150	27,7	80	15,2	9097
8	Западно-Хоседаюское	3510	20.12.2020	70	10,4	84	121	33,8	70	23,4	6108
9	Западно-Хоседаюское	31203	05.06.2021	72	15,4	77	96	28,6	68	13,2	1187
10	Западно-Хоседаюское	3702	02.07.2021	158	13,2	91	70	52,2	20	39	25795
11	Западно-Хоседаюское	3810	06.09.2021	87	18,6	77	110	73,6	28	55	13958
12	Западно-Хоседаюское	3	30.10.2021	166	9,3	94	98	34,7	62	25,4	9463
13	Западно-Хоседаюское	3105	22.12.2021	100	18,6	80	83	49,5	36	30,9	10490
14	Западно-Хоседаюское	3305	27.12.2021	70	3,9	94	92	19,7	77	15,8	2226
15	Западно-Хоседаюское	3506	30.12.2021	129	8,4	93	100	27	71	18,6	884
16	Западно-Хоседаюское	3802 (1ст)	31.12.2021	258	26,4	89	107	41,8	58	15,4	484
17	Западно-Хоседаюское	31102	31.12.2021	80	18,6	75	72	34,2	49	15,6	2536
18	Западно-Хоседаюское	3303	14.08.2022	145	8,1	94	90	40,2	52	32,1	2581
19	Западно-Хоседаюское	3610	23.08.2022	162	15,1	90	90	55,2	34	40,1	7747
20	Западно-Хоседаюское	3802 (2ст)	01.09.2022	114	14,8	86	96	71,4	20	56,6	3762
21	Западно-Хоседаюское	13	05.09.2022	135	25,1	80	107	31,9	68	6,8	2288
22	Западно-Хоседаюское	3304	11.10.2022	120	16,7	85	69	43,6	32	26,9	4513
23	Западно-Хоседаюское	3602 (2ст)	20.10.2022	120	23,5	79	77	51,6	21	28,1	2401
24	Западно-Хоседаюское	3401 (2 ст)	07.11.2022	140	12	91	91	28,8	66	16,8	119
25	Западно-Хоседаюское	3104	08.12.2022	185	22,4	87	160	38,4	73	16	959
26	Западно-Хоседаюское	31010	21.12.2022	65	9,1	85	45	10,5	75	1,4	116
ИТОГО:				3191	400,8		2605	1011,2		610,4	156193

Список литературы / References

1. Chaperon I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. — 1986. — SPE15377.
2. Leif A. Hoyland, SPE, Statoil, and Paul Papatzacos, SPE, and Svein M. Skjaeveland, SPE, Rogaland U. Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution. — 1989. — SPE Reservoir Engineering, November 1989, p. 495–502.
3. Abass H. H. Colorado School of Mines, and D. M. Bass, B, D&D Inc, The Critical Production Rate in Water-Coning System. — 1988. — SPE17311.
4. Anthony E, Elaila S., Al-Maqssed N., Kuwait Oil Company; M. Areekat, Baker Hughes International, Inverted ESP. Changing the Game in Water Coning Control in Water Drive Reservoirs — North Kuwait Case Study. — 2017. — SPE187292.
5. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots. — 1995. — SPE30775.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Г.А. Фурсов — осуществлял общий контроль за выполнением работ.

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

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

Grigoriy A. Fursov — overall management.

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Григорий Александрович Фурсов — главный геолог ООО «СК«РУСВЬЕТПЕТРО»;
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд,
д. 10
e-mail: GFursov@rvpetro.ru

Денис Михайлович Пономаренко — начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов и новых технологий ООО «СК«РУСВЬЕТПЕТРО»;
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд,
д. 10
e-mail: DPonomarenko@rvpetro.ru

Andrey N. Stepanov* — Head of direction of reservoir engineering department JSC "VNIIneft"
10, Dmitrovskiy proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: astepanov@vniineft.ru

Grigoriy A. Fursov — Chief geologist of JSC "JC"RUSVIETPETRO"
10, Dmitrovskiy proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: GFursov@rvpetro.ru

Denis M. Ponomarenko — Head of EOR and new technology division JSC "JC"RUSVIETPETRO"
10, Dmitrovskiy proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: DPonomarenko@rvpetro.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРОГНОЗ ДЕБИТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ ПОСЛЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ

О.Н. Шевченко^{1,2,*}, С.В. Онучин^{1,2}, А.М. Зиновьев³

¹Санкт-Петербургский институт Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

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

³Самарский государственный технический университет, РФ, Самара

Электронный адрес: Shevchenko.ON@gazpromneft-ntc.ru

Цель. Для повышения прогнозных показателей добычи нефти с использованием аналитического подхода в условиях, когда приток флюида к горизонтальной скважине не может быть описан линейным законом фильтрации Дарси, разработана методика оценки с использованием нелинейного закона фильтрации.

Материалы и методы. С помощью математического моделирования была выведена функциональная зависимость дебита горизонтальной скважины, пробуренной в низкопроницаемом коллекторе, от нелинейного закона фильтрации. Найдено устойчивое математическое решение, позволяющее использовать «точку склейки» — зону перехода от линейного к нелинейному течению.

Результаты. В статье предложена модель фильтрации флюида, учитывающая влияние инерционных сил и, как следствие, изменение модуля скорости потока флюида; решена система трех нелинейных уравнений для трех неизвестных функций (функции давления в пласте и двух компонент вектора скорости). В сравнении с существующими уравнениями предлагаемая авторами модель более достоверно описывает динамику работы добывающей скважины на рассматриваемом нефтяном месторождении с низкой проницаемостью пласта.

Заключение. Фильтрация флюида к горизонтальной скважине в условиях низкопроницаемого коллектора сопровождается высокими значениями поверхностного трения между скелетом породы и фильтрующимся флюидом, что ведет к нарушению линейного закона Дарси. Большинство существующих моделей не учитывают нелинейность фильтрации флюида в низкопроницаемых коллекторах, что приводит к значительным погрешностям в прогнозе технологических показателей работы добывающей скважины и, в частности, дебита скважины по нефти. Разработанная методика позволила повысить точность прогнозных аналитических расчетов за счет учета нелинейных эффектов.

Ключевые слова: нелинейная фильтрация, многостадийный гидроразрыв пласта, низкопроницаемый коллектор, горизонтальная скважина

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Для цитирования: Шевченко О.Н., Онучин С.В., Зиновьев А.М. Прогноз дебита в горизонтальной скважине после многостадийного гидроразрыва пласта в условиях нелинейной фильтрации нефти. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):112–121. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-112-121>

Статья поступила в редакцию 10.01.2023

Принята к публикации 03.03.2023

Опубликована 17.07.2023

THE FORECAST OF THE FLOW RATE IN A HORIZONTAL WELL AFTER MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING IN CONDITIONS OF NONLINEAR FILTRATION OF OIL

Оксана Н. Шевченко^{1,2,*}, Сергей В. Онучин^{1,2}, Алексей М. Зиновьев³

¹Saint Petersburg Institute of the Peter Great, RF, Saint Petersburg

²Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

³Samara State Technical University, RF, Samara

E-mail: Shevchenko.ON@gazpromneft-ntc.ru

Aim. In order to increase the forecast indicators of oil production using an analytical approach in conditions when the flow of fluid to a horizontal well cannot be described by Darcy's linear filtration law, an estimation technique using a nonlinear filtration law has been developed.

Materials and methods. using mathematical modeling, the functional dependence of the flow rate of a horizontal well drilled in a low-permeability reservoir on the nonlinear filtration law was derived. A stable mathematical solution has been found that makes it possible to use the "gluing point" — the transition zone from linear to nonlinear flow.

Results. The article proposes a fluid filtration model that takes into account the influence of inertial forces (and, as a consequence, the change in the modulus of the fluid flow velocity) and solves a system of three nonlinear equations for three unknown functions (the pressure function in the reservoir and two components of the

velocity vector). In comparison with the existing equations, the model proposed by the authors most reliably describes the dynamics of the production well in the oil field under consideration with low reservoir permeability.

Conclusion. Fluid filtration to a horizontal well in a low-permeable reservoir is accompanied by high values of surface friction between the rock skeleton and the filtered fluid, which leads to a violation of Darcy's linear law. Most of the existing models do not take into account the nonlinearity of fluid filtration in low-permeable reservoirs, which leads to significant errors in the forecast of technological performance of the producing well, and, in particular, the flow rate of the well for oil. The developed technique allowed to increase the accuracy of predictive analytical calculations by taking into account nonlinear effects.

Keywords: tight oil reservoirs, fractured horizontal wells, multi-fractures

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

For citation: Shevchenko O.N., Onuchin S.V., Zinoviev A.V. The forecast of the flow rate in a horizontal well after multistage hydraulic fracturing in conditions of nonlinear filtration of oil. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):112–121. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-112-121>

Manuscript received 10.01.2023

Accepted 03.03.2023

Published 17.07.2023

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Повышение точности прогнозных показателей добычи нефти с использованием аналитического подхода в условиях, когда поток жидкости в горизонтальную скважину не может быть описан линейным законом фильтрации Дарси, была разработана методика оценки с использованием нелинейного закона фильтрации.

В последнее время в разработку вводится большое количество низкопроницаемых коллекторов, которые ранее относились к категории непромышленного назначения [1]. Для повышения коэффициента извлечения нефти низкопроницаемые коллекторы разрабатывают системой горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта [2]. В работе [3] получено, что пороговый перепад давления является доминирующим фактором, влияющим на продуктивность скважин, разрабатывающих низкопроницаемый газовый коллектор. За ним следуют чувствительность коллектора к напряжению (stress-sensitivity), турбулентность течения и эффект проскальзывания (slippage flow). Получена модель продуктивности горизонтальной скважины с МГРП, представляющая собой сумму притоков к каждой трещине. В работе [4] отмечается, что объединение (интеграция) численной и аналитической моделей с аналитическими решениями позволяет существенно повысить качество прогнозных показателей добычи. В работе [5] авторы разработали полуаналитическую модель, учитывающую влияние изменения давления по глубине ствола (wellbore pressure drop). В работе [6] разработана соединительная (coupling) математическая модель для низкопроницаемых коллекторов, учитывающая одновременное влияние проницаемости трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП)

и стресс-чувствительность пласта. В работе [7] предложена аналитическая модель линейной фильтрации нефти, учитывающая неоднородность пласта и начальный градиент давления (threshold-pressure gradient). Получено уравнение для расчета безразмерного дебита нефти на основе притоков от каждой трещины. Авторами в работе [8] в лабораторных условиях было продемонстрировано, что в низкопроницаемых коллекторах течение жидкости не подчиняется закону Дарси. Похожая картина наблюдается в промысловых условиях. В работе [9] установлено влияние факторов нелинейности на дебит скважины и предложена модель нелинейной фильтрации для оценки эффективности опробования скважин. На основе численного моделирования и результатов экспериментальных исследований в работе [10] авторами разработана модель, основанная на теории пограничного слоя, отражающая нелинейную фильтрацию жидкости в низкопроницаемом коллекторе. Как показало численное моделирование в [11], с увеличением начального градиента давления в результате нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах дебит скважины интенсивно снижается, что ведет к снижению накопленной добычи нефти. В работе [12] показано, что чем ниже проницаемость пласта, тем выше начальный градиент давления. Согласно [13], математическое описание нелинейной фильтрации жидкости может быть выполнено с помощью трех видов моделей: квазилинейная модель, секционная модель и непрерывная модель. В своей работе авторы предложили соотношения для определения дебита горизонтальной скважины с МГРП в условиях нелинейной трехфазной фильтрации. В работе [14] авторы разработали физически обоснованное уравнение нелинейной многофазной

фильтрации в низкопроницаемых коллекторах, учитывающее эффект пограничного слоя. В работе [15] авторами выявлено, что стресс-чувствительность трещины ГРП проявляется на начальном этапе добычи, в то время как стресс-чувствительность матрицы проявляется в длительной перспективе. В работе [16] предложена гибридная математическая модель нелинейной двухфазной фильтрации, удовлетворяющая матрице, трещинам и горизонтальному участку скважины. В работе [17] авторы выполнили оценку инерциальных составляющих нелинейной фильтрации флюида через искусственные образцы горной породы. В работе [18] авторы

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ, УЧИТЫВАЮЩЕГО НЕЛИНЕЙНЫЙ ЗАКОН ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ, ДАЮТ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О РЕАЛЬНОМ ОБЪЕМЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.

экспериментально обнаружили и описали математически нестандартную зависимость расхода от градиента давления (convex shape flow regime). По аналогии с низкопроницаемым коллектором в работе [19] рассмотрено влияние начального градиента давления на распределение остаточной тяжелой нефти в пласте. В работе [20] на основе теории нестационарного эллиптического течения в пористой среде, связывая эллиптическое течение в матрице пласта с высокоскоростной нелинейной (non-Darcy) фильтрацией в трещинах ГРП, представлена новая модель прогнозирования продуктивности горизонтальных скважин с МГРП. В работе [21] выведены аналитические решения математической модели, содержащей монотропную функцию (a monotropic function). Выявлено, что параметры нелинейной фильтрации значительно снижают дебит вертикальной скважины в промежуточном и конечном интервале времени работы скважины. В работе [22] отмечено, что традиционные модели фильтрации, а также квазистационарный градиент давления (quasi threshold pressure gradient, QTPG) модели дают более высокие значения начального дебита нефти, чем разработанная авторами нелинейная математическая модель, позволяющая более точно рассчитать дебит скважины в условиях нелинейной фильтрации. В работе [23] для описания притока жидкости к ГС с МГРП авторами использовался разностно-аналитический подход, позволяющий описывать трещины ГРП в многоскважинной системе без измельчения разностной сетки, основанный на со-пряжении численного решения движения

жидкости в пласте и аналитической модели притока флюида к трещине с конечной проводимостью. Основные допущения заключаются в следующем: трещина перпендикулярна стволу скважины, стационарный приток жидкости осуществляется за счет перепада давления. В работе [24] были предложены модели притока флюида к трещинам МГРП, предложена аналитическая модель для расчета притока флюида к стволу горизонтальной скважины с МГРП. Первоначально в модели введены следующие допущения: трещины расположены перпендикулярно стволу скважины, проницаемость пласта изотропна по горизонтали, вертикальные перетоки отсутствуют, поток флюида в трещину — плоскопараллельный, на контуре питания скважины давление постоянно. Далее рассмотрен частный случай расположения трещин в пласте, с внесением следующих изменений в геометрию модели. Трещины расположены не перпендикулярно к стволу скважины, по-прежнему остаются следующие допущения: на контуре питания давление постоянно, пласт полностью рассечен трещиной ГРП, поток в трещину плоскопараллельный, приток нефти в горизонтальную часть ствола пренебрежимо мал, трещина обладает бесконечной проводимостью, скважины работают при забойных давлениях выше давления насыщения. С учетом вышеизложенного в работе [24] предложена новая модель для определения дебита ГС с МГРП. В работе [25] авторы разработали математическую модель, позволяющую определить приток к ГС с МГРП с учетом такого явления, как десорбция газа из пор матрицы. В математической модели было учтено следующее: работа скважины моделируется при постоянном забойном давлении и при постоянном дебите скважины, течение — изотермическое, сила тяжести не учитывается, течение в области трещин подчиняется закону Дарси. Описываются уравнения для модели пласта в виде совокупности трех областей: искусственной трещины, областью матрицы, затронутой ГРП, и не затронутой ГРП. В работах [26–31] авторы представили аналитическую модель стационарного однофазного притока, учитывающей анизотропию пласта, угол наклона трещины к стволу, факторы искривления фильтрационных потоков. Анализ экспериментальных и аналитических работ показывает, что для условий нелинейной фильтрации разработан ряд моделей, позволяющих рассчитать дебит вертикальной скважины. В то же время мало работ затрагивают определение дебита горизонтальной скважины с МГРП в условиях нелинейной фильтрации. Существующие математические

модели линейной фильтрации завышают дебит скважины по нефти в условиях нелинейной фильтрации и начального градиента давления. Чтобы приблизить расчетный дебит нефти горизонтальной скважины к дебиту нефти в промысловых условиях, в настоящей работе предложена новая математическая модель.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

С помощью математического моделирования была получена функциональная зависимость дебита горизонтальной скважины, пробуренной в низкопроницаемом коллекторе, от нелинейного закона фильтрации. Найдено устойчивое математическое решение, позволяющее использовать «точку склеивания» — зону перехода от линейного течения к нелинейному.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Впервые вывод формулы для учета нелинейной фильтрации для ГС был приведён одним из авторов в работе [34]. В этой работе рассматривался горизонтальный пласт

толщиной h , шириной $2w$ ($w \gg h$) и длиной L ($L \gg h$).

В работе [34] сделано допущение, что фильтрация жидкости в пласте является стационарной и носит плоский характер. Законы фильтрации: для линейного закона $\phi(\omega) = (\mu / k) \omega$; для закона фильтрации Форхгеймера $\phi(\omega) = (\mu / k) \omega + \beta (p / \sqrt{k}) \omega^2$; для степенного закона фильтрации Краснопольского $\phi(\omega) = C\omega^n$, $1 < n \leq 2$; для закона фильтрации с предельным градиентом $\phi(\omega) = (\mu / k) \omega + \gamma$, $\gamma > 0$. Найдено решение плоской задачи нелинейной фильтрации к горизонтальной скважине.

ПРИБЛИЖЕННОЕ РЕШЕНИЕ НЕЛИНЕЙНОГО ЗАКОНА ФИЛЬТРАЦИИ

Итогом работы [34] явилось нелинейное уравнение для нахождения величины приведенного радиуса дренирования r^* , которое может быть решено только численно при различных значениях величины депрессии, притоке жидкости в скважину, размерах пласта, радиуса скважины, параметрах линейного закона фильтрации, а также нелинейного закона фильтрации, и расположению скважины относительно кровли и подошвы пласта:

$$p_w + C \left(\frac{Q}{2\pi} \right)^n \frac{r_w^{1-n} - r_*^{1-n}}{1-n} = p_c + \frac{Qu}{4\pi k} \ln F(r_*, 0), F(r_*, 0) = \frac{c h \frac{\pi r_*}{h} + \cos \frac{\pi h_2}{h}}{c h \frac{\pi w}{h} + \cos \frac{\pi h_2}{h}}, \quad (1)$$

где $p_c - p_w$ — величина депрессии давления; Q — приток жидкости в скважину; h и w — размеры пласта; r_w — радиус скважины; k и μ — параметры линейного закона фильтрации; C и n — параметры нелинейного закона фильтрации.

Уравнение (1), представленное в работе [34], отражает нелинейную зависимость величины депрессии давления $p_c - p_w$ от величины притока жидкости в скважину $Q = q / L$ и является преобразованием линейной зависимости в нелинейный случай:

$$Q = \frac{q}{L} = \frac{4\pi k}{\mu} \frac{p_c - p_w}{\ln \left(\frac{c h (\pi w / h) - \cos(2\pi h_2 / h)}{c h (\pi r_w / h) - \cos(2\pi h_2 / h)} \frac{c h (\pi w / h) - 1}{c h (\pi r_w / h) - 1} \right)}. \quad (2)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГРП, ПРОБУРЕННОЙ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА

Классические формулы не могут быть использованы для аналитических прогнозов ввиду того, что они не учитывают наличие нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах и, как следствие, отклонение от линейного закона фильтрации Дарси, заложенного в основу представленных во введении формул.

Следовательно, методика расчета начального дебита горизонтальной скважины должна учитывать фактор нелинейности.

На практике в низкопроницаемых коллекторах линейная фильтрация недостижима ввиду необходимости создания высоких градиентов давления. В такого рода коллекторах приток флюида подчиняется степенному закону фильтрации.

Схематично приток флюида в ствол ГС с трещинами МГРП можно представить суммой двух притоков: вертикального и горизонтального (рис. 1).

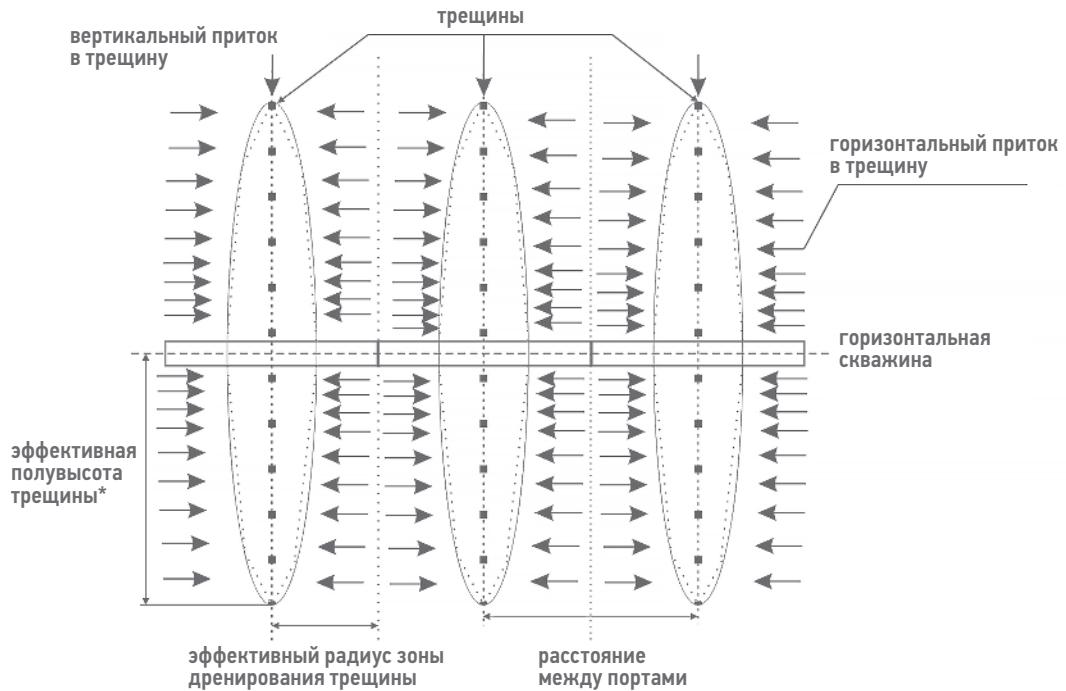


Рис. 1. Приток флюида в трещину МГРП (О.Н. Шевченко)
Fig. 1. The fluid inflow in hydraulic fracturing crack (Oksana N. Shevchenko)

Следовательно, билинейная фильтрация к трещине МГРП может быть представлена в виде:

$$Q_{all} = Q_{vert} + Q_{hor}. \quad (3)$$

Q_{all} — приток в трещину ГРП является суммой притоков вертикального Q_{vert} и горизонтального Q_{hor} .

Если мы рассмотрим трещину МГРП в виде вертикальной скважины, то с данным допущением вертикальный приток определим согласно работе Дюпюи [32, 33]:

$$Q_{vert} = \frac{2\pi k h (P_\kappa - P_c)}{\mu \left(\ln \left(\frac{R_\kappa}{R_c} \right) + C_1 + C_2 + S \right)}, \quad (4)$$

где P_κ — пластовое давление, Па; P_c — забойное давление, Па; h — половина эффективной

толщины коллектора, м; k — коэффициент проницаемости пласта, м^2 ; μ — вязкость жидкости, Па·с; R_κ — половина расстояния между ближайшими портами, м; R_t — ширина трещины, м; C_1 — несовершенство вскрытия, ед; C_2 — коэффициент успешности, ед; S — скин-фактор, ед.

Горизонтальный приток флюида в низко-проницаемых коллекторах не подчиняется линейному закону фильтрации ввиду наличия высоких значений коэффициента поверхностного трения между скелетом породы и фильтрующейся жидкостью. Тогда приток жидкости в горизонтальной плоскости предложено рассчитать по формуле (6), выделив область фильтрации с начальным градиентом.

$$p_c - p_w = \frac{Q\mu}{4\pi k} \ln \left(\frac{ch(\pi w/h) - \cos(2\pi h_2/h)}{ch(\pi r_*/h) - \cos(2\pi h_2/h)} \frac{ch(\pi w/h) - 1}{ch(\pi r_*/h) - 1} \right). \quad (5)$$

Следовательно, приток флюида к трещине МГРП в горизонтальной плоскости можно описать выражением:

$$Q_{hor} = \frac{(p_c - p_w)\mu}{4\pi k} \ln \left(\frac{ch(\pi w/h) - \cos(2\pi h_2/h)}{ch(\pi r_*/h) - \cos(2\pi h_2/h)} \frac{ch(\pi w/h) - 1}{ch(\pi r_*/h) - 1} \right). \quad (6)$$

С учётом (4) и (6) итоговая формула расчета дебита горизонтальной скважины с МГРП представляет собой сумму притоков к трещинам МГРП в вертикальной и горизонтальной плоскости и может быть представлена в виде:

$$Q_{all} = n \left(\frac{2\pi k h (P_\kappa - P_s)}{\mu \left(\ln \left(\frac{R_\kappa}{R_t} \right) + C_1 + C_2 + S \right)} + \frac{(p_c - p_w)\mu}{4\pi k} \ln \left(\frac{ch(\pi w/h) - \cos(2\pi h_2/h)}{ch(\pi r_*/h) - \cos(2\pi h_2/h)} \frac{ch(\pi w/h) - 1}{ch(\pi r_*/h) - 1} \right) \right). \quad (7)$$

Соотношение (7) позволяет вычислить величину депрессии давления $p_c - p_w$ от величины притока жидкости в скважину $Q = q / L$ при заданных размерах пласта h и w , радиусе скважины r_w , параметрах линейного закона фильтрации k и μ , а также нелинейного закона фильтрации C , n и расположении скважины относительно кровли и подошвы пласта h_1 и h_2 .

Теперь выполним расчет дебита горизонтальных скважин с использованием различных моделей и сравним результаты.

РЕЗУЛЬТАТЫ

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП ПО РАЗНЫМ МОДЕЛЯМ

Выполнен расчет дебитов 85 горизонтальных скважин после МГРП по моделям, предложенным в работах [23, 24, 26], а также с использованием полученной в настоящей работе модели (7). Далее выполнено сравнение и построены графики (рис. 2) по расчётным и фактическим значениям дебитов, с которыми работали скважины на месторождении в начальный момент времени. Фактические дебиты скважин на месторождении находились в диапазоне от 10 до $75 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Из рис. 3 видно, что значения дебитов скважин, рассчитанных по разработанной модели (7), являются наиболее близкими

к фактическим значениям дебитов, с которыми работают скважины на месторождении. Анализ значений дебита горизонтальных скважин после МГРП показал, что отклонение значений дебита скважин, рассчитанных по моделям, от фактических промысловых значений дебитов составило от 7 до 30 %. Отклонение значения дебита горизонтальных скважин, рассчитанного по модели (7), составило 6 %. Результаты расчетов по модели (7) показали хорошую сходимость с фактическими данными. Модель (7) может использоваться для прогнозирования начального дебита горизонтальной скважины после МГРП в условиях низкопроницаемых коллекторов.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО МОДЕЛИ, УЧИТЫВАЮЩЕЙ НЕЛИНЕЙНУЮ ФИЛЬТРАЦИЮ

Как показало численное моделирование с использованием гидродинамического симулятора в условиях линейной фильтрации, добыча нефти может быть существенно завышена (рис. 3). Напротив, моделирование с использованием зависимости (7), учитывающей нелинейный закон фильтрации, дает представление о реальной добыче нефти, которая может быть достигнута на месторождении. На рис. 4 приведено сопоставление фактической и расчетной (с использованием нелинейного закона фильтрации) добычи нефти по скважинам.

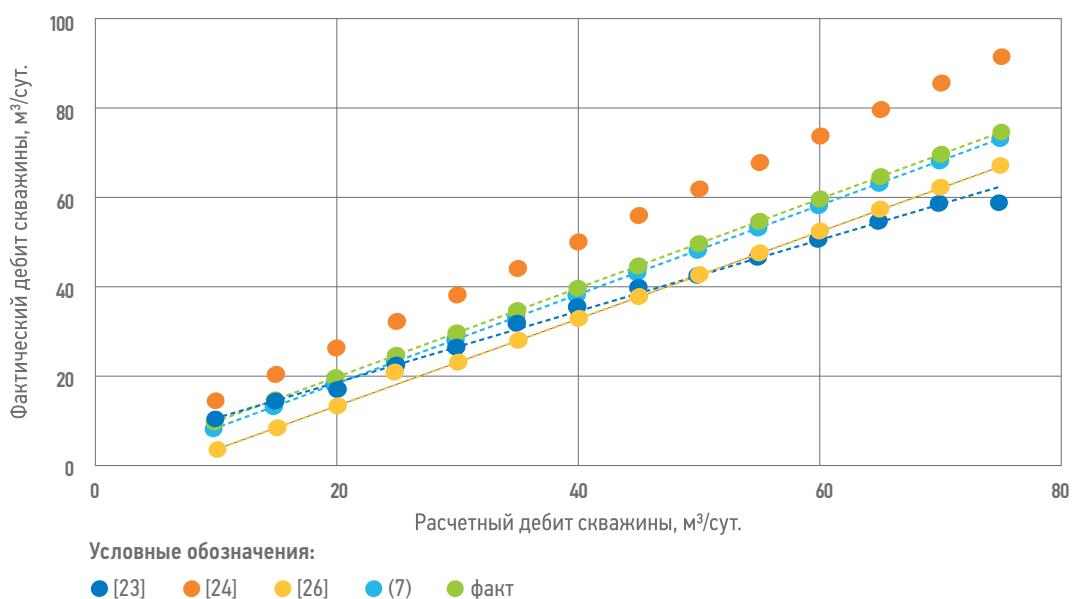


Рис. 2. Сопоставление результатов расчетов дебита горизонтальных скважин в условиях нелинейной фильтрации, выполненных по моделям, предложенным в [23, 24, 26] и по разработанной авторами модели (7) (О.Н. Шевченко)

Fig. 2. Comparison of the results of calculations of horizontal well flow rates in conditions of nonlinear filtration according to models and the author's methodology (Oksana N. Shevchenko)

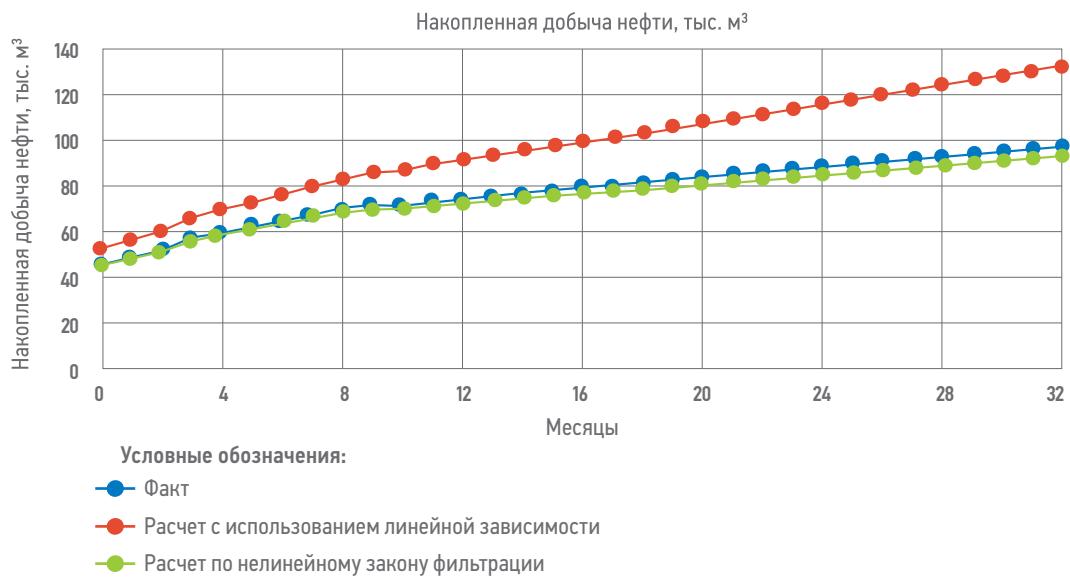


Рис. 3. Сравнение прогнозной накопленной добычи нефти с использованием соотношений для линейной фильтрации и для нелинейной фильтрации (О.Н. Шевченко)

Fig. 3. Comparison of the results of calculations production flow rates in conditions of nonlinear and linear filtration according to models (Oksana N. Shevchenko)

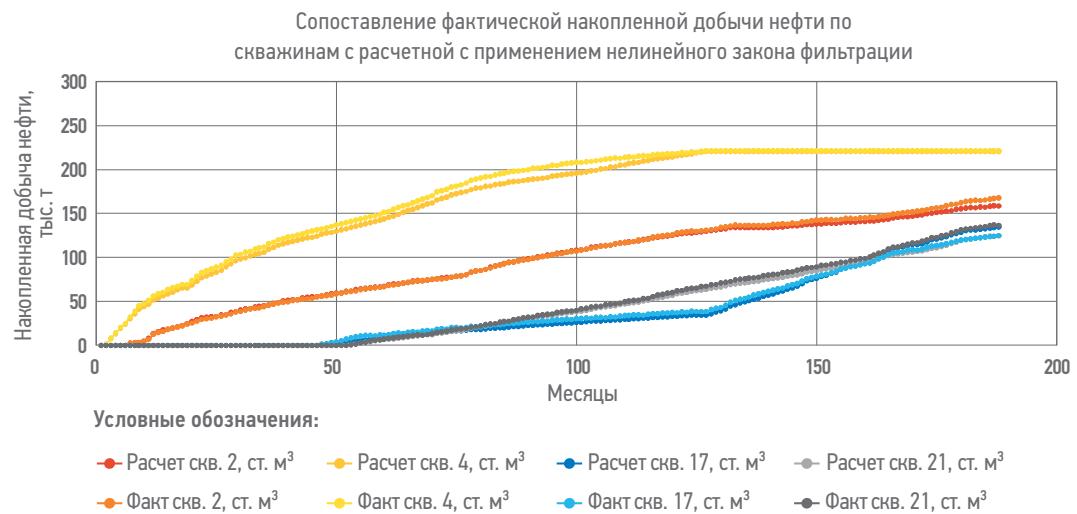


Рис. 4. Сравнение фактической накопленной добычи нефти с расчетной с применением нелинейной фильтрации (О.Н. Шевченко)

Fig. 4. Comparison of the results of calculations cumulative production of horizontal well in conditions of nonlinear filtration according to models (Oksana N. Shevchenko)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе авторами разработана математическая модель для определения начального дебита нефти горизонтальной скважины после МГРП. В сравнении с классическими моделями она учитывает нелинейность фильтрации флюида в низкопроницаемом коллекторе, нелинейность в ней выражена в качестве начального градиента давления, необходимого для преодоления начальных фильтрационных сопротивлений. Модель состоит из двух частей, отвечающих за учет притока в скважину

из трещин пластового флюида в горизонтальном и вертикальном направлениях. Результаты расчетов дебита горизонтальной скважины с МГРП с использованием разработанной модели показали хорошую сходимость с фактическими данными. Ее использование позволяет спрогнозировать начальный дебит горизонтальной скважины в условиях низкопроницаемых коллекторов. Данная модель не завышает значения дебита нефти горизонтальной скважины, что наблюдается при использовании существующих моделей, и соответствует реальной.

Список литературы

1. Лю Г, Мэн З, Цуй Ю, Ван Л, Лян С, Ян С. Полуаналитическая методология расчета индекса продуктивности нескольких скважин по схеме «Промышленность-добыча» в трудноизвлекаемых нефтяных коллекторах // Energies. — 2018. — № 11 (5). — арт. № 1054. <https://doi.org/10.3390/en11051054>
2. Асади МБ, Деджсам М, Зендерхбуди С. Полуаналитическое решение для оценки продуктивности горизонтальной скважины с несколькими трещинами в ограниченном коллекторе с двойной пористостью // Журнал гидрологии. — 2020. — № 581. — С. 124288. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2019.124288>
3. Ван К, Ван Дж, Му Л, Шен Р, Хуродо М Дж, Йе И. Аналитическое решение для прогнозирования переходной продуктивности горизонтальных скважин с несколькими трещинами в плотных газовых коллекторах с учетом нелинейных механизмов пористого течения // Energies. — 2020. — № 13. — С. 1066. <https://doi.org/10.3390/en13051066>
4. Юэ М, Леунг Дж, Дехантур Х. Интеграция численного моделирования для анализа неопределенности переходных характеристик потока в неоднородных плотных коллекторах / Материалы конференции. Конференция SPE по нетрадиционным ресурсам, Канада, 2013. 167174-ср. <https://doi.org/10.2118/167174-MS>
5. Яо С, Цзэн Ф, Лю Х, Чжасо Г. Полуаналитическая модель для многостадийных горизонтальных скважин с трещиноватостью // Журнал гидрологии. — 2013. — № 507. — С. 201–212. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2013.10.033>
6. Го Дж, Ван Х, Чжан Л. Переходное поведение давления в горизонтальной скважине с множественными трещинами конечной проводимости в плотных коллекторах // Журнал геофизики и инженерии. — 2015. — № 12 (4). — Статья № 638. — С. 638–656. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/12/4/638>
7. Цзэн Дж, Ван Х, Го Дж, Цзэн Ф. Аналитическая модель для горизонтальных скважин с несколькими трещинами в плотном песчаном пласте с пороговым градиентом давления // Общество инженеров-нефтяников, Конференция SPE по гидроразрыву пласта в Азиатско-Тихоокеанском регионе, 2016. <https://doi.org/10.2118/181819-ms>
8. Цзэн Б, Ченг Л, Ли С. Низкоскоростной нелинейный поток в коллекторе со сверхнизкой проницаемостью // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2011. — № 80 (1). — С. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.10.006>
9. Зайцев МВ, Михайлов НН, Туманова ЕС. Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебиты в низкопроницаемых коллекторах // Георесурсы. — 2021. — № 23(4). — С. 44–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.45>
10. Сон Ф, Бо Л, Чжан С, Сунь Ю. Нелинейный поток в низкопроницаемых коллекторах: моделирование и экспериментальная проверка // Достижения в геоэнергетических исследованиях. — 2019. — № 3(1). — С. 76–81. <https://doi.org/10.26804/ager.2019.01.06>
11. Байков ВА, Даутлетбаев АЮ, Иващенко Д. С. Численное моделирование течения Недарси и анализ переходных процессов давления/расхода для коллекторов со сверхнизкой проницаемостью. Техническая конференция и выставка SPE по разведке и добыче нефти и газа в России, 2014. <https://doi.org/10.2118/171174-MS>
12. Хао Ф, Ченг ЛС, Хассан О, Хоу Дж, Лю С.З., Фенг Дж.Д. Пороговый градиент давления в коллекторах со сверхнизкой проницаемостью // Нефтяная наука и техника, 2008, № 26(9). — С. 1024–1035. <https://doi.org/10.1080/10916460701675033>
13. Хайлун Л, Шухонг Ч. Численное моделирование многостадийной горизонтальной скважины с трещиноватостью в низкопроницаемых коллекторах на основе модифицированного уравнения Дарси. Конференция и выставка нефти и газа SPE/IATMI в Азиатско-Тихоокеанском регионе, 2015. <https://doi.org/10.2118/176269-ms>
14. Сон Ю, Ю Дж, Сун Х. Новая модель течения без Дарси для низкоскоростного многофазного течения в герметичных резервуарах // Transp Porous Media. — 2017. — № 117. — С. 367–383. <https://doi.org/10.1007/s11242-017-0838-8>
15. Тан Х, Ди Ю, Чжан Ю, Ли Х. Влияние зависящих от напряжений свойств матрицы и трещиноватости на добывчу сланцевого газа // Энергия. — 2017. — № 10. — С. 996. <https://doi.org/10.3390/en10070996>
16. Ван Д, Сун Дж, Ли Ю, Пэн Х. Эффективная гибридная модель нелинейного двухфазного течения в трещиноватом низкопроницаемом коллекторе // Энергия. — 2019. — № 12. — С. 2850. <https://doi.org/10.3390/en12152850>
17. Эльсаноуз А, Абобейкер Э, Хан Ф, Рахман МА, Аброри А, Батт С.Д. Оценка коэффициента потока Недарси в искусственных пористых средах // Энергия. — 2022. — № 15. — С. 1197. <https://doi.org/10.3390/en15031197>
18. Ли Л, Хао Ю, Лу Ю, Ван С, Яо С, Чжасо К, Сюо П. Экспериментальное исследование характеристик низкоскоростной фильтрации и влияющих факторов в резервуаре сланцевой нефти // Журнал нефтяной науки и техники. — 2020. — № 195. — Арт. № 107732. <https://doi.org/10.1016/j.dnb.2020.107732>
19. Ке У, Лю Ю, Чжасо Х, Ю Г, Ван Дж. Исследование влияния порогового градиента давления на распределение остаточной нефти в залежах тяжелой нефти // ACS omega. — 2022. — № 7(5). — С. 3949–3962. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c04537>
20. Рен Л, Сун Дж, Мэн Ф, Су Ю. Реакция дренажа с несколькими трещинами при добыче из горизонтальных скважин с трещиноватостью в плотных нефтяных коллекторах из песчаника // Arabian Journal for Science and Engineering. — 2018. — № 43(11). — С. 6391–6397. <https://doi.org/10.1007/s13369-018-3152z>
21. Лю З, Ян З, Лю Х, Чжасо Х, Хуан Ю. Новое решение нелинейного уравнения течения для коллекторов со сверхнизкой проницаемостью // Международный журнал моделирования: системы, наука и техника. — 2016. — № 17(45). — С. 2.1–2.6.
22. Тянь Х, Цао Р, Тянь Дж, Ченг Л, Чжан М. Низкоскоростное нелинейное численное моделирование в плотных нефтяных коллекторах из песчаника // Ежегодная техническая конференция и выставка SPE, 2016. <https://doi.org/10.2118/181312-ms>
23. Жуков С.Ю, Каневская Р.Д. Опыт моделирования и оценки эффективности многозабойных горизонтальных скважин на Верхнне-Шапшинском месторождении // Нефтяная промышленность. — 2013. — № 7. — С. 92–96.
24. Елкин С.В, Алероеев А.А, Веремко Н.А, Чертенков М.В. Модель расчета дебита горизонтальной скважины с трещиноватостью в зависимости от количества стадий гидроразрыва // Нефтяная промышленность. — 2016. — № 1. — С. 64–67.
25. Симонов МВ, Рошектаев А.П. Модель притока в горизонтальную скважину с многоступенчатым гидроразрывом пласта для расчета дебита сланцевого газа и нефти // Пронефть. Профессионально о нефти. — 2017. — № 2. — С. 25–30. <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/1362>
26. Герасименко С.А, Стрекалов А.В, Самойлов А.С. Математическое моделирование горизонтальных скважин с эллиптическим разрывом // Нефтегазовое дело. — 2012. — № 4. — С. 346–351.
27. Басниев КС, Коучина И.Н, Максимов В.М. Подземная гидромеханика, Москва: Недра, 1993. — 416 с.
28. Баренблatt Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблatt, В.М. Энтов, В.М. Рыжик. — М.: Недра, 1984. — 211 с.
29. Христианович С.А. Движение подземных вод, не подчиняющееся закону Дарси // Прикладная математика и механика. — 1940. — № 14). — С. 33–52.
30. Воронич И.В, Гайдуков Л.А, Михайлов Н.Н. Фильтрация жидкости в горизонтальную скважину при изменении параметров зоны повреждения // Журнал прикладной механики и технической физики. — 2011. — № 52(4). — С. 608–614. <https://doi.org/10.1134/S0021894411040146>

- 31.** Черных В.А. Математические модели горизонтальных и наклонных газовых скважин / В.А. Черных, В.В. Черных — М.: [Нефть и газ], 2008. — 460 с.
- 32.** Ренар, ГИ. Влияние повреждения пласта на эффективность работы горизонтальных скважин / ГИ. Ренар, Ж.М. Дюпюи // SPE Paper 19414, 1990, февраль.
- 33.** Ренар ГИ. Влияние повреждения пласта на эффективность работы горизонтальной скважины / ГИ. Ренар, Ж.М. Дюпюи // Журнал нефтяной технологии. — 1991. — том 43. — № 7. — с. 786–869.
- 34.** Шевченко ОН. Математическое моделирование горизонтальных скважин с нелинейной фильтрацией // Нефтяное хозяйство. — 2020. — № 6. — с. 72–75. <https://proneft.elpub.ru/jour/article/view/393/408>

References

- 1.** Liu G., Meng Z., Cui Y., Wang L., Liang C., Yang S. A semi-analytical methodology for multiwell productivity index of well-in-industry-production-scheme in tight oil reservoirs // *Energies*, 2018, no. 11(5), art. no. 1054. <https://doi.org/10.3390/en11051054>
- 2.** Asadi M.B., Dejam M., Zendehboudi S. Semi-analytical solution for productivity evaluation of a multi-fractured horizontal well in a bounded dual-porosity reservoir // *Journal of Hydrology*, 2020, no. 581, p. 124288. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2019.124288>
- 3.** Wang Q., Wan J., Mu L., Shen R., Jurado M.J., Ye Y. An Analytical Solution for Transient Productivity Prediction of Multi-Fractured Horizontal Wells in Tight Gas Reservoirs Considering Nonlinear Porous Flow Mechanisms // *Energies*, 2020, no. 13, p. 1066. <https://doi.org/10.3390/en13051066>
- 4.** Yue M., Leung J., Dehghanpour H. Integration of Numerical Simulations for Uncertainty Analysis of Transient Flow Responses in Heterogeneous Tight Reservoirs // *Conference Proceedings. SPE Unconventional Resources Conference Canada*, 2013. 167174-MS. <https://doi.org/10.2118/167174-MS>
- 5.** Yao S., Zeng F., Liu H., Zhao G. A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells // *Journal of Hydrology*, 2013, no. 507, pp. 201–212. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2013.10.033>
- 6.** Guo J., Wang H., Zhang L. Transient pressure behavior for a horizontal well with multiple finite-conductivity fractures in tight reservoirs // *Journal of Geophysics and Engineering*, 2015, no. 12(4), art. no. 638, pp. 638–656. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/12/4/638>
- 7.** Zeng J., Wang X., Guo J., Zeng F. Analytical model for multi-fractured horizontal wells in tight sand reservoir with threshold pressure gradient // Society of Petroleum Engineers, *SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference*, 2016. <https://doi.org/10.2118/181819-ms>
- 8.** Zeng B., Cheng L., Li C. Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, no. 80 (1), pp. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.10.006>
- 9.** Zaitsev MV., Mikhailov N.N., Turanova E.S. Non-linear filtration models and the effect of nonlinearity parameters on flow rates in low-permeability reservoirs // *Georesursy*, 2021, no. 23 (4), pp. 44–50 (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.5>
- 10.** Song F., Bo L., Zhang S., Sun Y. Nonlinear flow in low permeability reservoirs: Modelling and experimental verification // *Advances in Geo-Energy Research*, 2019, no. 3 (1), pp. 76–81. <https://doi.org/10.26804/ager.201901.06>
- 11.** Baikov V.A., Davletbaev A.Y., Ivaschenko D. S. Non-Darcy Flow Numerical Simulation and Pressure // Rate Transient Analysis for Ultra-Low Permeable Reservoirs. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*, 2014 (In Russ.). <https://doi.org/10.2118/171174-MS>
- 12.** Hao F., Cheng L.S., Hassan O., Hou J., Liu C.Z., Feng J.D. Threshold Pressure Gradient in Ultra-low Permeability Reservoirs // *Petroleum Science and Technology*, 2008, no. 26(9), pp. 1024–1035. <https://doi.org/10.1080/10916460701675033>
- 13.** Hailong L., Shuhong W. The Numerical Simulation for Multi-Stage Fractured Horizontal Well in Low permeability reservoirs Based on Modified Darcy's Equation. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 2015. <https://doi.org/10.2118/176269-ms>
- 14.** Xiong Y., Yu J., Sun H. A New Non-Darcy Flow Model for Low-Velocity Multiphase Flow in Tight Reservoirs // *Transp Porous Med*, 2017, no. 117, pp. 367–383. <https://doi.org/10.1007/s11242-017-0838-8>
- 15.** Tang H., Di Y., Zhang Y., Li H. Impact of Stress-Dependent Matrix and Fracture Properties on Shale Gas Production // *Energies*, 2017, no. 10, p. 996. <https://doi.org/10.3390/en10070996>
- 16.** Wang D., Sun J., Li Y., Peng H. An Efficient Hybrid Model for Nonlinear Two-Phase Flow in Fractured Low-Permeability Reservoir // *Energies*, 2019, no. 12, p. 2850. <https://doi.org/10.3390/en12152850>
- 17.** Elsanoose A., Abobaker E., Khan F., Rahman M.A., Aborig A., Butt S.D. Estimating of Non-Darcy Flow Coefficient in Artificial Porous Media // *Energies*, 2022, no. 15, p. 1197. <https://doi.org/10.3390/en15031197>
- 19.** Ke W., Liu Y., Zhao X., Yu G., Wang J. Study on the Effect of Threshold Pressure Gradient on Remaining Oil Distribution in Heavy Oil Reservoirs // *ACS omega*, 2022, no. 7(5), pp. 3949–3962. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c04537>
- 20.** Ren L., Sun J., Meng F., Su Y. Multi-fractures Drainage Response in Production of Fractured Horizontal Wells in Tight Sandstone Oil Reservoirs // *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2018, no. 43 (11), pp. 6391–6397. <https://doi.org/10.1007/s13369018-3152-z>
- 21.** Li L., Hao Y., Lv Y., Wang C., Yao C., Zhao Q., Xiao P. Experimental investigation on low-velocity seepage characteristics and influencing factors in a shale oil reservoir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, no. 195, art. no. 107732. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107732>
- 21.** Liao Z., Yang Z., Liu X., Zhou T., Huang Y. A new solution of the non-linear flow equation for ultra-low permeability reservoirs // *International Journal of Simulation: Systems, Science and Technology*, 2016, no. 17 (45), pp. 2.1–2.6.
- 22.** Tian X., Cao R., Tian J., Cheng L., Zhang M. Low-Velocity Non-Linear Numerical Simulation in Tight Sandstone Oil Reservoirs // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2016. <https://doi.org/10.2118/181312-ms>
- 23.** Zhuchkov S.Yu., Kanevskaya R.D. Experience of simulation and efficiency estimation of multi-fractured horizontal wells on Verhne-Shapshinskoye field // *Oil Industry [Neftyanoe khozyaystvo]*, 2013, no. 7, pp. 92–96 (In Russ.).
- 24.** Elkin S.V., Aleroov A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. Flowrate calculation model for fractured horizontal well depending on frac stages number // *Oil Industry [Neftyanoe khozyaystvo]*, 2016, no. 1, pp. 64–67 (In Russ.).
- 25.** Simonov M.V., Roschektaev A.P. Model of inflow to a horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing to calculate the flow rate of shale gas and oil // *PROneft. Professionally about oil*, 2017, no. 2, pp. 25–30 <https://htc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/1362> (In Russ.).
- 26.** Gerasimenko S.A., Strekalov A.V., Samoilov A.S. Mathematical modeling of horizontal wells with elliptical fracture // *Oil and Gas Business*, 2012, no. 4, pp. 346–351. (In Russ.)
- 27.** Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. *Underground hydromechanics*. Moscow: Nedra, 1993, 416 p. (In Russ.)
- 28.** Barenblatt G.I. *Movement of liquids and gases in natural formations* / G.I. Barenblatt, V.M. Entov, V.M. Ryzhik — Moscow: Nedra, 1984. 211 p. (In Russ.)
- 29.** Khrustianovich S.A. Movement of underground waters not obeying Darcy's law // *Applied Mathematics and Mechanics*, 1940, № 1(4), 33–52. (In Russ.)
- 30.** Voronich IV., Gaidukov L.A., Mikhailov N.N. Liquid filtration into a horizontal well when the parameters of the damage zone change // *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 2011, No. 52(4), pp. 608–614. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0021894411040146>

- 31.** Chernykh V.A. *Mathematical models of horizontal and inclined gas wells* / V.A. Chernykh, V.V. Chernykh. — Moscow: [Oil and gas], 2008, 460 p. (In Russ.)
- 32.** Renard G.I. Influence of formation damage on the flow efficiency of horizontal wells / G.I. Renard, J.M. Dupuy // *SPE Paper 19414*, 1990, February, pp. 63–65.
- 33.** Renard G.I. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency / G.I. Renard, J.M. Dupuy // *Journal of Petroleum Technology*, 1991, vol. 43, no. 7, pp. 786–869.
- 34.** Shevchenko O.N. Mathematical modeling of horizontal wells with nonlinear filtration // *Oil Industry*, 2020, no. 6, pp. 72–75. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.Н. Шевченко — разработала математический подход и согласна принять всю ответственность за аспекты работы.

С.В. Онучин — оказал помощь в сборе исходной информации.

А.М. Зиновьев — курировал и консультировал по математическим подходам, проверял корректность математических моделей.

Oksana N. Shevchenko — developed a mathematical approach and agrees to take full responsibility for aspects of the work.

Sergey V. Onuchin — assisted in collecting initial information.

Alexey M. Zinoviev — supervised and advised on mathematical approaches, checked the correctness of mathematical models.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Оксана Николаевна Шевченко* — главный инженер проекта, Санкт-Петербургский институт Петра Великого, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Shevchenko.ON@gazpromneft-ntc.ru

Сергей Владимирович Онучин — аккаунт-менеджер АО «Мессояханефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Onuchin.SV@gazpromneft-ntc.ru

Алексей Михайлович Зиновьев — кандидат технических наук, зам. зав. по учебной работе, доцент, Самарский государственный технический университет 443000, Россия, г. Самара, Молодогвардейская ул., 244. e-mail: lekso1988@yandex.ru

Oksana N. Shevchenko* — Chief engineer of the project, St. Petersburg Institute of the Peter Great, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Shevchenko.ON@gazpromneft-ntc.ru

Sergey V. Onuchin — Account manager of Messoyakhaneftegaz Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Onuchin.SV@gazpromneft-ntc.ru

Alexey M. Zinoviev — Cand. of Sci. (Tech.), Deputy head of Academic Affairs, Associate Professor, Samara State Technical University 244, Molodogvardeyskaya str., 443000, Samara, Russia. e-mail: lekso1988@yandex.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

© Коллектив авторов,
2023



ЗАМЕНА РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ НА ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СЕКЦИЙ. ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ

**О.В. Муратов^{1,*}, А.А. Соколов¹, Р.В. Козлович¹, А.И. Мадьяров¹, Э.Ш. Хайварин²,
П.Ю. Зуев²**

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

²ООО «Меретояханефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Muratov.OV@gazpromneft-ntc.ru

Введение. Применение роторных управляемых систем (РУС) позволяет бурить скважины с более продолжительными горизонтальными секциями, при этом снижая аварийность и время строительства скважин. Ряд отечественных компаний занимается разработкой, но на доработку и пуск в серийное производство потребуется время.

Сложности с поставкой РУС вынуждают пересмотреть подход к бурению продолжительных горизонтальных секций. Доступность РУС на рынке способствовала их внедрению в том числе и на тех объектах, где РУС не являлась безальтернативной технологией, то есть на объектах, где бурение горизонтальных скважин представляется возможным с использованием менее технологичного оборудования — винтовых забойных двигателей (ВЗД).

Цель. В данной статье детально рассмотрена оценка технической возможности бурения горизонтальных секций с ВЗД, оценка потенциальных рисков от перехода от РУС к ВЗД и экономическая целесообразность.

Методы. При принятии решения о замене РУС на ВЗД в полной мере должны быть учтены такие факторы, как техническая возможность, потенциальные риски и экономическая целесообразность.

Результаты. Техническая возможность бурения секции с использованием ВЗД оценивается путем расчетов в специализированном ПО, в котором не учтены или учтены не в полной мере многие факторы, такие как нахождение более жесткого инструмента в зоне набора параметров кривизны, развороты траектории по азимуту, профиль с обратным отходом и другие, поэтому при оценке технической возможности применения ВЗД также важен практический опыт бурения.

Помимо технической возможности бурения горизонтальных секций с ВЗД необходимо также учитывать риски, связанные с качеством ствола скважины, степенью очистки ствола скважины, удаленностью датчиков инклинометрии и каротажа от долота, а также риск дифференциального прихвата компоновки низа бурильной колонны.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, роторная управляемая система, винтовой забойный двигатель, доведение нагрузки до долота

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Муратов О.В., Соколов А.А., Козлович Р.В., Мадьяров А.И., Хайварин Э.Ш., Зуев П.Ю.

Замена роторных управляемых систем на винтовые забойные двигатели при бурении горизонтальных секций. Техническая возможность и экономическая целесообразность. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):122–132. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-122-132>

Статья поступила в редакцию 14.12.2022

Принята к публикации 13.02.2023

Опубликована 17.07.2023

REPLACING ROTARY STEERABLE SYSTEMS WITH DOWNHOLE MOTORS FOR HORIZONTAL DRILLING

**Oleg V. Muratov^{1,*}, Anton A. Sokolov¹, Roman V. Kozlovich¹, Alik I. Madyarov¹, Eldar Sh. Khayvarin²,
Pavel Yu. Zuev²**

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²LLC "MERETOYAKHANEFTEGAZ", RF, Tyumen

E-mail: Muratov.OV@gazpromneft-ntc.ru

Introduction. Rotary steerable systems (RSS) allow to drill longer horizontal section, reduce risks and drill faster. Some Russian companies work on RSS creation, however it will take for a while till start of RSS commercial production.

Difficulties with the supply of RSS are forcing a reconsideration of the horizontal drilling approach. RSS availability on the market has led to wide RSS implementation, even when RSS was not the only available option, when lower tier technology — downhole motors (DHM) could be used.

Objective. Such topics as technical possibility of drilling with DHM, potential risks and economical effect are described in the article.

Methods. In order to make proper decision on replacing RSS with DHM that is necessary to estimate technical possibility, potential risks and economical effect.

Results. Technical possibility of drilling with DHM should be estimated by using special software, but the software can't take in account such factors as stiffer pipes in high dogleg severity intervals, azimuth turn, reverse horizontal displacement and others. That's why the local experience is also very important and should be taken in the consideration.

Apart from the technical possibility, such potential risks as wellbore quality, hole cleaning, differential stuck of bottom hole assembly (BHA), pack off BHA, sensors offset also should be assessed.

Keywords: directional drilling, rotary steerable systems, downhole motors, transfer weight to the bit

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

For citation: Muratov O.V., Sokolov A.A., Kozlovich R.V., Madyarov A.I., Khayvarin E.Sh., Zuev P.Yu. Replacing rotary steerable systems with downhole motors for horizontal drilling. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):122–132. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-122-132>

Manuscript received 14.12.2022

Accepted 13.02.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ, АКТУАЛЬНОСТЬ

Применение роторных управляемых систем (РУС) позволяет бурить скважины с более продолжительными горизонтальными секциями, при этом снижая аварийность и время строительства скважин. Ряд отечественных компаний занимается разработкой такого оборудования, с 2017 года проводятся опытно-промышленные испытания [1], уже имеется определенный успех, но на доработку и пуск в серийное производство отечественных РУС требуется время. Сложности с поставкой РУС вынуждают пересмотреть подход к бурению продолжительных горизонтальных секций. Широкое присутствие западных сервисных компаний с высокими технологиями на отечественном рынке способствовало внедрению РУС, в том числе и на тех объектах, где роторные управляемые системы не являлись безальтернативной технологией, то есть на объектах, где бурение горизонтальных скважин представляется возможным с использованием менее технологичного оборудования — винтовых забойных двигателей (ВЗД).

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

При выборе между РУС и ВЗД для бурения горизонтальных секций необходимо учитывать 3 основных фактора:

1. Техническая возможность.
2. Потенциальные риски.
3. Экономическая целесообразность.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ

Техническая возможность бурения секции с использованием ВЗД оценивается путем расчетов с использованием специализированного ПО, позволяющего вычислить осевую нагрузку, доводимую до долота при бурении направленно с ВЗД (без вращения бурильной колонны), и соответственно определить максимально возможную глубину бурения и продолжительность горизонтальной секции. Для этого с учетом заданных условий

ПО «ЭРА-ПИК» ДЛЯ РАСЧЕТА МЕХАНИЧЕСКИХ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРИ БУРЕНИИ — СОБСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА «ГАЗПРОМ НЕФТИ» — НАХОДИТСЯ НА СТАДИИ ОПЭ.

(траектория, режимы бурения, дизайн буровой колонны (БК), коэффициенты трения и др.) производится расчет остаточного веса на крюке/верхнем силовом приводе (ВСП) для обеспечения требуемой осевой нагрузки на долото, а также нагрузки на долото, при которой БК начинает терять продольную устойчивость (БК начинает складываться).

Таблица 1. Результат расчета, выполненного с использованием ПО WellPlan. Подготовлено авторами с использованием ПО
Table 1. WellPlan Calculation results. Prepared by the authors

Операция	Пределы напряжений			Пределы изгибов			Превышение момента	Измеренный вес	Растяжение (м)			Момент стола ротора (кН·м)	Закручивание с моментом (об)	Закручивание без момента (об)	Осевое напряжение = 0 [от забоя] (м)	Нейтральная точка поверхности [от забоя] (м)
	Усталость	90% Yield	Предел текучести 100%	Синусоидальный	Спиральный	Залипание			Механическое	Воздух	Термическое					
Бурение ротором							51,53	0,65	0,3	1,46	2,41	20,559	22,6	14,1	2 051,95	1 638,93
Бурение ГЗД			X				25,08	-0,8	0,3	1,46	0,97	1	1,7	0	3 162,55	2 928,12
Вращение над забоем							56,53	1,05	0,3	1,46	2,82	16,125	13,8	13,8	1 817,76	0

Повысить уровень доведения нагрузки до долота возможно посредством ряда методов, детально рассмотренных в статье [2]. Пример расчета, выполненного с использованием ПО WellPlan приведен в **таблице 1**. В графе «Измеренный вес» для бурения с гидравлическим забойным двигателем (ГЗД) представлено рассчитанное значение — 25 т (для удобства расчет производился без учета веса крюка/ВСП). При заданных условиях данного веса будет достаточно, чтобы преодолеть силу трения об обсадную колонну/стенки скважины, однако согласно индикатору в графе «Синусоидальный изгиб» происходит складывание БК. Определение интервалов складывания БК производится с помощью графика «Эффективное напряжение», который также является результатом расчета, пример данного графика приведен на **рис. 1**.

Согласно представленным данным, в случае нахождения долота на забое 5200 м и попытке бурить направленно с ВЗД с заданной нагрузкой на долото спиральное складывание БК происходит в интервалах 550–2400 м (сжимающая нагрузка превышает предел продольной устойчивости, о чем сигнализирует пересечение соответствующих кривых на графике), соответственно бурение данной скважины при заданных условиях до проектного забоя с ВЗД не представляется возможным. Для оценки предельной глубины бурения необходимо произвести расчеты для разных глубин. Так, результат расчета для глубины 4400 м представлен на **рис. 2**. В случае нахождения долота на забое 4400 м и попытке бурить направленно с ВЗД с заданной нагрузкой на долото спирального складывания БК не происходит. Теоретически возможно, что при расположении элементов БК с разным погонным

весом в разных интервалах траектории спиральное складывание может возникнуть и при расчётах для глубин, меньших чем 4400 м, соответственно рекомендуется произвести расчеты на меньших глубинах для подтверждения отсутствия складывания БК. Подобные расчеты производятся для синусоидального складывания БК, которое не всегда является ограничением для бурения с ВЗД.

По **рис. 3** можно определить предельную глубину бурения при требуемой нагрузке на долото без дополнительных расчетов для разных глубин.

Также необходимо рассчитывать гидравлические параметры, т.к. рабочая пара ВЗД добавляет дополнительный перепад давления (порядка 30–40 атм в случае использования ВЗД типоразмера 120 мм), что в некоторых случаях становится ограничительным фактором.

При расчете нагрузок, доводимых до долота, необходимо учитывать, что коэффициент трения в открытом стволе, пробуренном с ВЗД, как правило, выше, чем в стволе, пробуренном с РУС, особенно в случае интервалов с высоким соотношением «слайд/ротор» (отношение метражка, пробуренного направлено с ВЗД, к метражу, пробуренному в роторном режиме).

На текущий момент на рынке доступны несколько ПО, позволяющих производить расчеты для строительства скважин, в том числе расчеты механических и гидравлических нагрузок, позволяющие оценить техническую возможность бурения горизонтальных секций заданной длины. Наибольшее распространение получили WellPlan (Landmark) и «Бурсофтпроект». Собственная разработка «Газпром нефти» — ПО «ЭРА-Пик» находится на стадии ОПЭ и уже частично

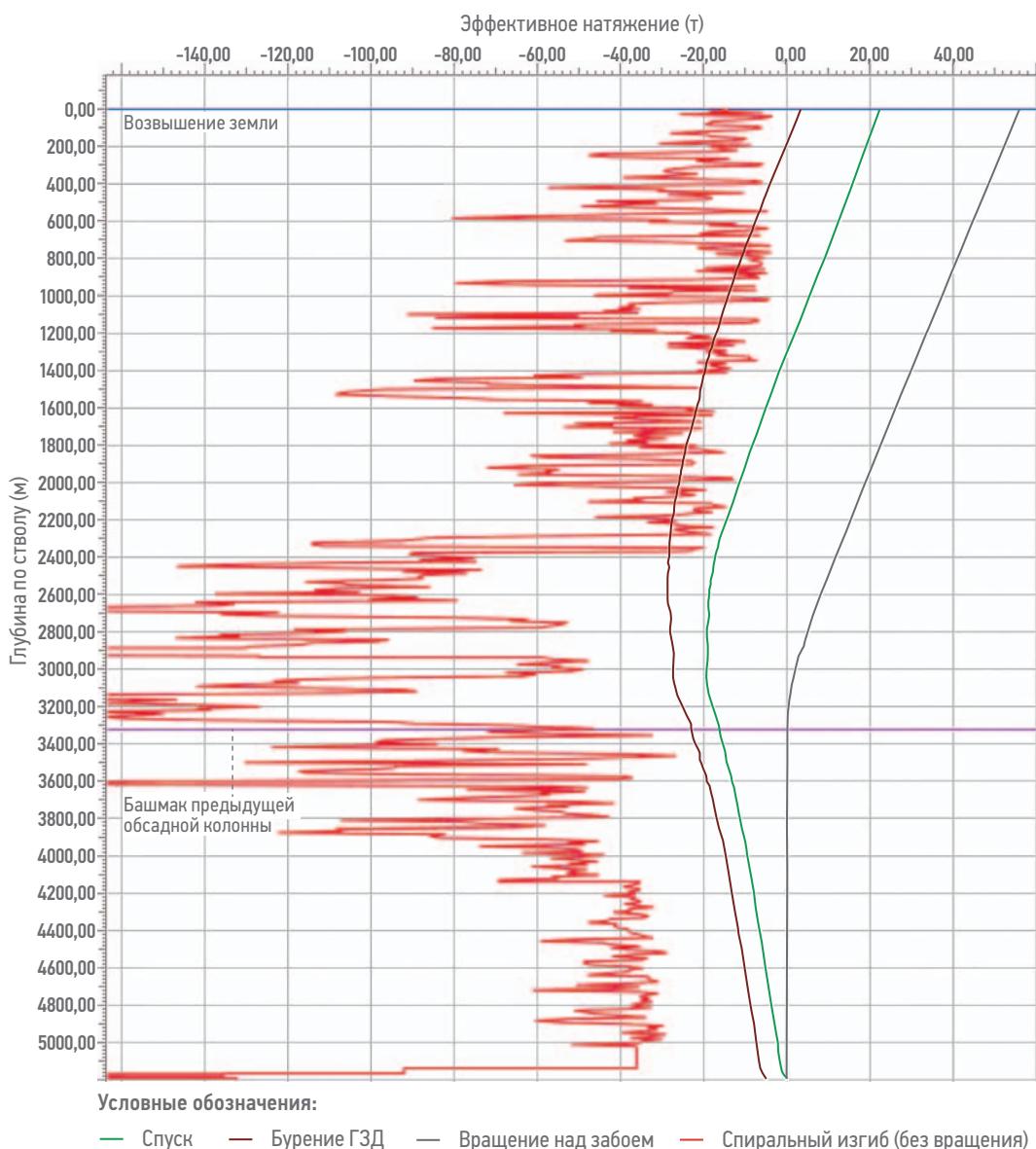


Рис. 1. График «Эффективное натяжение» для глубины 5200 м. Подготовлено авторами с использованием ПО
Fig. 1. «Effective tension» diagram for depth 5200 m. Prepared by the authors

используется на некоторых объектах [3]. Крупные западные сервисные компании имеют свои ПО, доступные для внутреннего использования самими сервисными компаниями: Drilling Office (Шлюмберже), One Sync (Везерфорд), Well Architect (Бейкер Хьюз). Помимо расчетов необходимо учитывать имеющийся опыт бурения на конкретном месторождении. Известны случаи, когда согласно расчетам для конкретного дизайна БК с заданными коэффициентами трения, имеется запас остаточного веса, складывания БК происходит не должно, но фактические результаты показывают обратное: в какой-то момент теряется возможность хождения БК вниз без вращения. Данный эффект связан с факторами, которые не могут быть учтены существующим ПО, например, с свойствами геологического разреза — на практике

встречаются случаи, когда при всех прочих равных условиях в чистом коллекторе нагрузка до долота при бурении направленно с ВЗД доводится эффективно, но при смене пород эффективность падает вплоть до сложностей с хождение БК вниз без вращения.

К факторам, которые не могут быть учтены ПО или могут быть учтены, но не в полной мере, также относится нахождение более жесткого инструмента (трубы бурильной толстостенной (ТБТ)) в зоне набора параметров кривизны, развороты траектории по азимуту, профиль с обратным отходом.

Необходимо отметить, что подбор точных коэффициентов трения для расчетов — не простая задача. Для первых скважин на месторождении, как правило, принимаются завышенные коэффициенты, так называемый «инженерный» запас, далее по результатам

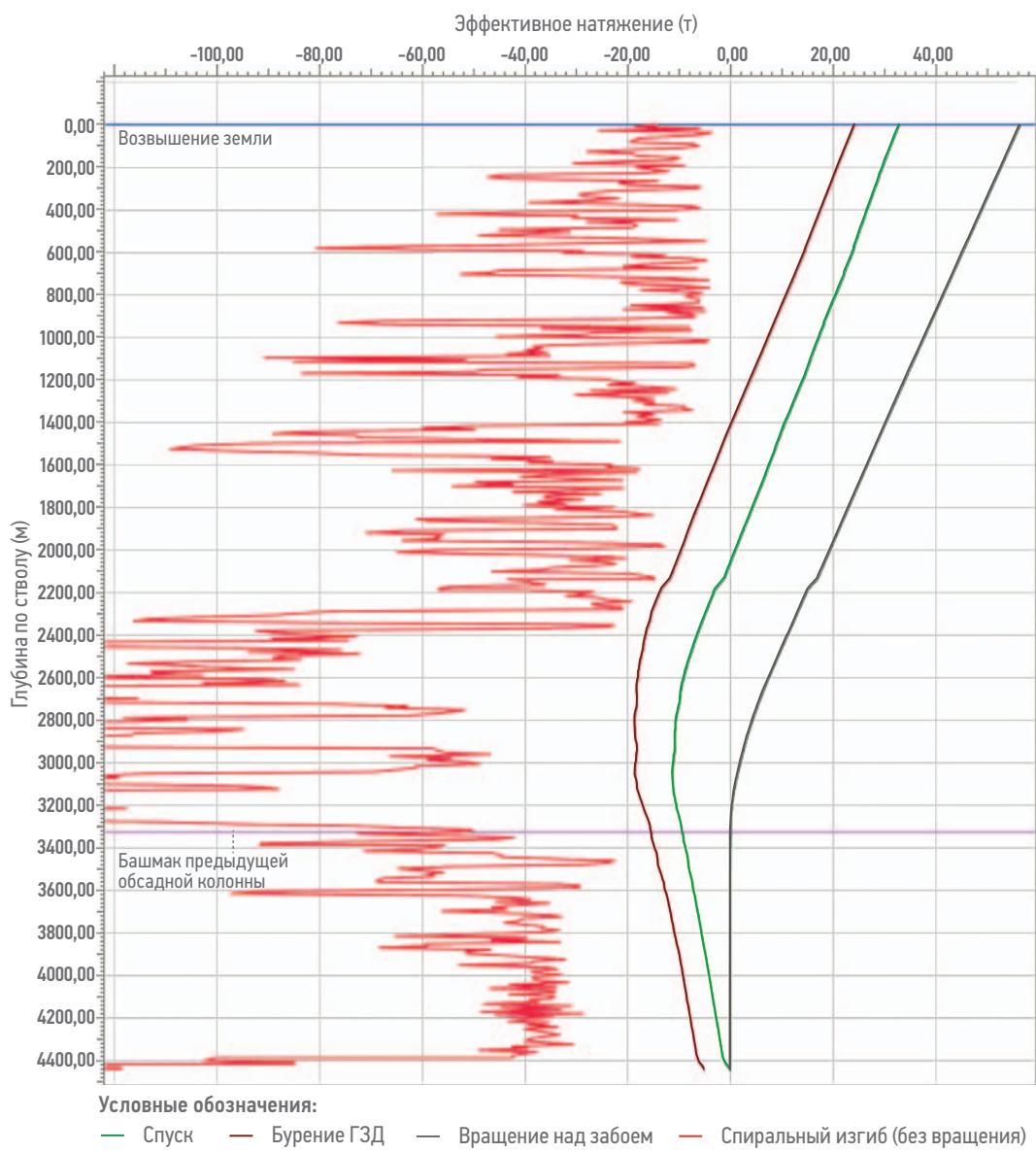


Рис. 2. График «Эффективное натяжение» для глубины 4400 м. Подготовлено авторами с использованием ПО Fig. 2. «Effective tension» diagram for depth 4400 m. Prepared by the authors

бурения большего количества скважин коэффициенты уточняются, поэтому накопление практического опыта позволяет более точно оценивать техническую возможность бурения горизонтальных секций с ВЗД.

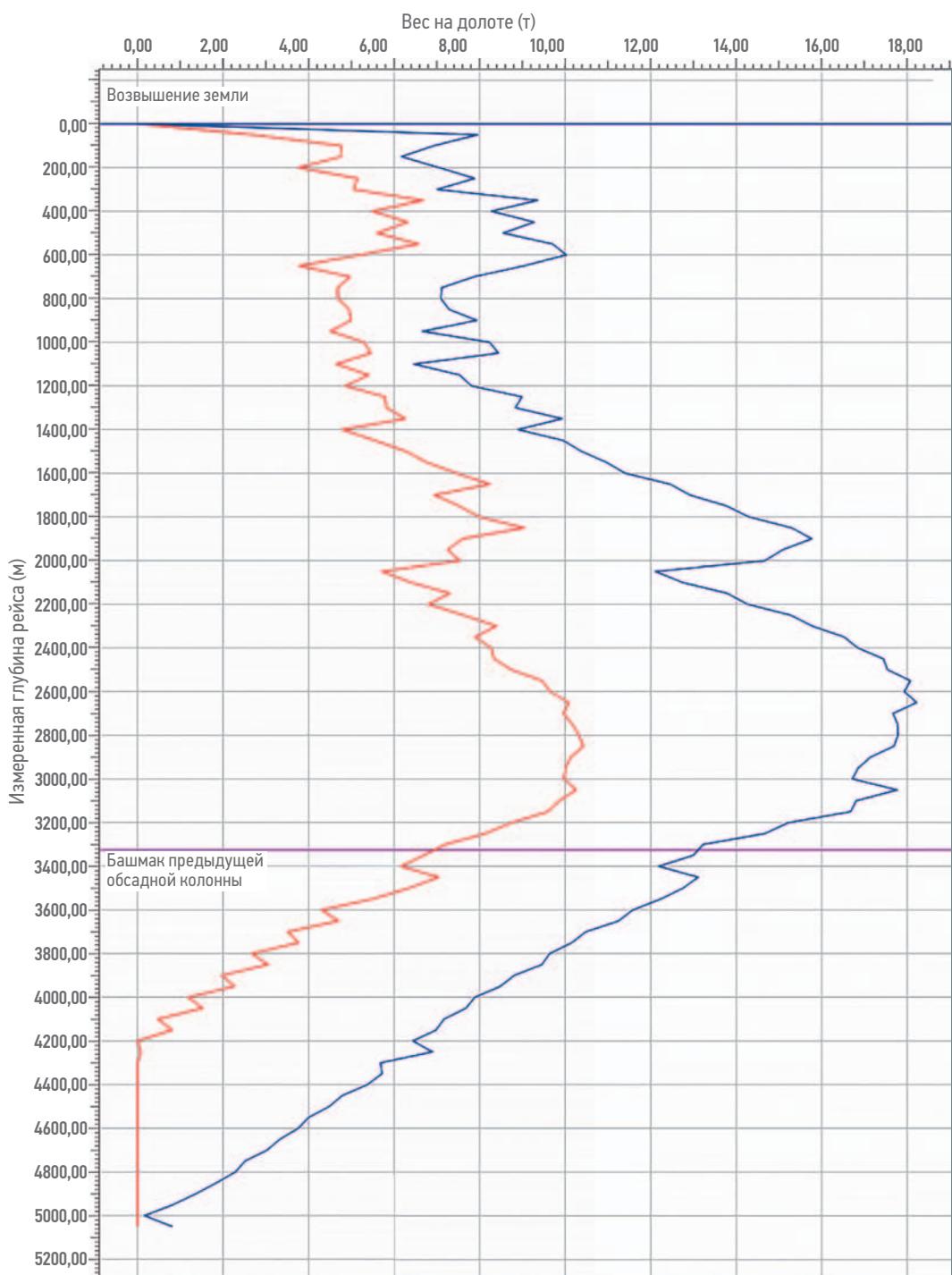
ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РИСКИ

Помимо технической возможности бурения горизонтальных секций с ВЗД необходимо также учитывать риски, связанные с качеством ствола скважины, степенью очистки ствола скважины, удаленностью датчиков инклинометрии и каротажа от долота, и риск дифференциального прихвата КНКБ.

КАЧЕСТВО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Ввиду того что при бурении с РУС ствол формируется при постоянном вращении всей бурильной колонны, его стенки более гладкие, чем при бурении с ВЗД, так как при бурении с ВЗД присутствует постоянное чередование интервалов роторного бурения (с вращением БК) и направленного бурения с ВЗД (без вращения БК). Сравнение смоделированных стволов, пробуренных с ВЗД (верхняя часть рисунка) и с РУС (нижняя часть рисунка), приведены на **рис. 4**.

Как видно из **рис. 4**, ствол с ВЗД имеет больше неровностей, соответственно, спуск хвостовика в него выполнить сложнее, чем в ствол, пробуренный с РУС.



Условные обозначения:

- Мин. вес на долоте до синусоидального изгиба (бурение ГЗД)
- Мин. вес на долоте до спирального изгиба (бурение ГЗД)

Рис. 3. График «Минимальный вес на долоте». Подготовлено авторами с использованием ПО
Fig. 3. «Minimum weight on bit» diagram. Prepared by the authors

РИСК ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ПРИХВАТА
 Бурение направленно с ВЗД происходит без вращения БК (вращается только вал ВЗД и долото), соответственно в проницаемых пластах при наличии высокой репрессии риск возникновения дифференциального прихвата компоновки низа бурильной

колонны (КНБК) намного выше, чем при бурении с РУС.

ОЧИСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Вращение БК играет большую роль в очистке горизонтального ствола скважины, соответственно при бурении направленно с ВЗД

Таблица 2. Расстояние от долота до датчиков в КНБК с ВЗД
Table 2. Sensors offsets for DHM BHA

Исследование	Тип датчика	Расстояние до долота, м
Инклинометрия	HEL (Inc 2)	12,83
Гамма-каротаж	HAGR	18,70
Каротаж УЭС	MFR	21,63
Плотностной каротаж	AZD	29,73
Каротаж пористости	TNP	32,17

Таблица 3. Расстояние от долота до датчиков в КНБК с РУС
Table 3. Sensors offsets for RSS BHA

Исследование	Тип датчика	Расстояние до долота, м
Инклинометрия	RSS inc	2,86
Инклинометрия	HEL (Inc 2)	6,44
Затрубное давление	BAP	8,02
Гамма-каротаж	HAGR	12,36
Каротаж УЭС	MFR	15,29
Плотностной каротаж	AZD	23,43
Каротаж пористости	TNP	25,87

очистка происходит хуже, чем при бурении с РУС, что влечет за собой соответствующие временные затраты на дополнительную промывку и потенциальные риски прихваты КНБК по причине зашламованности ствола (pack off) [5].

Также при бурении в некоторых пластах существует серьезное ограничение по эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП), что не позволяет прокачивать раствор с заданной реологией с расходом более 12 л/с, а с таким низким расходом требование к вращению всей БК для обеспечения удовлетворительной очистки ствола скважины при направленном бурении может стать ограничивающим фактором для использования ВЗД.

УДАЛЕННОСТЬ ДАТЧИКОВ ИНКЛИНОМЕТРИИ И КАРОТАЖА ОТ ДОЛОТА

Как правило, расстояние от долота до датчика инклинометрии и датчиков каротажа в процессе бурения в КНБК с ВЗД гораздо больше, чем в КНБК с РУС. Информация о расстояниях для типичных КНБК для бурения горизонтальных секций с ВЗД и с РУС приведена в табл. 2, 3.

Как видно из табл. 2, 3, инклинометр в КНБК с РУС находится всего в 2,86 м от долота, что позволяет технологу ННБ оперативно реагировать на изменения зенитного угла (например, при встрече твердого пропластка

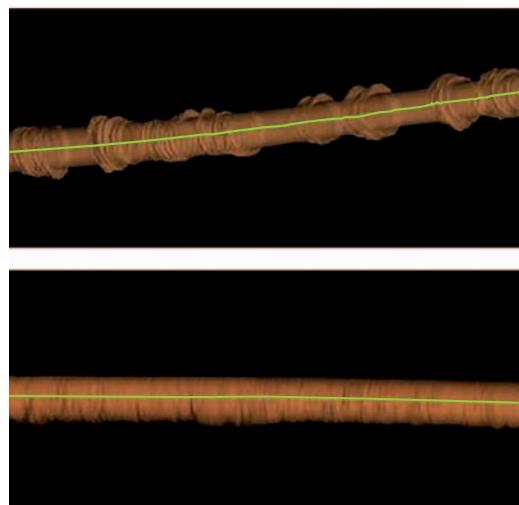


Рис. 4. Смоделированный ствол: а — пробуренный с ВЗД [4], б — пробуренный с РУС [4]
Fig. 4. Simulated wellbore drilled with a — DHM [4], b — RSS [4]

зенитный угол может резко измениться на 2–3° за 10 м) и корректировать траекторию для удержания в пределах коридора бурения. В случае с ВЗД расстояние от долота до инклинометра составляет 12,83 м, что не позволяет технологу ННБ вовремя реагировать на резкие изменения зенитного угла и траектория скважины может значительно отклониться от плановой, для ее возврата в коридор бурения потребуется высокая интенсивность искривления. Также в случае близкого расположения водонефтяного контакта будет повышен риск попадания ствола скважины в подошвенные воды с последующей потенциальной ликвидацией ствола.

Ситуацию с большой удаленностью инклинометра от долота усугубляет отсутствие возможности автоматического поддержания заданного зенитного угла при бурении с ВЗД. Иногда удается подобрать дизайн КНБК и параметры бурения, при которых естественная тенденция КНБК не приводит к изменению зенитного угла, но при смене литологии эта тенденция и соответственно зенитный угол могут изменяться, и потребуется корректировка траектории (дополнительные интервалы направленного бурения с ВЗД в интервалах, которые по плану должны быть со стабилизацией зенитного угла).

Значительная удаленность датчиков гамма-каротажа от долота осложняет геонаavigation. В табл. 2, 3 представлена разница примерно в 6 м, однако часто в состав РУС также включается дополнительный наддолотный датчик гамма-каротажа, удаленностя которого от долота составляет всего 2–3,5 м, что на 15 м ближе к долоту,

чем датчик гамма-каротажа в КНБК с ВЗД. В случае маломощных продуктивных пластов удаленность датчиков каротажа от долота может привести к тому что траектория ствола в определенных интервалах будет выходить за пределы продуктивного пласта, соответственно эффективная проходка по продуктивному пласту при бурении с ВЗД будет ниже, чем при бурении с РУС. Наддолотные модули с инклинометром и датчиком гамма-каротажа призваны снизить удаленность датчиков от долота, но на текущий момент подобные модули не выпущены в тираж. Любой из вышеперечисленных рисков может стать ограничительным фактором для применения ВЗД, по этой причине каждый из этих рисков должен быть тщательно проанализирован перед принятием решения использования ВЗД вместо РУС.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ

После оценки технической возможности бурения горизонтальных секций с ВЗД, подтвержденной расчетами и практическим опытом, а также определения рисков от использования ВЗД как приемлемых, необходимо определение экономической целесообразности применения ВЗД. При расчете экономической целесообразности необходимо учитывать дополнительные затраты, обусловленные использованием ВЗД, такие как дополнительное время на выставление установки угла отклонителя (УУО),

на перезапись азимутального каротажа, на дополнительные промывки, дополнительные спуско-подъемные операции (СПО), дополнительные затраты на ТБТ/УБТ и дополнительные смазочные добавки.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ НА ВЫСТАВЛЕНИЕ УУО

Перед началом каждого интервала направленного бурения с ВЗД необходимо выставить УУО в требуемом направлении с учетом реактивного момента, в процессе направленного бурения УУО может сбиваться, что требует повторного выставления, эти процедуры занимают дополнительное время, а в случае сложностей с хождением БК вдоль оси скважины могут приводить к существенному увеличению времени строительства скважины. На **рис. 5** приведена диаграмма ГТИ с примером осложненного направленного бурения с ВЗД. Как видно в левой колонке диаграммы, выставить УУО и бурить направленно в течение требуемого интервала не удается, приходится повторно выставлять УУО (движения вверх-вниз тальблока в первой колонке), при этом происходит подвисание КНБК, срыв КНБК и удар об забой (скачки давления во второй колонке — обозначены синими стрелками).

Необходимо отметить, что согласно инструкциям по эксплуатации на некоторые РУС изменение направления бурения, интенсивности искривления должно производиться без нагрузки на вал РУС, для этого необходимо остановить бурение, выработать нагрузку

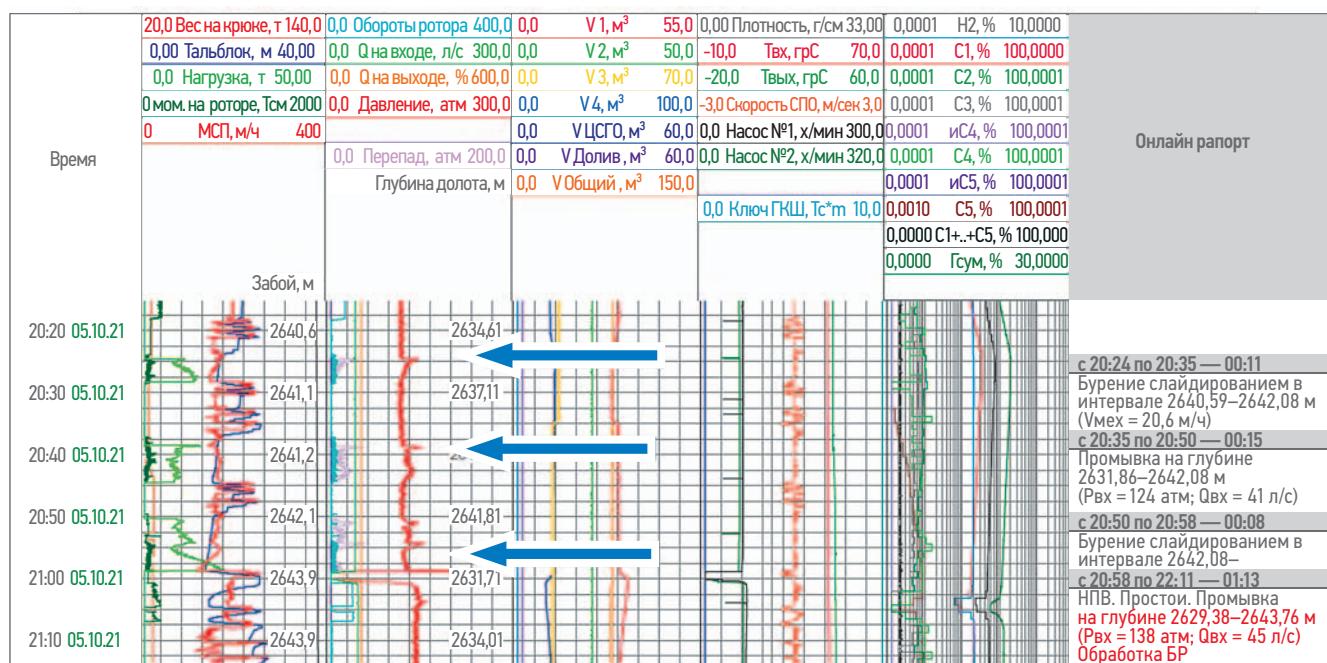


Рис. 5. Диаграмма ГТИ [4]
Mud Logging Diagram-Time Plot [4]

на долоте и оторваться от забоя. В некоторых случаях время, затрачиваемое на изменение настроек РУС, может быть соизмеримо и даже выше, чем время на ориентирование УУО при бурении с ВЗД.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ НА ПЕРЕЗАПИСЬ АЗИМУТАЛЬНОГО КАРТАЖА

Частью стандартного комплекса каротажа в процессе бурения горизонтальных секций являются плотностные имиджи, которые являются азимутальными измерениями, для которых требуется постоянное вращение БК. При бурении направленно с ВЗД вращение БК отсутствует, соответственно на интервалах направленного бурения с ВЗД (с учетом отдаленности датчиков каротажа от долота) плотностные имиджи отсутствуют, для их записи требуется прохождение данных интервалов с вращением и скоростью, как правило, ниже, чем скорость проработки, что увеличивает время на строительство скважины. В случае если для геологической службы наличие азимутального каротажа не является обязательным требованием, то перезапись каротажа в интервалах направленного бурения с ВЗД не требуется, дополнительные временные затраты отсутствуют.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПРОМЫВКИ, ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СПО

Как уже было описано в разделе *Потенциальные риски*, ввиду отсутствия вращения БК при бурении направленно с ВЗД очистка ствола скважины ухудшается, что, помимо потенциальных рисков при хвата КНБК по причине зашламованности ствола, также влечет за собой временные затраты на дополнительную промывку скважины, а в некоторых случаях и дополнительные СПО.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТБТ/УБТ

Для технической возможности бурения с ВЗД продолжительных горизонтальных секций требуется модификация дизайна БК, в частности добавление ТБТ/УБТ для повышения уровня доведения осевой нагрузки до долота, что влечет за собой дополнительные затраты для подрядчика по бурению и увеличение стоимости услуг.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ

С целью снижения коэффициента трения БК о стенки ствола скважины и повышения уровня доведения осевой нагрузки до долота требуется наличие в растворе дополнительных смазочных добавок, причем чем ниже уровень доведения нагрузки до долота,

тем больше смазочных добавок требуется. Стандартная практика заключается в постоянном поддержании минимальной концентрации смазочных добавок в растворе и дополнительном введении смазочных добавок под интервалы направленного бурения с ВЗД. Стоимость дополнительных добавок увеличивает полную стоимость строительства скважины.

МСП имеет прямое влияние на время строительства скважины, в случае роторного бурения с ВЗД в КНБК МСП при всех прочих равных условиях выше, чем при бурении с РУС, так как в случае роторного бурения с ВЗД долото вращается с более высокой частотой (обороты ВЗД + обороты БК), чем в случае с РУС. Но при направленном бурении с ВЗД, как правило, МСП ниже, чем при бурении РУС. Суммарная МСП за рейс с ВЗД зависит от доли интервалов направленного бурения с ВЗД в общей проходке за рейс (направленное бурение с ВЗД + роторное бурение с ВЗД) и количества этих интервалов. Если процент направленной работы невысокий, то средняя МСП при бурении с ВЗД может быть выше, чем при бурении с РУС (при условии достаточно мощной рабочей пары ВЗД, обеспечивающей требуемый крутящий момент). Точное сравнение МСП для случая бурения с ВЗД и РУС возможно произвести только при наличии фактических данных МСП.

Для оценки экономического эффекта от перехода с РУС на ВЗД необходимо сравнить суммарные дополнительные затраты, обусловленные вышеописанными факторами, и экономическую выгоду за счет снижения стоимости использования оборудования ННБ (ставки за бурение с ВЗД ниже, чем ставки за бурение с РУС).

Как правило, стоимость использования ВЗД кратно ниже, чем стоимость использования РУС, обусловлено это тем, что ВЗД является технологически более простым оборудованием, серийно выпускается отечественными производителями, имеет более низкую стоимость обслуживания. Однако по некоторым договорам ставки на бурение с ВЗД выше, чем ставки на бурение с РУС, т.к. расчет общей стоимости договора производится исходя из условий использования РУС, ставки на ВЗД не участвуют в расчете (предоставляются опционально, являются необоснованно высокими), что не привлекает внимания и не мешает конкурентному отбору подрядчиков. Но когда заказчик в определенный момент начинает рассматривать возможность перехода с РУС на ВЗД, выясняется, что даже при технической возможности данный переход будет экономически нецелесообразен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для перехода с РУС на ВЗД необходимо проверить техническую возможность, подтвержденную расчетами и практическим опытом бурения на конкретном месторождении, оценить все потенциальные риски, а также экономическую целесообразность с учетом всех дополнительных затрат. При бурении скважин очень высокой сложности (DDI выше 7), как правило, РУС остается более предпочтительной технологией, поэтому доведение отечественных разработок РУС и запуск в серийное производство по-прежнему является приоритетной задачей, стоящей перед нефтяной отраслью.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БК — бурильная колонна;

ВЗД — винтовой забойный двигатель;
КНБК — компоновка низа бурильной колонны;
ГТИ — геолого-технологические исследования;
МСП — механическая скорость проходки;
ННБ — наклонно-направленное бурение;
ПО — программное обеспечение;
РУС — роторная управляемая система;
СПО — спуско-подъемная операция;
ВСП — силовой верхний привод;
ТБТ — труба бурильная толстостенная;
УБТ — утяжеленная бурильная труба;
УУО — установка угла отклонителя;
ЭЦП — эквивалентная циркуляционная плотность;
DDI — Индекс сложности направленного бурения (Directional Difficulty Index);
DHM — винтовой забойный двигатель (Downhole motor);
RSS — роторная управляемая система (Rotary steerable system).

Список литературы

1. Муратов О.В., Рублев С.С., Закиров А.Я., Мадьяров А.И. Технологии, позволяющие повысить степень доведения осевой нагрузки до долота при направленном бурении с применением забойного двигателя // Нефтяное хозяйство. — Декабрь 2021. — № 12.
2. Закиров А.Я. Роторные управляемые системы. Первые результаты импортозамещения. Испытания отечественных РУС // Neftegaz.RU. — 5 января 2017.
3. Не импортозамещение, а импортоопережение! / Новости — Не имортозамещение, а импортоопережение!.. // Портал Научно-Технического Центра «Газпром нефти». Май 2022. gazprom-neft.local
4. Ivanova T.N., Bozek P., Korshunov A.I., Koretskiy V.P. Control of the technological process of drilling // MM Science journal. — Октябрь 2020 — № 10. — С. № 4038.
5. Оганов А.С., Райхерт Р.С., Цукренко М.С. Проблемы качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Neftegaz.RU. — 23 июня 2015.

References

1. Muratov O.V., Rublev S.S., Zakirov A.Y., Madyarov A.I. Overview of technologies for increasing ability to transfer weight to the bit while sliding with downhole motors. *Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry]*, December, 2021, no. 12 (In Russ.).
2. Zakirov A.Y. Rotary Sterable Systems. First results of import substitution. Field test of domestic RSS. Neftegaz.RU, 5 January, 2017 (In Russ.).
3. Not import substitution but import advance! *Gazpromneft Sience and Technology Centre Portal*, May, 2022 (In Russ.).
4. Ivanova T.N., Bozek P., Korshunov A.I., Koretskiy V.P. Control of the technological process of drilling. *MM Science journal*, October, 2020, no. 10, p. 4038 (In Russ.).
5. Oganov A.S., Rihert R.S., Cukrenko M.S. Problems of the quality of cleaning directional and horizontal wells from cuttings. *Neftegaz.RU*, 23 June, 2015 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.В. Муратов — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных. Подготовка статьи. Окончательное одобрение варианта статьи для опубликования.

А.А. Соколов — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

Р.В. Козлович — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

А.И. Мадьяров — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

Oleg V. Muratov — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation. Article preparation. Final approval of the version of the article for publication.

Anton A. Sokolov — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

Roman V. Kozlovich — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

Alik I. Madyarov — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

Э.Ш. Хайварин — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

П.Ю. Зуев — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

Eldar Sh. Khayvarin — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

Pavel Yu. Zuev — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Олег Владимирович Муратов* — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Muratov.OV@gazpromneft-ntc.ru

Антон Анатольевич Соколов — руководитель центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Sokolov.AA@gazprom-neft.ru

Роман Владимирович Козлович — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Kozlovich.RV@gazpromneft-ntc.ru

Алик Ирекович Мадьяров — руководитель программ по бурению, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Madyarov.Al@gazpromneft-ntc.ru

Эльдар Шамильевич Хайварин — руководитель направления ООО «Меретояханефтегаз» 625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14. Khayvarin.ESh@gazprom-neft.ru

Павел Юрьевич Зуев — руководитель программ по цифровизации и технологическому развитию ООО «Меретояханефтегаз» 625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14. Zuev.PYu@gazprom-neft.ru

Oleg V. Muratov* — Expert, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Muratov.OV@gazpromneft-ntc.ru

Anton A. Sokolov — Well construction and well intervention center manager, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Sokolov-AA@gazprom-neft.ru

Roman V. Kozlovich — Lead engineer, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kozlovich.RV@gazpromneft-ntc.ru

Alik I. Madyarov — Drilling programs manager, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Madyarov.Al@gazpromneft-ntc.ru

Eldar Sh. Khayvarin — Lead engineer, LLC «Meretoyakhaneftegaz» 14, 50 Let Oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
Khayvarin.ESh@gazprom-neft.ru

Pavel Yu. Zuev — Digitalization and technological development programs manager, LLC «Meretoyakhaneftegaz» 14, 50 Let Oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
Zuev.PYu@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СОСТАВОВ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Р. Гумеров¹, Д.С. Емаров^{1,*}, Т.Т. Гвритишвили², Д.Р. Кашапов², А.О. Журкевич³

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

²ООО «Газпромнефть-Оренбург», РФ, Оренбург

³ Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, нефтегазовый факультет, РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Emarov.DS@gazpromneft-ntc.ru

На Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ), который характеризуется аномально низким пластовым давлением и высокой трещиноватостью коллекторов, особое внимание уделяется контролю процесса поглощения технологических составов глушения в пласт. Дополнительные осложнения в виде высокого газового фактора и содержания сероводорода накладывают ограничения на выбор блокирующих составов и технологий глушения. Стандартные методы по подбору блокирующих составов не позволяют однозначно выделять эффективно работающие технологии глушения для описанных условий. Выявление свойств блокирующих составов, оказывающих наибольшее влияние на эффективность глушения скважин в осложненных условиях ВУ ОНГКМ, позволит уменьшить риски возникновения аварийных ситуаций, повысить эффективность операций по глушению скважин и улучшить экономические показатели проекта.

Цель. Определение основных свойств блокирующих составов по данным лабораторных исследований, оказывающих наибольшее влияние на эффективность при глушении скважин на ВУ ОНГКМ.

Материалы и методы. Лабораторный анализ состоял из испытаний ряда блокирующих составов в условиях, наиболее приближенных к пластовым. В ходе испытаний сравнивались их физико-химические и реологические характеристики, а также влияние на продуктивные свойства пласта. По результатам лабораторно-экспериментального анализа было выделено три состава, по которым были проведены опытно-промышленные испытания на объектах ВУ ОНГКМ.

Результаты. Результаты лабораторных и опытно-промышленных испытаний были сопоставлены с данными применяемых на ВУ ОНГКМ базовых блокирующих составов.

Заключение. На основании проведенного исследования была выдвинута гипотеза о зависимости эффективности блокирующих составов в осложненных условиях ВУ ОНГКМ от физико-химических свойств, значений эффективной вязкости и косвенного показателя прочности.

Ключевые слова: глущение скважин, жидкость глущения, блокирующий состав, трещинно-поровый коллектор

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Гумеров Р.Р., Емаров Д.С., Гвритишвили Т.Т., Кашапов Д.Р., Журкевич А.О. Факторы, влияющие на эффективность технологических составов глушения скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):133–139. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-133-139>

Статья поступила в редакцию 13.02.2023

Принята к публикации 03.04.2023

Опубликована 17.07.2023

FACTORS AFFECTING THE EFFICIENCY OF WELL-KILLING FLUIDS IN FRACTURED-POROUS CARBONATE RESERVOIRS OF THE EASTERN PART OF THE ORENBURGSKOYE OIL-GAS-CONDENSATE FIELD

Rustam R. Gumerov¹, Dmitriy S. Emarov^{1,*}, Teimuraz T. Gvritishvili², Danir R. Kashapov², Aleksei O. Zhurkevich³

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint-Petersburg

²Gazpromneft Orenburg LLC, RF, Orenburg

³Department of development and operation of oil and gas fields, Oil and gas faculty, RF, Saint-Petersburg

E-mail: Emarov.DS@gazpromneft-ntc.ru

Background. At the Eastern part of the Orenburg oil and gas condensate field, which deals with abnormally low stratum pressure and high reservoir fracturing, special attention is given to controlling the absorption of technological well-killing compositions by a reservoir. Additional problems such as high gas-oil ratio (GOR) and high hydrogen sulphide content restrict the choice of blocking compositions and killing technologies. Standard methods for selecting blocking compositions do not allow one to identify effective well-killing technologies for the described conditions unambiguously. Identifying the blocking composition properties that influence the efficiency of well killing in complicated conditions of the Eastern part of the Orenburg oil and gas condensate field will help reduce the risks of accidents, increase the effectiveness of well-killing operations, and improve the project's economic performance.

Aim. This work aimed to determine the main factors of laboratory studies which affect the efficiency of technological blocking compositions for killing wells in the conditions of the Eastern part of the Orenburg oil and gas condensate field.

Materials and methods. The laboratory analysis involved testing a range of blocking agents in conditions closest to reservoir ones. The physicochemical and rheological characteristics of blocking compositions were compared, as well as their effect on the productive properties of a formation. Laboratory tests were carried out on blocking compositions' physicochemical, rheological and filtration characteristics.

Results. The results of laboratory and pilot tests were compared with the data about the primary blocking compositions appliance at the Orenburg oil and gas condensate field.

Conclusion. On the basis of the study, a hypothesis was put forward about the dependence of the killing wells blocking composition effectiveness in complicated conditions of the Orenburg oil and gas condensate field depends on its physical and chemical parameters, effective viscosity values and an indirect indicator of the composition strength.

Keywords: wellbore shut-in, kill fluid, blocking agent, fractured-porous reservoir

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

For citation: Gumerov R.R., Emarov D.S., Gvritishvili T.T., Kashapov D.R., Zhurkevich A.O. Factors affecting the efficiency of well-killing fluids in fractured-porous carbonate reservoirs of the Eastern part of the Orenburgskoye oil-gas-condensate field. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):133–139. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-133-139>

Manuscript received 13.02.2023

Accepted 03.04.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

Операции по глушению скважин составляют неотъемлемую часть разработки и эксплуатации месторождений углеводородов любого типа, в то же время являясь сложным и комплексным мероприятием. Так, карбонатные коллекторы продуктивных пластов Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ), которые характеризуются аномально низким пластовым давлением

В современных условиях на рынке химических реагентов имеется широкий ассортимент различных марок блокирующих составов для глушения скважин, однако не все они соответствуют строгим критериям, предъявляемым «Газпром нефтью» к таким технологическим жидкостям. Необходимость предотвращения поглощений и прорывов газа в ствол скважины устанавливает жесткие требования к физико-химическим, реологическим и фильтрационным характеристикам жидкостей глушения. В связи с этим правильный выбор блокирующих составов для глушения скважин требует проведения тщательных лабораторных исследований для каждого конкретного объекта, на котором планируется применение этих составов [3].

Немаловажным фактором выбора блокирующего состава для проведения глушения скважины является эффект, оказанный на стояние призабойной зоны предыдущими операциями, проведенными на скважине. Осложняют технологический процесс глушения геологические, технологические и технические условия эксплуатации добывающих скважин, обусловленные наличием открытого и протяженного горизонтального участка ствола скважины в продуктивном пласте;

ПЛАСТЫ С АНПД ПРИ ВЫСОКОМ ГАЗОВОМ ФАКТОРЕ И СОДЕРЖАНИЙ СЕРОВОДОРОДА ТРЕБУЮТ ОСОБОГО ВНИМАНИЯ К ВЫБОРУ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ.

с системами сообщающихся трещин разной степени раскрытия и протяженности, требуют особого внимания к контролю процесса поглощения. Дополнительные осложнения в виде высокого газового фактора и содержания сероводорода накладывают ограничения на выбор блокирующих составов и технологии глушения [1, 2, 4].

проведение кислотных гидроразрывов пласта и массированные соляно-кислотные обработки, оборудование скважин забойными пакерами.

Оптимальный подбор состава жидкости глушения позволит уменьшить риски возникновения аварийных ситуаций, повысить эффективность операций по глушению скважин и улучшить экономические показатели проекта. Вследствие этого изучение факторов, влияющих на выбор состава жидкости глушения в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов, является актуальной задачей, рассмотренной в данной работе.

ЦЕЛЬ

Проведенный статистический анализ успешности операций глушения скважин ВУ ОНГКМ с 2017 по 2022 год (рис. 1) показывает сохранение значительного объема операций глушения, выполненных более чем в 1 цикл. Данное обстоятельство приводит к значительному увеличению объемов применяемых базовых жидкостей, а также к росту затрат на глушение.

Следует отметить, что использование базовых составов глушения при коэффициенте аномальности выше 0,7 показывает приемлемую успешность и эффективность операций глушения. Однако использование данных составов на скважинах с коэффициентом аномальности ниже 0,7 требует подбора более подходящих для данных условий блокирующих составов.

Увеличение объемов поглощения базовых блокирующих составов на скважинах с коэффициентом аномальности ниже 0,7 может

быть связано с проводящей активностью трещин вблизи скважин (рис. 2).

Проводящая активность трещин зависит от значений и ориентации прискважинного поля напряжений и от пространственной ориентации трещины относительно траектории скважины. Она также может меняться с изменением порового давления. Снижение пластового давления приводит к увеличению проводящей активности трещины. При этом наблюдается увеличение перепада давления на блокирующий состав, обусловленный разностью давления гидростатического столба жидкости в скважине и пластового давления. При недостаточной способности жидкости глушения образовывать блокирующий экран для удержания перепада давления восстановление пластового давления во время или после окончания операции глушения может привести к прорыву пластового флюида в скважину.

Таким образом, основным требованием к подбору эффективного блокирующего состава для глушения скважин являются его реологические характеристики. С целью выявления наиболее значимых показателей реологической характеристики был проведён лабораторно-экспериментальный и факторный анализ успешной технологии по результатам ОПИ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ЛАБОРАТОРНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

В рамках лабораторных исследований было испытано порядка 25 блокирующих составов, в том числе эмульсионные, коркообразующие

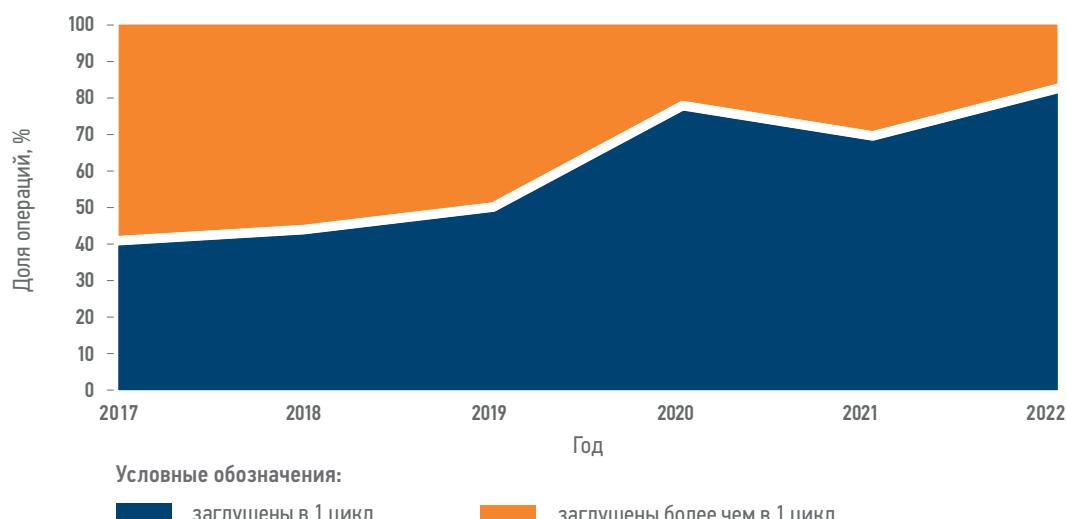


Рис. 1. Статистика успешности операций глушения скважин ВУ ОНГКМ. Составлено авторами
Fig 1. Statistic of the successful well killing operations in the Orenburgskoye oil-gas-condensate field.
Prepared by authors

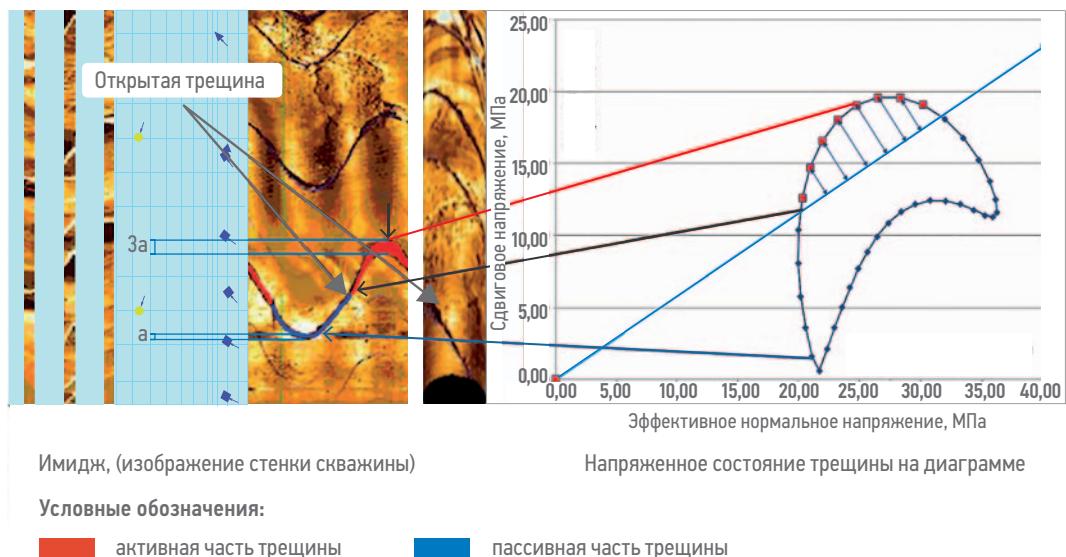


Рис. 2. Схематичная иллюстрация проводящей активности трещин. Составлено авторами
Fig. 2. Scheme of the conductive activity of cracks. Prepared by authors

составы повышенной вязкости, водонабухающие составы и водорастворимые полимерные составы со сшивывающими агентами. Испытания проводились в условиях, максимально приближенных к пластовым по следующим показателям.

1. Физико-химические исследования по определению внешнего вида, плотности, термостабильности, скорости коррозии, времени и степени деструкции, смешиваемости (растворимости) с добываемыми флюидами, растворами хлоридов натрия, калия и кальция.
2. Реологические исследования, включющие замеры эффективной вязкости составов при различных скоростях сдвига, а также определение времени гелеобразования в режиме осциллирующих напряжений.
3. Фильтрационные исследования блокирующих составов для определения

блокирующих, фильтрационных и газоудерживающих свойств.

По результатам физико-химических испытаний было выделено 6 образцов БС (табл. 1). Для эффективной герметизации трещиннопорового пространства призабойной зоны скважины и противодействия фильтрации в пласт в связи с аномально низким пластовым давлением блокирующий состав глушення должен обладать достаточной вязкостью. Для выделенных составов проводились испытания по определению эффективной вязкости при различных скоростях сдвига. Полученные результаты сравнивались с показателями применяемых на ВУ ОНГКМ базовых блокирующих составов (БС-1, БС-2). По результатам лабораторно-экспериментального анализа было выделено 3 состава (БС-3, БС-5, БС-7) для проведения ОПИ. Состав БС-7 успешно прошёл ОПИ, причём в том числе на скважинах, где применение

Таблица 1. Результаты определения эффективной вязкости исследуемых блокирующих составов
Table 1. The results of determining the effective viscosity of the studied block compositions

№ п/п	Шифр БП	Эффективная вязкость после сшивки (после приготовления, если сшивка не требуется) при N=300 об/мин, мPa·с
1	БС-1	3480
2	БС-2	949
3	БС-3	5580
4	БС-4	197
5	БС-5	638
6	БС-6	321
7	БС-7	4948
8	БС-8	192

БС-1 и БС-2 в полной мере не оказали ожидаемого эффекта. ОПИ остальных составов показали отрицательный результат. Основной причиной неуспешного глушения являлось газопроявление. Таким образом, соответствие требованиям по физико-химическим параметрам и эффективной вязкости блокирующих составов является недостаточным для успешного применения на ВУ ОНГКМ.

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ УСПЕШНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Для формирования гипотезы и определения основных критериев, влияющих на эффективность технологических составов глушения в условиях ВУ ОНГКМ, были проведены дополнительные лабораторные испытания блокирующих свойств жидкостей глушения в условиях трещинно-порового коллектора с использованием модернизированного высокотемпературного фильтр-пресса. Фильтр-пресс высокого давления предназначен для тестирования проникающей способности тампонажных материалов, а также для измерения статической фильтрации жидкостно-газовой смеси в призабойную зону пласта. Испытания проводились в условиях искусственно смоделированных трещин с размером 0,5 и 0,1 мм.

Данное исследование позволяет косвенно сравнить прочность блокирующих составов, то есть способность образовывать блокирующий экран для удержания давления, необходимого для предотвращения прорыва пластового флюида в скважину

при восстановлении пластового давления во время операции глушения скважины или ТиКРС.

Результаты, отраженные на **рис. 3**, показали высокую эффективность состава БС-7 относительно других БС, что также подтверждается результатами ОПИ, в связи с чем был сделан вывод о том, что прочность состава при глушении скважин является еще одним фактором эффективности.

ВЫВОДЫ

С учетом проведенных лабораторных и опытно-промышленных испытаний была сформирована гипотеза о необходимых и достаточных факторах, влияющих на эффективность блокирующего состава в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов ВУ ОНГКМ. Блокирующий состав должен:

- 1) соответствовать требованиям «Газпром нефти» по физико-химическим показателям;
- 2) обладать достаточной эффективной вязкостью для герметизации трещинно-порового пространства призабойной зоны скважины и противодействия поглощению — фильтрации в пласт;
- 3) обладать достаточной прочностью для удержания давления и блокирования прорыва пластового флюида в скважину при восстановлении пластового давления во время операции глушения скважины или ТиКРС.

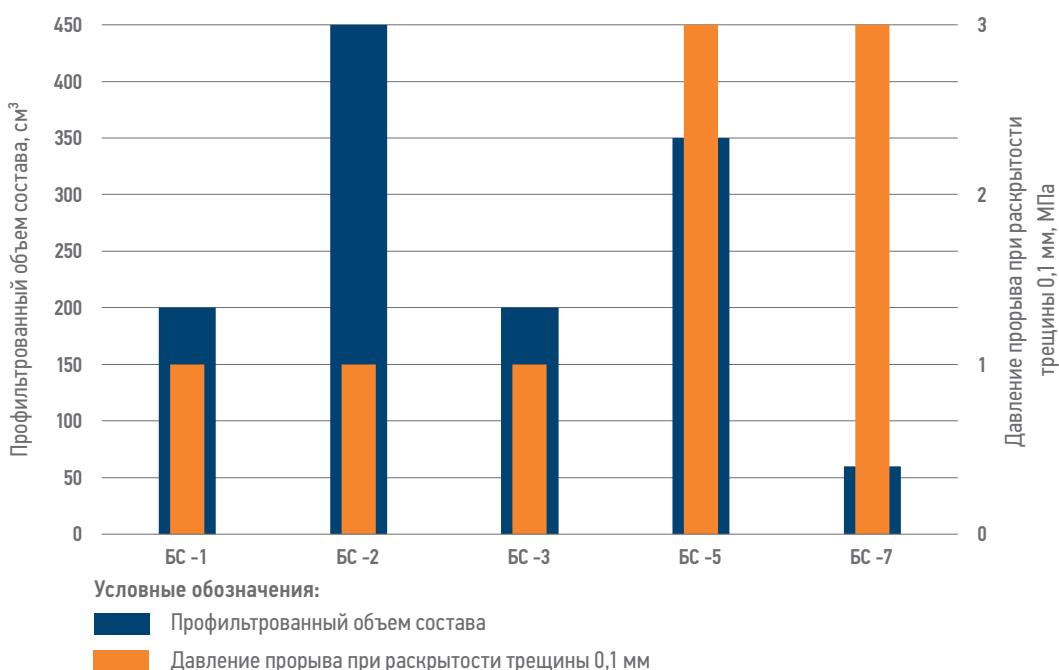


Рис. 3. Результаты лабораторных испытаний блокирующих составов. Составлено авторами
Fig. 3. Results of the laboratory analysis of blocking compounds. Prepared by authors

Список литературы

1. Овчаренко Ю.В., Гумеров РР., Базыров И.Ш. [и др.] Особенности глушения скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтяное хозяйство. — 2017. — № 12. — С. 52–55. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-12-52-55>
2. Кармушин С.Р., Лежнев К.Э., Гумеров РР., Базыров И.Ш., Гунькин А.С., Гвритишвили Т.Т. Расчет объемов поглощения технологических составов глушения в условиях трещино-поровых коллекторов на основе физико-математического моделирования и статистического анализа // Нефтяное хозяйство. — 2021. — С. 30–33. <https://doi.org/10.24887/00282448-2021-12-30-33>
3. Гумеров РР. Повышение эффективности подбора блокирующих составов для глушения скважин с высоким газовым фактором и аномально низкими невосстановленными пластовыми давлениями в условиях карбонатных трещиново-поровых коллекторов / Р.Р. Гумеров, А.М. Кунакова // Нефтепромысловая химия: Материалы VI Международной научно-практической конференции (XIV Всероссийской научно-практической конференции), Москва, 27 июня 2019 года. — Москва, 2019. — С. 121–122.
4. Гумеров РР., Кармушин С.Р., Гвритишвили Т.Т., Сагирова Л.Р. Практические аспекты нефтепромысловой химии // Сборник тезисов докладов научно-практической конференции. Уфа, 2022. — С. 45–46.

References

1. Ovcharenko Yu.V., Gumerov R.R., Bazyrov I.Sh. Well killing specifics in conditions of fractured and porous carbonate reservoirs of the Eastern part of the Orenburgskoye oil-gas-condensate field. *Oil Industry*, 2017, no. 12, pp. 52–55 (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-12-52-55>
2. Karmushin S.R., Lezhnev K.E., Gumerov R.R., Bazyrov I.Sh., Gunkin A.S., Gvritishvili T.T. Estimating well killing fluid volume in the conditions of fractured porous reservoirs based on physical and mathematical modeling and statistical analysis. *Oil industry*, 2021, pp. 30–33 (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/00282448-2021-12-30-33>
3. Gumerov R.R., Kunakova A.M. Improving the effectiveness of selection of blocking compositions for well killing with high gas factor and anomalously low unrecovered reservoir pressures in conditions of carbonate fractured-porous reservoirs. *Oilfield Chemistry: Proceedings of the VI International Scientific and Practical Conference (XIV All-Russian Scientific and Practical Conference)*, Moscow, June 27, 2019. — Moscow, 2019, pp. 121–122.
4. Gumerov R.R., Karmushin S.R., Gvritishvili T.T., Sagirova L.R. *Practical aspects of oilfield chemistry*. Collection of abstracts of scientific and practical conference reports. Ufa, 2022, pp. 45–46.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.Р. Гумеров — организовал проведение лабораторно-исследовательских работ по подбору блокирующих составов, принял активное участие в организации и координации проведения ОПИ новых технологий, разработал концепцию статьи.

Д.С. Емаров — разработал концепцию статьи, провел аналитическую работу по выявлению критериев подбора эффективных блокирующих составов для условий ВУ ОНГКМ.

Т.Т. Гвритишвили — принял активное участие в организации и координации проведения лабораторно-исследовательских работ по подбору блокирующих составов, организовал проведение ОПИ новых технологий на объектах ВУ ОНГКМ.

Д.Р. Карапов — принял активное участие в организации и координации проведения ОПИ новых технологий, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.О. Журкевич — принял участие в аналитической работе по выявлению критериев подбора эффективных блокирующих составов для условий ВУ ОНГКМ, подготовил текст статьи.

Rustam R. Gumerov — organised the conduct of laboratory research work on the selection of blocking compounds, directed and administrated the implementation of new technologies, and proposed the article concept.

Dmitriy S. Emarov — developed the concept of the article, conducted analytical work to identify criteria for selecting effective blocking compounds for the conditions of the Orenburgskoye oil-gas-condensate field.

Teimuraz T. Gvritishvili — organised and coordinated laboratory research work on the selection of blocking compounds, managed the implementation of new technologies on the objects of the Orenburgskoye oil-gas-condensate field.

Danir R. Kashapov — organised and systematised the implementation of new technologies, finally approved the published version of the article.

Aleksey O. Zhurkevich — participated in analytical work to identify criteria for selecting effective blocking compounds for the conditions of the Orenburgskoye oil-gas-condensate field and prepared the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рустам Расулович Гумеров — руководитель направления центра компетенций по химизации, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Gumerov.RR@gazpromneft-ntc.ru

Дмитрий Сергеевич Емаров* — главный специалист центра компетенций по химизации, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Emarov.DS@gazpromneft-ntc.ru

Теймураз Тариелович Гвритишвили — руководитель направления отдела бурения, ООО «Газпромнефть-Оренбург» 460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1. e-mail: gvrithishvili.tt@gazprom-neft.ru

Дамир Рашитович Кашапов — начальник управления по бурению и внутрискважинным работам, ООО «Газпромнефть-Оренбург» 460024, Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1. e-mail: Kashapov.DR@gazprom-neft.ru

Алексей Олегович Журкевич — студент, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, нефтегазовый факультет e-mail: zhurkevichaleksei@aol.com ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-4672-3829> Scopus ID: 58044130200

Rustam R. Gumerov — Head of the Chemistry Competence Centre, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russia.
e-mail: Gumerov.RR@gazpromneft-ntc.ru

Dmitriy S. Emarov* — Chief specialist of the Chemistry Competence Centre, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russia.
e-mail: Emarov.DS@gazpromneft-ntc.ru

Teimuraz T. Gvritishvili — Head of the Drilling Department, Gazpromneft- Orenburg LCC 56/1, Krasnoznamennaya str., 460024, Orenburg, Russia.
e-mail: Kashapov.DR@gazprom-neft.ru

Danir R. Kashapov — Head of the Drilling and Downhole Operations Department, Gazpromneft-Orenburg LCC 56/1, Krasnoznamennaya str., 460024, Orenburg, Russia.
e-mail: Kashapov.DR@gazprom-neft.ru

Aleksey O. Zhurkevich — Student, Department of development and operation of oil and gas fields, Oil and gas faculty
e-mail: zhurkevichaleksei@aol.com
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-4672-3829>
Scopus ID: 58044130200

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЗАМЕРОВ ДЕБИТА СКВАЖИН КАК ПУТЬ К ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ДАННЫХ, ОПТИМИЗАЦИИ ТРУДОЗАТРАТ ПЕРСОНАЛА И СОБЛЮДЕНИЮ НАЛОГОВЫХ ТРЕБОВАНИЙ ТРИЗ

А.Д. Мусорина, А.Р. Квитаченко*, Д.О. Сбитнев

«Салым Петролеум Девелопмент», РФ, Москва,

Электронный адрес: alina.kvitachenko@spd.ru

Применяемые в «СПД» измерительные установки интегрированы с автоматизированными системами управления технологическим процессом в части передачи данных. Однако ввиду растущего фонда скважин и увеличивающегося количества замеров (в том числе по скважинам с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ)) процесс анализа и валидации замеров стал требовать значительных трудозатрат. Для сокращения времени на обработку данных и усиления контроля был разработан инструмент управления качеством замеров дебита скважин как одного из ключевых параметров.

Целью данной работы является описание практического опыта внедрения и применения специального программного комплекса управления качеством замеров дебита скважин.

Материалы и методы. Инструмент управления качеством замеров дебита скважин является промежуточным звеном между скважиной и системой коммерческого учета углеводородов. Он выполняет функцию фильтра данных с автоматической проверкой параметров. Инструмент по контролю за замеряемостью скважин позволяет интегрировать данные по замерам, лабораторные данные, параметры работы скважины и оборудования в единую систему.

Результаты. Реализованные алгоритмы вычислений и автоматической валидации замеров, а также бизнес-правила системы позволили на 70 % сократить трудозатраты на валидацию дебитов и обводненностей скважин, полностью исключив влияние человеческого фактора. Внедрение приложения для управления качеством замеров дебита и специализированного модуля позволило значительно сократить непроизводительное время инженеров-аналитиков (на поиск, сбор, запись, анализ параметров работы скважины и оборудования), усилив контроль за замеряемостью добывающего фонда.

Заключение. Все выполненные доработки позволили максимально качественно использовать поступающие данные, быстро реагировать на изменяющиеся режимы работы скважин.

Ключевые слова: управление качеством данных, замеры дебитов, оптимизация трудозатрат, повышение охвата замеряемостью, автоматизация процесса

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Мусорина А.Д., Квитаченко А.Р., Сбитнев Д.О. Программный комплекс управления качеством замеров дебита скважин как путь к повышению качества данных, оптимизации трудозатрат персонала и соблюдению налоговых требований ТРИЗ. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):140–148. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-140-148>

Статья поступила в редакцию 11.03.2023

Принята к публикации 03.04.2023

Опубликована 17.07.2023

PROGRAM FOR QUALITY MANAGEMENT OF WELL FLOW MEASUREMENTS AS A WAY TO IMPROVE DATA QUALITY, OPTIMIZE LABOR COSTS AND HTR-RESERVES COMPLIANCE

Anastasia D. Musorina, Alina R. Kvitachenko*, Dmitry O. Sbitnev

Salym Petroleum Development, RF, Moscow

E-mail: alina.kvitachenko@spd.ru

Flow rate is one of the key parameters used by the company's services. The measuring equipment is integrated with automated process control systems in data transmission. However, due to the growing well stock and the increasing number of measurements (including measurements for HTR-reserves' (hard-to-recover reserves) wells), the process of analyzing and validating measurements began to require significant human resource contribution. The well metering quality management tool was developed to reduce the time for data processing and to strengthen control.

The aim of this work is to describe the practical experience of implementation and using a special software package for quality management of well flow measurements.

Materials and methods. The well flow measurement quality management tool is an intermediate link between a well and a commercial hydrocarbon accounting system. It performs the function of filtering the data with automatic verification of its parameters. The tool for monitoring well metering allows us to integrate measurement data, laboratory data, well operation parameters and equipment into one system.

Results. Implemented algorithms for calculations and automatic validation of measurements as well as system's business rules have allowed to reduce time spent on validating flow rates and watercut by 70 %, and to eliminate negative human impact. The tool for data quality management and the special module have significantly reduced the non-production time of analytics (for searching, collecting, recording and analyzing the parameters of the well and the equipment), strengthening control over the wells metering.

Conclusions. All the completed improvements made it possible to use the incoming data as efficiently as possible, to quickly respond to changing operating modes of wells.

Keywords: data quality management, well flow rate, workforce optimization, improving of well metering, process automation

Conflict of interest: the authors declare no conflict interest.

For citation: Musorina A.D., Kvitachenko A.R., Sbitnev D.O. Program for quality management of well flow measurements as a way to improve data quality, optimize labor costs and htr-reserves compliance. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):140–148. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-140-148>

Manuscript received 11.03.2023

Accepted 03.04.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

В целом можно выделить 5 процессов контроля добычи и учета продукции. В первую очередь осуществляется сбор данных по скважинам и добыче, а именно: данные в режиме реального времени с датчиков, результаты замеров дебита скважин, показания измерительных устройств, показания приборов учета. На основе собранных данных проводится наблюдение за скважиной и процессом добычи. Параллельно этому процессу ведется учет скважинной продукции по подтвержденным данным по скважинам и далее формирование требуемой производственной отчетности. На основе информации о подтвержденных объемах добычи и данных о потерях непрерывно ведется поиск возможностей и необходимости оптимизации системы добычи. В каждом описанном процессе неотъемлемым параметром является дебит и обводненность скважины.

Надлежащий ежедневный контроль и оптимизация рабочих процессов, направленных на обеспечение замерами скважин, корректный оперативный и производственный учет добываемой продукции являются приоритетными задачами компании. Однако в условиях обширного фонда скважин и ограниченного количества персонала данные задачи становятся трудновыполнимыми. На одного специалиста по обеспечению замерами скважин приходится весь добывающий фонд скважин, требующий контроля

на ежедневной основе. Он должен анализировать состояние всего замерного парка и выявлять неисправности, сказывающиеся на замерах дебитов скважин. Основная часть времени тратится на поиск информации из разных источников. Часть информации теряется при передаче по телефону, рабочей почтой, от лица к лицу. Таким образом, остаются три направления, требующие решения: люди, оборудование, процессы управления. Данная статья описывает решение, принятное в компании, для оптимизации процесса контроля за замеряемостью добывающих скважин.

При реализации этой бизнес-задачи сотрудники «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) столкнулись с дополнительными сложностями, такими как:

- ограниченность финансовых ресурсов (приобретение дорогостоящего готового программного обеспечения требует значительных финансовых затрат);
- проблемы IT (сложности при синхронизации информационных платформ);
- проблемы информационной безопасности (привлечение сторонней организации, запись и хранение данных компании на сторонних серверах);
- проблемы технического обслуживания (дополнительные затраты, поиск и привлечение сторонней организации).

Ввиду всех ограничений сформировались условия технического решения:

- разработка системы силами бизнес-IT СПД без привлечения сторонних организаций

- и с минимальными затратами на разработку и обслуживание системы;
- автоматический сбор всех необходимых для анализа данных в режиме одного окна;
 - автоматическое определение скважин с отсутствующими данными по замерам дебита и отбору проб на обводненность за определенный период;
 - автоматическая отправка заявок исполнителям и хранение заявок в системе.

АЛГОРИТМЫ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПРОВЕРКИ ЗАМЕРОВ ДЕБИТОВ И ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН ПОЗВОЛИЛИ НА 70 % СОКРАТИТЬ ТРУДОЗАТРАТЫ И МИНИМИЗИРОВАТЬ НАЛОГОВЫЕ РИСКИ ПО ТРИЗ.

Основываясь на заданных технических требованиях, результатом работы стали 2 продукта — программное приложение, предназначенное для валидации дебита и обводненности по добывающим скважинам, и специализированный модуль «Регистр оптимизации». Внедрение этих инструментов значительно сократило непроизводительное время инженера-аналитика (на поиск, сбор, запись, передачу информации) и позволило реализовать усиленный контроль за работой замерных установок, а также повысить охват замеряемостью всего добывающего фонда «СПД».

Вся информация хранится на серверах компании/предприятия. Обслуживание программы также не требует дополнительных затрат, так как осуществляется бизнес-IT компаний.

РЕШЕНИЕ

Параметры, необходимые для учета добычи скважинной продукции, можно разделить на 2 потока данных — обеспечение скважин замерами и отбор проб скважинной продукции на обводненность. СПД ведет добычу на 3 месторождениях, все кусты оборудованы измерительными установками с удаленной постановкой скважин на замер. Минимальное время замера составляет 2 часа, охват замеряемостью — от 98 до 100 %. Количество замеров по каждой скважине варьируется от 1 до 4, для скважин с усиленным мониторингом (ввод новых скважин, проведение геолого-технических мероприятий) их количество может быть больше. Отбор проб производится от 2 до 4 раз в месяц с регистрацией результатов анализа в базе данных. График отбора проб

формируется автоматически системой на еженедельной основе, исходя из установленной периодичности и приоритизации скважин. Рассмотрим процесс получения замера и передачи данных.

Проба скважинной продукции поступает в химико-аналитическую лабораторию (ХАЛ), где производится ее анализ и определяется обводненность, плотность нефти и плотность воды. Результаты измерений вносятся в инструмент передачи данных АРМ «Лаборанта» (АРМ — автоматизированное рабочее место) оператором ХАЛ не позднее суток со дня проведения испытаний без возможности дальнейшей корректировки значений.

АРМ «Лаборанта» обеспечивает защищенную передачу данных:

- напрямую в систему сбора и обработки нефтепромысловой информации PI;
- напрямую в контроллер замерной установки для выполнения замера и расчета массовой доли воды.

На основе актуализированных параметров выполняется замер массы жидкости, добываемой из скважины, автоматически контроллером замерной установки определяются масса нефти и масса воды. Расчет производится в соответствии с Правилами учета нефти, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451 (для прямого метода измерений массы нефти). Результаты замера в автоматическом режиме передаются в технологический домен, далее — в офисный домен предприятия. Любые корректировки данных при их передаче невозможны. Сбор и хранение происходит также в автоматизированном формате в системе сбора и обработки нефтепромысловой информации. Для анализа и верификации данных замера и обводненности используется локальная информационная система компании SPD Well Test.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЗАМЕРОВ ДЕБИТОВ СКВАЖИН

SPD Well Test предназначен для сбора и хранения результатов замеров дебитов скважин и их обработка — автоматической, согласно установленным критериям, и ручной. Интерфейс приложения SPD Well Test представлен двумя группами данных: вкладка Tests (Замеры) и вкладка Modify Test (Параметры замера). На вкладке Tests (рис. 1) доступна панель выбора данных по месторождению (Field), кустовой площадке (WellPad), скважине (Well), статусу замера (State)

и периоду времени, за который выводятся данные.

Доступны следующие статусы замеров:

- все (All) — все результаты замеров, имеющиеся в базе данных (БД) приложения;
- ожидающие проверки (unscreened) — замеры, поступившие в БД, но еще не прошедшие процедуру автоматической проверки данных;
- принятые (accepted) — замеры, отправленные в БД Energy Components;
- отклоненные (rejected) — замеры, не соответствующие критериям автоматической проверки;
- ошибка при отправке в БД (senderror) — замер, при отправке которого в базу данных возникла ошибка;
- Сбой системы (badtest) — состояние замера, в течение которого произошел сбой системы.

На **рис. 2** представлен вид описываемого приложения на вкладке Modify Test (Параметры замера). В этой группе данных, помимо данных о замере, содержатся основные параметры работы глубинно-насосного оборудования, такие как частота вращения двигателя, давление на приеме

насоса, динамический уровень. Чаще всего этих параметров специалисту по замерам может быть достаточно для принятия решения о корректности замера, что сокращает время на ручную обработку данных. Если в рамках SPD Well Test определить причины отклонения не удается, инженер обращается к дополнительным системам, которые содержат информацию о работе насосного оборудования, измерительных установок, а также геологические данные. В нижней части интерфейса располагается панель работы с замерами со следующими вариантами действий: принять (accept), отклонить (reject) и удалить (delete).

Все результаты замеров скважин поступают в систему управления качеством замеров. В этой системе полученные замеры проходят первичную автоматическую верификацию данных. Если данные удовлетворяют установленным критериям (**табл. 1**), то им присваивается статус «принятый» (accepted) и производится запись параметров в учетные системы. Если отклонение замера дебита и обводненности превышает допустимый предел, параметры замера со статусом «отклоненный» (rejected) направляются на вторичную ручную

SPD Tests approve									
Field	ALL	WellPad	ALL	Well	ALL	State	ALL	7	Days
Well	Start	End	LiquidRate t/day	WaterCut %	Status				
	13.04.2023 17:38	13.04.2023 19:41	43,655	84,51	accepted				
	15.04.2023 04:02	15.04.2023 06:05	42,093	84,51	accepted				
	16.04.2023 17:25	16.04.2023 19:28	41,672	84,51	accepted				
	13.04.2023 12:58	13.04.2023 15:01	25,302	99,91	accepted				
	12.04.2023 18:04	12.04.2023 20:07	38,294	92,75	rejected				
	13.04.2023 21:44	13.04.2023 23:47	80,039	83,65	accepted				
	15.04.2023 08:05	15.04.2023 10:08	79,010	83,64	accepted				
	16.04.2023 21:30	16.04.2023 23:33	78,119	84,59	accepted				
	14.04.2023 02:41	14.04.2023 04:43	35,555	90,48	accepted				
	15.04.2023 13:05	15.04.2023 15:08	35,540	90,48	accepted				
	17.04.2023 02:33	17.04.2023 04:36	33,663	90,48	accepted				
	12.04.2023 02:13	12.04.2023 05:23	6,683	12,41	accepted				
	16.04.2023 09:50	16.04.2023 13:18	7,132	12,41	accepted				
	17.04.2023 11:43	17.04.2023 15:18	6,947	12,41	accepted				
	12.04.2023 13:42	12.04.2023 15:44	67,551	84,32	accepted				
	14.04.2023 02:46	14.04.2023 04:48	67,446	89,05	rejected				

Рис. 1. Вид вкладки Tests (Замеры). Составлено авторами
Fig. 1. View of the Modify Test tab. Complied by the authors

Well Duration	Start	21.01.2023 19:02:20	Status	accepted
	End	21.01.2023 21:05:56		
Signal Name	Test Results	PrevTest	PrevPrevTest	
Time Of test	21.01.2023 ...	21.01.2023...	20.01.2023...	
Mass Liquid Rate, t/day	121,587	121,449	122,256	
Mass Water Cut by MERA, %	83,2	83,2	83,2	
Liquid Rate, m3/day	122,402	122,258	123,077	
Volume Water Cut, %	81,7	81,7	81,7	
ESP Speed, Hz	52,30	52,30	52,30	
Intake Pressure	38,80	38,97	38,77	
Fluid Level, m	1897,00	1897,00	1894,00	
Lab Volume WaterCut, %	81,7	81,7	81,7	
Watercut loaded in MERA	81,7	81,7	81,7	
RoOil loaded in MERA	886,0	886,0	886,0	
RoWtr loaded in Mera	1 012,0	1 012,0	1 012,0	

Рис. 2. Вид вкладки Modify Test (Параметры замера). Составлено авторами
Fig. 2. View of the Modify Test tab. Complied by the authors

валидацию инженеру для подтверждения их корректности или их отклонения. Если данные корректны, то замер принимается и далее записывается в системы компании. Если замер признан неудовлетворительным, то он отклоняется или удаляется как некорректный.

При выявлении отклонений вне диапазона значений, приведенных в **табл. 1**, необходимо идентифицировать причину отклонений. Превышение допустимых отклонений параметров работы нефтяных скважин может быть вызвано техническими, технологическими и геологическими причинами, указанными в **табл. 2**. После выявления причины отклонения требуется выполнить контрольный замер дебита скважины, а также отобрать контрольные пробы на обводненность.

Подтверждение ранее измеренных параметров повторным замером является основанием для его верификации.

Наличие программного комплекса SPD Well Test позволяет собирать и хранить данные в режиме одного окна, автоматически проверять результаты замеров на соответствие определенным критериям, что на 70 % сокращает нагрузку на персонал в части реализации данного процесса. Стоит отметить, что любые ручные операции, контролируемые или неконтролируемые, по изменению параметров замера скважины невозможны.

ИНСТРУМЕНТ КОНТРОЛЯ ЗАМЕРЯЕМОСТИ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА

В 2016 году была внедрена программа ежедневного анализа работы фонда добывающих скважин и принятия решений по оптимизации режимов их работы, называемая «Регистр оптимизации». Данная система представляет собой интеграцию параметров работы скважины и оборудования в режиме реального времени и технической информации из разных баз данных в одну с автоматической проверкой корректности данных [2]. В рамках усиления контроля замеряемости добывающего фонда был разработан специализированный модуль системы «Регистр оптимизаций», интегрированный в единую базу данных в режиме одного окна. Для начала разработки программного обеспечения были определены критичные для анализа данные по работе скважины и измерительного оборудования, включающие как данные в режиме реального времени, так и информацию из различных баз данных. Модуль по замерам «Регистра оптимизации» консолидирует параметры из следующих источников в одну систему:

- база данных замеров: дебит скважины по жидкости, нефти, дата последнего замера, обводненность продукции, дата

Таблица 1. Критерии автоматической верификации замера скважины по массовому дебиту жидкости и содержанию воды в программном комплексе «SPD Well Test»

Table 1. Criteria for automatic verification of well measurement by mass flow liquid rate and watercut in the software package «SPD Well Test»

Массовый дебит жидкости, т/сут.	Относительное отклонение массового дебита жидкости от предыдущего значения, %	Абсолютное отклонение содержания воды от предыдущего значения, %
до 50 т/сут.	≤ 7 %	≤ 5 %
50–100 т/сут.	≤ 5 %	≤ 2,5 %
100–200 т/сут.	≤ 3,5 %	≤ 2 %
200–400 т/сут.	≤ 2 %	≤ 1,5 %
Более 400 т/сут.	≤ 1 %	

отбора последней пробы, данные по загруженным плотностям нефти и воды в контроллер замерной установки для получения замера;

- база данных УЭЦН: режим работы скважины;
- база данных ввода новых скважин и проведения геолого-технических мероприятий для формирования учащенного графика замеров и отбора проб на обводненность и механические примеси.

В результате консолидации параметров формируется интерфейс модуля по замерам «Регистра оптимизации» (рис. 3).

Хотя интерфейс программы выглядит перегруженным, он крайне прост для понимания и работы инженера-аналитика. Модель данных и их логическая последовательность разрабатывались совместно с инженерами-аналитиками и позволяют быстро провести первичный анализ работы измерительных установок, текущее состояние по замерам дебитов скважин, отбору проб на обводненность и обнаружить проблемные скважины. Для простоты диагностики таких скважин в системе настроен ряд фильтров, позволяющих автоматически определять приоритет скважин по статусу проблемы. Помимо этого, в модуле имеется возможность присвоить любой скважине статус «высокий» (high) при необходимости усиленного мониторинга. При выборе конкретной скважины открывается ее диалоговое окно, в котором отражен перечень всех мероприятий, когда-либо проведенных на данной скважине с указанием полученных результатов (рис. 4).

Таким образом, инженер-аналитик обладает полным объемом всей необходимой информации по скважине и оборудованию для проведения качественного анализа. После анализа инженер-аналитик в диалоговом окне скважины создает заявку на устранение выявленной неисправности. Заявка включает описание всех необходимых мероприятий. В системе фиксируются все неисправности оборудования с поданными заявками на устранение и сроками выполнения. После выполнения заявки исполнитель вносит комментарий о результатах ее выполнения. Заявка в системе отправляется инженеру-аналитику. Время от создания заявки до ее закрытия фиксируется программой. Таким образом, процесс анализа, выявления проблем с оборудованием замерного парка и их устранения является замкнутым циклом. Пример выполненной заявки представлен на рис. 4. Если замер дебита скважины или отбор пробы невозможен ввиду каких-либо ограничений, специалист по замерам присваивает данной скважине определенный статус с

Таблица 2. Причины возможных отклонений замера дебита скважины от предыдущих замеров

Table 2. Reasons of possible deviations of the well flow rate from previous measurements

№	Наименование причин отклонений
Технологические	
1	Снижение производительности
1.1	Отложение механических примесей
1.2	Солеотложения
1.3	Негерметичность НКТ
1.4	Износ ЭЦН
Геологические	
2	Снижение $P_{пл}$
2.1	Ограничение закачки для снижения компенсаций
2.2	Недокомпенсация по ячейкам
2.3	Остановка закачки для выполнения ГТМ
2.4	Несформированная система ППД
3	Изменение обводненности
3.1	Рост обводненности скважин ГТМ текущего года
3.2	Рост обводненности скважин базового фонда
3.3	Снижение обводненности скважин базового фонда
3.4	Снижение обводненности скважин ГТМ текущего года
4	Ухудшение $K_{пр}$
5	Неустановившийся режим
5.1	Неустановившийся режим после освоения ГТМ «Ввод новых»
5.2	Неустановившийся режим после ЗБС
5.3	Неустановившийся режим после ГРП
5.4	Неустановившийся режим после КРС
5.5	Неустановившийся режим, прочие (после увеличения частоты, СКО на ЭЦН и т.д.)
6	Прочие
6.1	Изменение частоты работы двигателя УЭЦН
6.2	Изменение $P_{лин}$
6.3	Изменение режима работы УЭЦН (постоянный/периодический)
6.4	Негерметичность эксплуатационной колонны
6.5	Восстановление производительности после мероприятий
6.6	Рост $P_{пл}$

указанием вида ограничения. Информация о виде ограничения отображается в столбце «Opportunity» в общей таблице, комментарии по мероприятиям и по снятию ограничения в столбце «Comment» (рис. 4). Если скважине присвоен статус наличия технического ограничения, это позволяет избежать повторных заявок на постановку скважины на замер

Oil Wells	Water Wells	Injection Wells	HCA	Well Log	Surface Equipment	Reports	Predictive Model Testing	Settings & Feedback		
Show All Wells	Show Business Rules	Completed Opportunities	Well Test Perf	WC Control	Show Trends					
Wells			Reports		PI Vision					
HM Wells										
	Mera Status	Esp Mode	Ach?	Priority	Well Test validated	Gross Validated	WC Lab Man	Opportunity	Shift Eng. Appr.?	Shift Eng. Comment
	non-su...	<input type="checkbox"/>	Normal	07.04.2023			94,4		<input type="checkbox"/>	
толщина с...	cyclic	<input type="checkbox"/>	Normal	21.03.2023			72,6		<input type="checkbox"/>	
толщина с...	non-su...	<input type="checkbox"/>	Normal	23.03.2023			93,5		<input type="checkbox"/>	
толщина с...	cyclic	<input type="checkbox"/>	Normal	23.03.2023			96,3		<input type="checkbox"/>	
толщина с...	non-su...	<input type="checkbox"/>	Normal	23.03.2023			97,3		<input type="checkbox"/>	
толщина с...	non-su...	<input type="checkbox"/>	Normal	01.02.2022			94 LIP Workover		<input type="checkbox"/>	
толщина с...	cyclic	<input type="checkbox"/>	Normal	21.03.2023			94,5		<input type="checkbox"/>	
	non-su...	<input type="checkbox"/>	Normal	22.03.2023			98,1		<input type="checkbox"/>	
	non-su...	<input type="checkbox"/>	Normal	07.04.2023			96,2		<input type="checkbox"/>	
	non-su...	<input type="checkbox"/>	Normal	21.03.2023			87		<input type="checkbox"/>	
	non-su...	<input type="checkbox"/>	Normal	21.03.2023			94,1		<input type="checkbox"/>	
	non-su...	<input type="checkbox"/>	Normal	13.04.2023			97,2		<input type="checkbox"/>	
	cyclic	<input type="checkbox"/>	Normal	24.03.2023			90		<input type="checkbox"/>	
							90,2		<input type="checkbox"/>	

Рис. 3. Интерфейс модуля по замерам «Реестра оптимизаций». Составлено авторами
Fig. 3. Interface of the module for measurements of the “Opportunities Register”. Compiled by the authors

или отбор пробы и контроль работоспособности замерного оборудования по всем месторождениям.

Примеры технических ограничений, принятых в компании:

WellPad infrastructure problem — технические ограничения по инфраструктуре объекта;
3-way valve issue — неисправность трехходового крана или его привода;

High pipeline pressure — технические ограничения по высокому линейному давлению в трубопроводах;

Rate outside operating envelope — технические ограничения, связанные с допустимым диапазоном замеряемости установки;
Stopped low temperature — временное отсутствие замеров по метеорологическим условиям;

Expired operation date — технические ограничения в связи с истечением срока службы основного или вспомогательного оборудования измерительной установки и т.д.

Регистр оптимизации хранит историю созданных заявок и комментарии для каждой скважины.

АВТОМАТИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ ЗА СКВАЖИНАМИ ТРИЗ

Доля ТРИЗ составляет более 65 % от общего объема доказанных запасов нефти в России, при этом разрабатываются из них менее 8 % [1]. Государство стремится стимулировать нефтедобывающие компании

добывать трудноизвлекаемую нефть путем льготного налогообложения. Однако, чтобы воспользоваться такой возможностью, необходимо строго соблюдать установленные требования в части определения количества добытого полезного ископаемого (порядок определения количества добытого полезного ископаемого приведен в статьях 339 и 342.2 Налогового кодекса Российской Федерации). Требования предъявляются как к количеству и качеству данных, так и к методам определения добычи. Внедрение специализированного модуля по замерам позволило охватить также и фонд скважин ТРИЗ, автоматизировав контроль за обеспечением данными. Каждой скважине ТРИЗ возможно присвоить соответствующий признак, для которого настроены бизнес-правила для соблюдения требования налоговой службы в части льготного налогообложения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе анализа и контроля за замеряющей способностью фонда скважин крайне важным является доступ к информации в режиме реального времени, вместе с тем не менее значимым является приоритизация внимания специалиста. Использование замкнутого цикла и системы одного окна позволило СПД усилить контроль за работой оборудования замерного парка и обеспечением скважин данными по дебитам и обводненности. Дополнительно компании удалось на 70 %

Field:	Pad:	Well:				
Opportunity name:	Request To SE					
Creation date:	12.04.2023	<input type="checkbox"/> Closed?				
Creator's comment:	Прошу выполнить замер					
Previous comments:						
Opportunity	PP Comment	Created	Closure Date	SE appr.?	SE appr. Date	SE Comment
<input checked="" type="checkbox"/> Shift Eng. approved? Shift Eng. approval date: 12.04.2023						
Shift Eng. comment: +						

Рис. 4. Диалоговое окно работы со скважиной. Составлено авторами
Fig. 4. The dialog box for working with the well. Complited by the authors

сократить трудозатраты на обработку массива данных.
 В результате внедрения модуля удалось значительно сократить время от момента подачи заявки до выполнения необходимых мероприятий и более половины неисправностей удается устранить менее чем за месяц.
 Программный комплекс управления качеством замеров дебита скважин позволил полностью минимизировать риски в части

нарушения требований как в рамках учетных операций с нефтью, так и требований по трудноизвлекаемым запасам от налоговой службы. Вышеописанный программный комплекс реализован инженерно-аналитическим персоналом СПД при поддержке собственных специалистов бизнес-IT. В связи с этим разработка и внедрение систем не потребовали дополнительных финансовых затрат компании.

Список литературы

1. Тихонов С. ТРИЗ и налоги. Стимулы и препятствия для разработки трудноизвлекаемых запасов // Нефтегазовая вертикаль. — 2019. — №. 6 (450). — С. 10.
 2. Gorlov A. et al. ESP surveillance and optimization system in smart fields of salym petroleum development //SPE Russian Petroleum Technology Conference. — OnePetro, 2018.
- References**
1. Tikhonov S. HTR-reserves and taxes. Incentives and obstacles to the development of hard-to-recover reserves // *Oil and gas vertical*, 2019, № 6 (450), p. 10.
 2. Gorlov A. et al. ESP surveillance and optimization system in smart fields of salym petroleum development // SPE Russian Petroleum Technology Conference, OnePetro, 2018.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Д. Мусорина — руководство проектом, контроль качества и сроков выполнения основных этапов работ, утверждение итоговой версии статьи.

А.Р. Квитаченко — разработка концепции статьи, подготовка текста и рисунков статьи, участие в организации и координации работ.

Д.О. Сбитнев — подготовка текста и рисунков статьи, участие в организации и координации работ.

Anastasia D. Musorina — general management of the project, quality and deadline control, approval of the final version of the article.

Alina R. Kvitachenko — development of the concept of the article, preparation of the text and drawings of the article, participation in the organization and coordination of work.

Dmitry O. Sbitnev — preparation of the article sections, participation in the organization and coordination of work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анастасия Дмитриевна Мусорина — руководитель направления по отчетности и обеспечению замеров продукции скважин, «Салым Петролеум Девелопмент»
123242, Россия, г. Москва, Новинский бульвар, д. 31.

Алина Рустемовна Квитаченко* — главный специалист по анализу дебитов и параметров скважин, «Салым Петролеум Девелопмент»
123242, Россия, г. Москва, Новинский бульвар, д. 31.
e-mail: alina.kvitachenko@spd.ru

Дмитрий Олегович Сбитнев — координатор по работе с отчетностью в государственные органы, «Салым Петролеум Девелопмент»
123242, Россия, г. Москва, Новинский бульвар, д. 31.
e-mail: Dmitry.Sbitnev@spd.ru

Anastasia D. Musorina — Head of Reporting and Wells Metering, Salym Petroleum Development
31 Novinsky Boulevard, 123242, Moscow, Russia.

Alina R. Kvitachenko* — Senior wells metering engineer, Salym Petroleum Development
31 Novinsky Boulevard, 123242, Moscow, Russia.
e-mail: alina.kvitachenko@spd.ru

Dmitry O. Sbitnev — GIS TEK coordinator,
Salym Petroleum Development
31 Novinsky Boulevard, 123242, Moscow, Russia.
e-mail: Dmitry.Sbitnev@spd.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАГНИТОПОРОШКОВОГО И КАПИЛЛЯРНОГО МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ПРИ ОБНАРУЖЕНИИ ДЕФЕКТОВ В ОБЪЕКТАХ КОНТРОЛЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

© А.Г. Отока,
П.С. Шлапак, 2023



А.Г. Отока^{1,*}, П.С. Шлапак²

¹Гомельское вагонное депо РУП «Гомельское отделение Белорусской железной дороги»,
Республика Беларусь, Гомель

²ПО «Белоруснефть», ПУ «Нефтебурсервис», Республика Беларусь, Пересвятовский с/с

Электронный адрес: otokaa@mail.ru

Введение. Минимизировать риск аварий при эксплуатации нефтепромыслового и бурowego оборудования невозможно без применения средств неразрушающего контроля. Особое внимание уделяется выявлению поверхностных дефектов магнитопорошковым и капиллярным методами неразрушающего контроля.

Цель. В статье сравниваются способы намагничивания объектов контроля и нанесения магнитного индикатора при проведении магнитопорошкового контроля в нефтяной промышленности и в отрасли железнодорожного транспорта. Приведен обзор эксплуатационных дефектов различных деталей, выявляемых магнитопорошковым и капиллярным методами неразрушающего контроля, показаны фотографии с индикаторными рисунками (следами) дефектов.

Материалы и методы. На основе опыта проведения магнитопорошкового и капиллярного методов неразрушающего контроля в статье рассматриваются различные дефекты, часто встречающиеся в практике при эксплуатации нефтепромыслового и бурового оборудования.

Результаты. Описана технология проведения магнитопорошкового и капиллярного контроля в полевых и цеховых условиях предприятий нефтепромыслового и бурового сервиса. Показаны основные применяемые виды капиллярного контроля и способы нанесения дефектоскопических материалов. Представлены фотографии дефектов различных деталей с описанием преимущества использования конкретного метода в тех или иных условиях.

Заключение. Приведены достоинства и недостатки каждого из методов на основе опыта использования различных средств неразрушающего контроля.

Ключевые слова: магнитопорошковый контроль, капиллярный контроль, аэрозольный баллон, поверхностный дефект, магнитный индикатор, способ нанесения, способ приложенного поля, индикаторный рисунок, люминесцентный контроль, пенетрант, проявитель, нефтяная промышленность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Для цитирования: Отока А.Г., Шлапак П.С. Опыт использования магнитопорошкового и капиллярного методов неразрушающего контроля при обнаружении дефектов в объектах контроля нефтяной промышленности. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):149–156. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-149-156>

Статья поступила в редакцию 06.03.2023

Принята к публикации 07.04.2023

Опубликована 17.07.2023

EXPERIENCE OF USING MAGNETIC POWDER AND CAPILLARY METHODS OF NON-DESTRUCTIVE TESTING IN DETECTING DEFECTS OF CONTROL OBJECTS IN THE OIL INDUSTRY

Alexander G. Otoka^{1,*}, Pavel S. Shlapak²

¹Gomel Car Shop, Gomel Division of the Belarusian Railway, Republic of Belarus, Gomel

²Belorusneft PO, Nefteburservice PU, Republic of Belarus, Peresvyatovsky village

E-mail: otokaa@mail.ru

Background. It is impossible to minimize and prevent accidents during the operation of oilfield and drilling equipment without the use of non-destructive testing. Special attention is paid to the detection of surface defects by magnetic powder and capillary methods of non-destructive testing.

Aim. The article compares the applied methods of magnetization of control objects and the application of a magnetic indicator during magnetic powder control in the oil industry with the railway transport industry. An overview of operational defects of various parts detected by magnetic powder and capillary methods of non-destructive testing is given. Photographs with indicator drawings (traces) of defects detected by magnetic powder and capillary methods are shown.

Materials and methods. Based on the experience of conducting magnetic powder and capillary methods of non-destructive testing, the article discusses the various defects found, most often encountered in practice during the operation of oilfield and drilling equipment.

Results. The technology of conducting magnetic powder and capillary control in field and workshop conditions of oilfield and drilling service enterprises is described. The main types of capillary control used and methods of applying flaw detection materials are shown. Photographs of defects of various parts are presented with a description of the advantages of using a particular method in certain conditions affecting the sensitivity of the control.

Conclusions. The advantages and disadvantages of each of the methods are given based on the experience of using various means of non-destructive testing.

Keywords: magnetic powder control, capillary control, aerosol can, surface defect, magnetic indicator, application method, applied field method, indicator pattern, luminescent control, penetrant, developer, oil industry

Conflict of interest: the authors declare that there are no conflicts of interest.

For citation: Otoka A.G., Shlapak P.S. Experience of using magnetic powder and capillary methods of non-destructive testing in detecting defects of control objects in the oil industry. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):149–156. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-149-156>

Manuscript received 06.03.2023

Accepted 07.04.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

Оценка опасных производственных объектов занимает особое место в системе промышленной безопасности, ключевым элементом этой оценки является экспертиза. При этом ни одна экспертиза не проходит без использования методов неразрушающего контроля [1]. Для выявления поверхностных дефектов широкое распространение получили магнитопорошковый и капиллярный методы. Чувствительность их настолько велика, что при правильном выборе средств и подобранной технологии эти методы способны выявлять поверхностные дефекты шириной раскрытия 1–2 мкм. Однако применение каждого из этих методов существенно зависит от многих условий и факторов. В соответствии с ГОСТ 21105-87 использование магнитопорошкового контроля является целесообразным для ферромагнитных материалов с относительной магнитной проницаемостью не менее 40 ($\mu \geq 40$). Метод основан на выявлении магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектом.

МАГНИТОПОРОШКОВЫЙ МЕТОД ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ОСТАЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ПРИЕМЛЕМЫМ, БЕЗ ПРЕДЪЯВЛЕНИЯ ВЫСОКИХ ТРЕБОВАНИЙ К ШЕРОХОВАТОСТИ И НАЛИЧИЮ ЛАКОКРАСОЧНОГО ПОКРЫТИЯ.

Изделие намагничивают и наносят на его поверхность суспензию или сухой порошок. Для сухого способа допускается вначале нанесение порошка, а затем намагничивание. Технология нанесения магнитного

индикатора на поверхность контролируемой детали также может отличаться в различных отраслях промышленности в зависимости от проверяемых объемов, площади объекта, способа намагничивания и др. Поэтому каждое предприятие при выборе технологии нанесения магнитного индикатора исходит из своих возможностей и требований технических нормативно-правовых актов. К примеру, в железнодорожной отрасли используется нанесение магнитной суспензии на объект контроля путем полива, распыления из пульверизатора или погружением объекта в суспензионную ванну. Магнитную суспензию приготавливают самостоятельно в соответствии с паспортом, так как контроль проводится в цеховых условиях и при больших объемах контролируемых изделий. В качестве дисперсионной среды используют техническую воду, технические масла, дизельное топливо, смеси масел с дизельным топливом или керосином. Пользуются популярностью цветные магнитные индикаторы «Диагма-0473» (зеленый), «Диагма-1100» (черный), «Диагма-1200» (коричневый) и люминесцентные — «Mi-Glow850» (красный), «КСФ-12» (зеленый), «Диагма-1613» (зеленый). Контроль проводится в приложенном поле при помощи соленоидов, электромагнитов (продольное намагничивание) и способом остаточной намагниченности для магнитотвердых материалов с коэрцитивной силой $H_c \geq 10$ А/см, с остаточной индукцией 0,5 Тл и более (циркулярное намагничивание). Применяются и стационарные установки, обеспечивающие одновременно продольное (полюсное) намагничивание и циркулярное (комбинированное намагничивание) [2].

В нефтяной промышленности контроль часто выполняется в полевых условиях, поэтому нанесение магнитной супензии преимущественно проводится при помощи аэрозольных баллонов [3]. Контроль проводится способом приложенного поля с использованием электромагнитов. В отличие от технологии железнодорожного транспорта, магнитный индикатор в нефтяной промышленности наносят на тонкий слой белой краски. Цвет магнитного индикатора используется черный для контрастного выявления дефектов на белом фоне (**рис. 1**).

В цеховых условиях чаще всего используется люминесцентный контроль (**рис. 2**), более чувствительный в сравнении с контрастной черной супензией на фоне белого грунта. При ультрафиолетовом освещении индикаторный рисунок светится, и в условиях низкой освещенности при использовании источников ультрафиолетового излучения

2000 мкВт/см² и выше в спектральном диапазоне длины волн от 315 до 400 нм можно рассмотреть мельчайшие дефекты.

Пользуются популярностью готовые магнитные супензии: люминесцентные зеленого цвета «Magnaglo 14HF», «Magnaflux 410» и цветные черного цвета «MR 76S», «Клевер 1», «Helling NRS 103», «Magnaflux 7HF». В полевых условиях при диагностике нефтепромыслового и бурового оборудования наиболее часто прибегают к набору из 3-х аэрозольных баллончиков для проведения магнитопорошкового контроля: супензия «MR 76S», белый грунт «MR 72», в качестве смывки грунта — «MR 71».

Возможно подтверждение выявленного дефекта, например, магнитопорошковым методом или при помощи рентгеновского аппарата (**рис. 3**). Так, например, насосная штанга была забракована ультразвуковым методом, наличие дефекта подтверждено



Рис. 1. Выявление индикаторных рисунков магнитопорошковым методом с использованием белой краски «MR 72», и магнитной супензии «MR 76S». а — поперечная трещина в резьбе ниппельной части переводника; б — сетка продольных трещин в ниппельной части переводника; в — поперечная трещина в муфтовой части трубы ВБТ (ведущей бурильной трубы); г — поперечные трещины в муфтовой части бурильной трубы; д — поперечная трещина на корпусе лопастного калибратора; е — трещина на лопасти калибратора (П.С. Шлапак)

Fig. 1. Identification of indicator patterns by magnetic powder method using white paint "MR 72" and magnetic suspension "MR 76S".
а — a transverse crack in the thread of the nipple part of the translator; б — a grid of longitudinal cracks in the nipple part of the translator;
в — a transverse crack in the coupling part of the VTB pipe (leading drill pipe); г — transverse cracks in the coupling part of the drill pipe;
д — a transverse crack on the body of the blade calibrator; е — a crack on the calibrator blade (Pavel S. Shlapak)

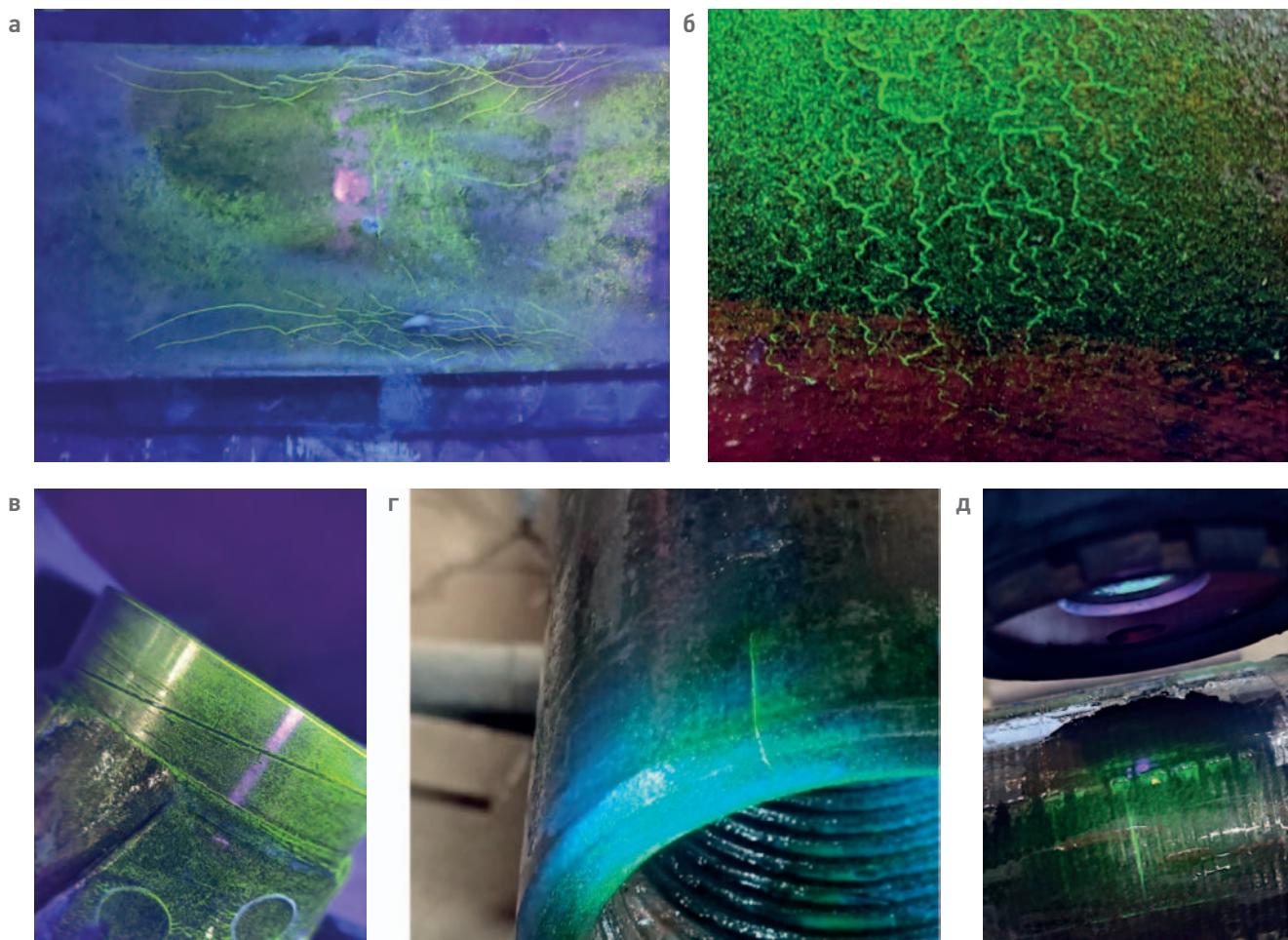


Рис. 2. Выявление дефектов при люминесцентном магнитопорошковом контроле.

а — сетка продольных трещин на корпусе калибратора; б — сетка разнонаправленных трещин на теле бурильной трубы; в — сетка разнонаправленных трещин в муфтовой части лопастного калибратора; г — продольная трещина в удлинителе (муфтовая часть); д — поперечная трещина в промывочном переводнике (муфтовая часть) (П.С. Шлапак)

Fig. 2. Detection of defects during luminescent magnetic powder control.

а — a grid of longitudinal cracks on the calibrator body; б — a grid of multidirectional cracks on the drill pipe body; в — a grid of multidirectional cracks in the coupling part of the blade calibrator; г — a longitudinal crack in the extension cord (coupling part); д — a transverse crack in the flushing adapter (coupling part) (Pavel S. Shlapak)

магнитопорошковым методом и при помощи радиографии (рентгено- и гамма-графического контроля).

Капиллярная дефектоскопия (метод контроля проникающими веществами) является старейшим методом неразрушающего контроля и самым чувствительным методом для поверхностных дефектов. Он основан на капиллярном проникновении в объект контроля индикаторной жидкости — пенетранта и регистрации образующихся индикаторных рисунков, полученных, как правило, в результате последующего полного или частичного извлечения жидкости на поверхность, оптико-визуальным способом или с помощью преобразователя.

Необходимым условием выявления дефектов методами контроля проникающими веществами является отсутствие загрязнений и других посторонних веществ как в самой несплошности, так и выхода ее

на поверхность объекта контроля, для обеспечения проникновения в нее пенетранта. Также важным условием является хорошая смачиваемость пенетрантом материала объекта контроля. При этом глубина несплошности должна значительно превышать ширину ее раскрытия. Проведение контроля должно начинаться с предварительной очистки контролируемой поверхности объекта и последующей ее сушки.

Нанесение на контролируемую поверхность смачивающего пенетранта приводит к его проникновению вглубь несплошностей. После установленного промежутка времени пенетрант удаляется с контролируемой поверхности объекта (или гасится на ней соответствующим составом) и остается только в полостях несплошностей, если таковые имеются. При последующем нанесении на контролируемую поверхность проявителя пенетрант впитывается

в него из несплошностей, в результате чего могут образовываться визуализируемые индикаторные рисунки поверхностных несплошностей.

В соответствии с СТБ 1172-99 визуализация несплошностей облегчается как вследствие наличия яркостного (цветового) контраста индикаторных рисунков на фоне поверхности объекта контроля, так и за счет большей ширины индикаторного рисунка по сравнению с действительной шириной раскрытия самой несплошности (в большинстве случаев значительно большей). Ширина следа дефекта увеличивается с увеличением глубины дефекта [5].

В зависимости от светоколористических свойств используемой проникающей жидкости и соответственно способа получения первичной информации от индикаторного рисунка согласно традиционной классификации они подразделяются на несколько групп: на яркостные (ахроматические), цветные (хроматические), люминесцентные и люминесцентно-цветные.

При диагностике нефтепромыслового и буро-вого оборудования используется в основном яркостный (ахроматический) и цветной (хроматический) капиллярные методы.

Яркостный капиллярный контроль считается самым простым. Его также называют меловым, или керосино-меловой пробой (рис. 4). В качестве проявителя яркостного капиллярного контроля используется мел либо каолин, в качестве пенетранта — керосин. При этом яркостный контроль уступает по чувствительности цветному (хроматическому).

Цветной (хроматический) метод базируется на использовании ярко окрашенных жидкостей. Белый проявитель, красный пенетрант — такой контраст легко и быстро «читывается» дефектоскопистом. Подходит

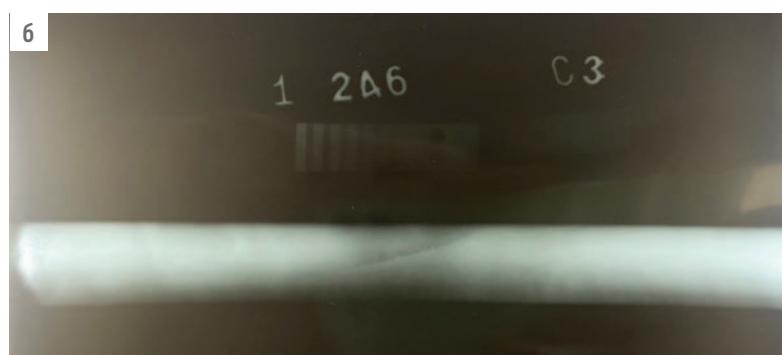


Рис. 3. Подтверждение дефекта насосной штанги диаметром 24 мм.
а — магнитопорошковый метод; б — с помощью рентгеновского аппарата
(П.С. Шлапак)

Fig. 3. Confirmation of the defect of the pump rod with a diameter of 24 mm.
a — magnetic powder method; b — using an X-ray machine (Pavel S. Shlapak)

для испытаний даже при обычном дневном свете (рис. 5).

Способы нанесения дефектоскопических материалов при капиллярном контроле не отличаются, к примеру, от железнодорожной отрасли (в условия вагонного и локомотивного хозяйства). Выделяются аэрозольный способ для цветного метода и кистевой для метода керосино-меловой пробы. Набор дефектоскопических материалов включает: индикаторный пенетрант, очиститель пенетранта, проявитель пенетранта. Самые популярные материалы для капиллярного контроля



Рис. 4. Контроль герметичности стального резервуара при помощи керосино-меловой пробы. а — выявление несплошности в околовошовной зоне в виде сквозной трещины; б — общий вид проведения контроля внутри резервуара (П.С. Шлапак)

Fig. 4. Control of the tightness of the steel tank using a kerosene-chalk sample. a — detection of discontinuity in the near-seam zone in the form of a through crack; b — general view of the control inside the tank (Pavel S. Shlapak)

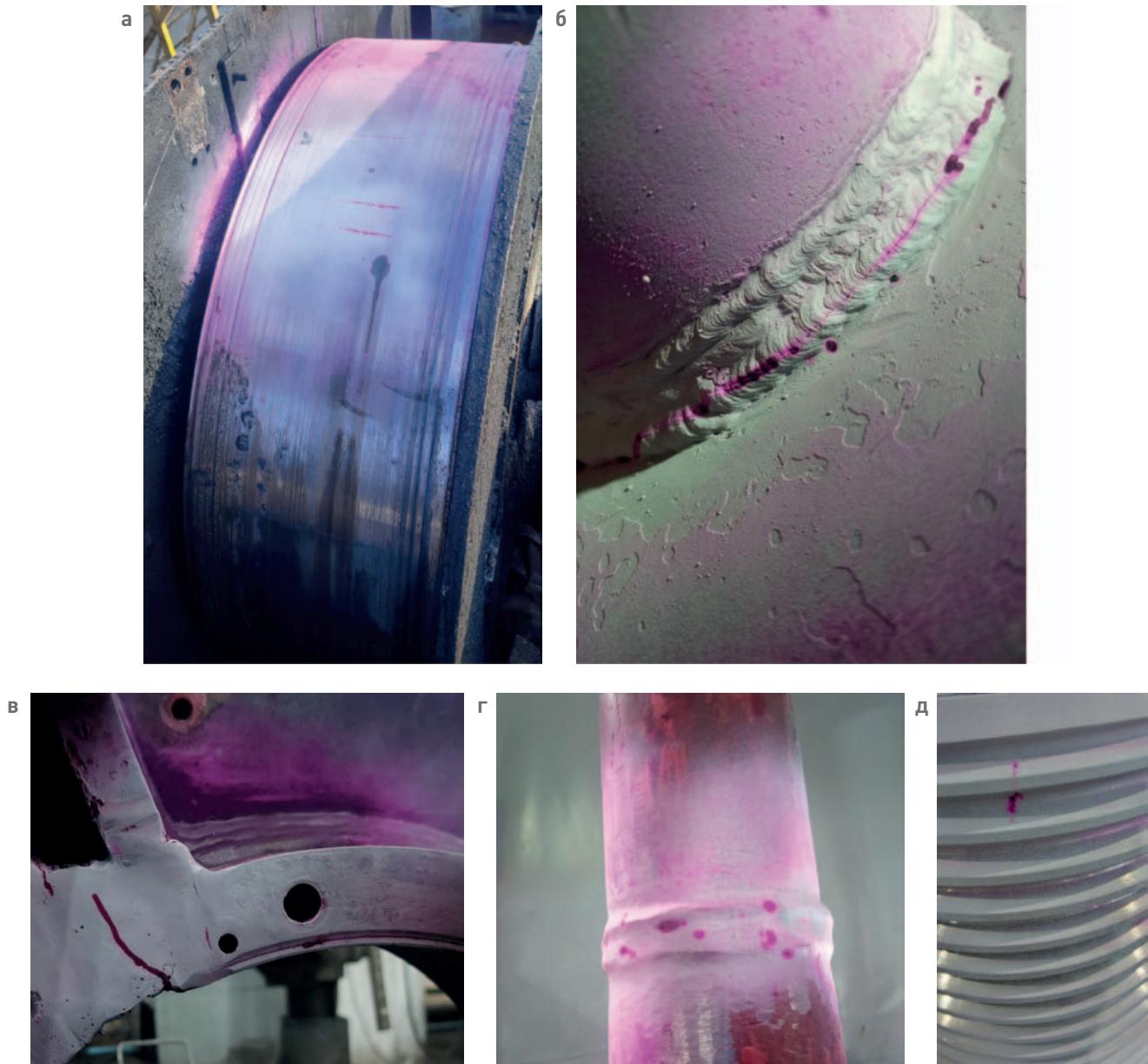


Рис. 5. Выявление дефектов в виде индикаторных следов при капиллярном контроле деталей при эксплуатации нефтепромыслового и бурового оборудования. а — скопление поперечных трещин в местах прилегания тормозных лент агрегата для бурения и ремонта скважин АРС-140 (шкивы тормозные); б — продольная трещина в ложной муфте Ø 245 мм; в — поперечные трещины на корпусе вентилятора; г — поры в сварном шве (манифольд высокого давления); д — продольная трещина в резьбовой части ориентационного переводника из немагнитного материала (ниппельная часть) (П.С. Шлапак)

Fig. 5. Detection of defects in the form of indicator traces during capillary inspection of parts during operation of oilfield and drilling equipment.
а — accumulation of transverse cracks in the places where the brake belts of the ARS-140 drilling and well repair unit fit (brake pulleys);
б — longitudinal crack in the false coupling Ø 245 mm; в — transverse cracks on the fan housing; г — pores in the weld (high pressure manifold);
д — longitudinal crack in the threaded part of the orientation translator made of non-magnetic material (nipple part) (Pavel S. Shlapak)

выпускаются под брендами Magnaflux (Англия и Германия), Sherwin (Франция), Hellings, MR Chemie, Karl Deutsch (Германия), «Инспектор», «Клевер» (Россия) и др. [6]. В нефтяной промышленности часто используется классический набор из трех баллонов: MR 68C (пенетрант), MR88 (очиститель), MR70 (проявитель) или Magnaflux SKD-S2, Magnaflux SKL-SP2, Magnaflux SKC-S. По интенсивности и ширине индикаторного рисунка косвенно говорят о размерах

дефекта. Чем глубже дефект, тем быстрее появляется изображение, больше яркость и размер индикаций. С учетом этого полезно проводить осмотр 2 раза: через 5–10 мин после начала проявления, когда глубокие дефекты дают четкие индикации, отображающие форму дефекта; в конце проявления, когда индикации от глубоких дефектов расплылись, но стали более заметными и проявились индикации от неглубоких дефектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из практического опыта магнитопорошковый контроль остается наиболее приемлемым в случае контроля ферромагнитных материалов и при возможности использования намагничивающих устройств. При этом в полевых условиях в качестве намагничивающих устройств ранее применяли постоянные магниты, которые со временем теряли свои свойства в результате старения. Сейчас в полевых условиях чаще стали использовать электромагниты, питающиеся от аккумуляторных блоков. В отличие от капиллярного метода контроля, к магнитопорошковому не предъявляются высокие требования к шероховатости поверхности объекта контроля и наличию лакокрасочного покрытия на нем. К примеру, для магнитопорошкового контроля в соответствии с [2] допускается нанесение покрытия до 20 мкм, а в соответствии с европейскими стандартами — до 50 мкм. При невозможности проведения магнитопорошкового контроля деталей нефтяной

промышленности по каким-либо причинам (контроль немагнитных и неметаллических материалов, трудность размагничивания материала, контроль объемных дефектов типа пора и др.) предпочтение отдается капиллярному. Также хочется отметить, что для магнитопорошкового контроля важен доступ к объекту для полноценного выполнения всех процедур, выявляемость дефектов зависит от ориентации дефектов (контроль бесполезен для дефектов, плоскость ориентации которых образует угол менее 30 градусов), трудности возникают и при проведении контроля малогабаритной формы и изделий с резким изменением площади поперечного сечения.

Как показывает практика, широкое применение капиллярного метода связано в первую очередь с незначительными затратами времени и получением результатов сразу «на месте». Также капиллярный метод относительно прост (нужно лишь правильно нанести индикаторные жидкости, а затем — произвести визуальный осмотр индикаторных следов).

Список литературы

- 1.** Федосов А.В., Гайнуллина Л.А. Методы неразрушающего контроля // Электротехнические и информационные комплексы и системы, 2015. — № 2. — т. 11. — С. 73–78.
- 2.** Отока А.Г., Лях А.М. Обнаружение дефектов колец подшипников магнитопорошковым методом // Вагоны и wagonное хозяйство, 2022. — № 3(71). — С. 44–46.
- 3.** Антипов С.М., Смышляев С.А., Выльсан С.С. Особенности магнитопорошкового метода магнитной дефектоскопии // Евразийский Союз ученых (ЕСУ), 2015. — № 4(13). — С. 116–117.
- 4.** Контроль проникающими веществами. Пенетрант и другие материалы для капиллярной дефектоскопии [Электронный ресурс]. URL: <https://defektoskopist.ru/osnovi-nk/penetranty.34/> (дата доступа: 04.03.2023).

References

- 1.** Fedosov A.V., Gainullina L.A. Methods of non-destructive testing. *Electrotechnical and information complexes and systems*, 2015, no. 2, vol. 11, pp. 73–78 (In Russ.).
- 2.** Otoka A.G., Lyakh A.M. Detection of bearing ring defects by magnetic powder method. *Wagons and wagon facilities*, 2022, no. 3(71), pp. 44–46 (In Russ.).
- 3.** Antipov S.M., Smyshlyayev S.A., Vyltsan S.S. Features of the magnetic powder method of magnetic flaw detection. *Eurasian Union of Scientists (ESU)*, 2015, no. 4(13), pp. 116–117 (In Russ.).
- 4.** Control of penetrating substances. Penetrant and other materials for capillary flaw detection [Electronic resource]. URL: <https://defektoskopist.ru/osnovi-nk/penetranty.34> (access date: 04.03.2023) (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Г. Отока — привел способы намагничивания деталей и нанесения магнитного индикатора в железнодорожной отрасли, описал преимущества магнитопорошкового и капиллярного контроля в условиях, определяющих максимальную чувствительность метода. Подготовил текст статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexander G. Otoka — cited methods of magnetization of parts and application of a magnetic indicator in the railway industry. He described the advantages of magnetic powder and capillary control under conditions that determine the maximum sensitivity of the method. I have prepared the text of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

П.С. Шлапак — привел способы намагничивания деталей и нанесения магнитного индикатора в нефтяной промышленности, предоставил фотографии выявленных дефектов различных деталей и узлов на практике при проведении магнитопорошкового и капиллярного контроля. Принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Pavel S. Shlapak — gave methods of magnetization of parts and application of a magnetic indicator in the oil industry. He presented photographs of identified defects of various parts and assemblies in practice during magnetic powder and capillary control. Participated in the editing of sections and conclusions, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Генрикович Отока* — магистр технических наук, инженер-технолог, руководитель подразделения неразрушающего контроля, Гомельское вагонное депо РУП «Гомельское отделение Белорусской железной дороги» 246014, Республика Беларусь, г. Гомель, ул. Телегина, 1а.
e-mail: otokaa@mail.ru

Павел Сергеевич Шлапак — дефектоскопист по магнитному и ультразвуковому контролю, ПО «Белоруснефть», ПУ «Нефтебурсервис» 247541, Республика Беларусь, Гомельская область, Речицкий район, Пересвятовский с/с, 34.
e-mail: shlapak.pav@yandex.ru

Alexander G. Otoka* — Master of Technical Sciences, Process engineer, Head of the Non-destructive testing Unit, Gomel Car Shop, Gomel Division of the Belarusian Railway
1a, Telegina str., 246014, Gomel, Republic of Belarus.
e-mail: otokaa@mail.ru

Pavel S. Shlapak — Flaw detector for magnetic and ultrasonic inspection, Belorusneft PO, Nefteburserservice PU
34, Peresvyatovsky village, Rechitsky district, 247541, Gomel region, Republic of Belarus.
e-mail: shlapak.pav@yandex.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОБОБЩЕНИЕ С РЕВЕРС-КАЛИБРОВКОЙ СКВАЖИННЫХ И СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПРОГНОЗА СЛОЖНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА РАННЕЙ СТАДИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

© Д.А. Ивлев, 2023



Д.А. Ивлев

ООО «Зарубежнефть Ближний Восток», РФ, Москва

Электронный адрес: dm.ivlev@gmail.com

Цель данной работы заключается в создании и применении эксперто-независимого подхода для прогнозирования вероятности распространения резервуаров углеводородов в изучаемом пространстве.

Материалы и методы. Прогноз сделан по данным сейсморазведочных работ МОГТ 3D и скважинной информации об объекте исследования на ранней стадии изученности месторождения. Использованы результаты литологической интерпретации ГИС по девяти скважинам, из них четыре скважины вскрыли объект вертикально или субвертикально, пять — с горизонтальной проходкой по различным стратиграфическим частям ачимовского комплекса, являющегося объектом исследования. В работе показан подход на основе технологического стека из алгоритмов машинного обучения с задачей бинарной классификации и метода модификации геолого-геофизического набора данных. Исследование включает в себя следующую последовательность действий: создание наборов данных для обучения, отбор признаков, реверс-калибровка данных, создание популяции моделей классификации, оценка качества классификации, оценка вклада признаков в прогноз, ансамблирование популяции моделей методом стекинга.

В **результате** сделан прогноз — получен трёхмерный куб калиброванных вероятностей принадлежности изучаемого пространства к классу коллектор и его производная в виде карты эффективных толщин ачимовского комплекса отложений. Проведена оценка изменения качества прогноза в зависимости от применения различных наборов данных.

Заключение. Предложенный в работе метод реверс-калибровки использует неопределенность геофизических данных как гиперпараметр глобальной настройки технологического стека, в заданных границах априорной погрешности этих данных. Показано, что метод повышает качество прогноза. Используемый в работе технологический стек из алгоритмов машинного обучения позволяет эксперто-независимо обобщить геолого-геофизические данные и использовать это обобщение для проверки гипотез и создания геологических моделей на основе вероятностного представления о резервуаре. Подход позволяет формализовать обобщение данных об объекте исследования, с использованием фактической информации, такой как литология вдоль ствола скважин и сейсмические данные. В зависимости от исходных данных подход может быть полезным инструментом для поисков и разведки геологических объектов, выявления потенциальных ресурсов, оптимизации и проектирования систем разработки месторождений.

Ключевые слова: машинное обучение, скважинные данные, сейсмические атрибуты, прогноз фаций, прогноз свойств горных пород, методы аугментации, ансамблевое обучение, отбор признаков, оценка вклада признаков в прогноз, геофизика

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ивлев Д.А. Обобщение с реверс-калибровкой скважинных и сейсмических данных методами машинного обучения на примере прогноза сложных резервуаров на ранней стадии геологоразведки месторождения нефти. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):157–164. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-157-164>

Статья поступила в редакцию 14.03.2023

Принята к публикации 17.04.2023

Опубликована 17.07.2023

GENERALIZATION WITH REVERSE-CALIBRATION OF WELL AND SEISMIC DATA USING MACHINE LEARNING METHODS FOR COMPLEX RESERVOIRS PREDICTING DURING EARLY-STAGE GEOLOGICAL EXPLORATION OIL FIELD

Dmitry A. Ivlev

Zarubezhneft Middle East LLC, RF, Moscow

E-mail: dm.ivlev@gmail.com

The aim of this study is to develop and apply an autonomous approach for predicting the probability of hydrocarbon reservoirs spreading in the studied area.

Materials and methods. The prediction was made based on the 3D seismic survey data and well information on the early exploration stage of the studied field. The results of the lithological interpretation of logging from nine wells were used, four of which penetrated the object vertically or subvertically, while the remaining five were drilled horizontally through different stratigraphic parts of the Achimov sedimentary complex, which is the object of this study. The paper presents an approach based on a technological stack of machine learning algorithms with the task of binary classification and modification of the geological-geophysical dataset. The study includes the following sequence of actions: creation of data sets for training, selection of features, reverse-calibration of data, creation of a population of classification models, evaluation of classification quality, evaluation of the contribution of features in the prediction, ensembling the population of models by stacking method.

As a result, a prediction was made — a three-dimensional cube of calibrated probabilities of belonging of the studied space to the class of reservoir and its derivative in the form of the map of effective thicknesses of the Achimov complex of deposits was obtained. Assessment of changes in the quality of the forecast depending on the use of different data sets was carried out.

Conclusion. The reverse-calibration method proposed in this work uses the uncertainty of geophysical data as a hyperparameter of the global tuning of the technological stack, within the given limits of the a priori error of these data. It is shown that the method improves the quality of the forecast. The technological stack of machine learning algorithms used in this work allows expert-independent generalization of geological and geophysical data, and use this generalization to test hypotheses and create geological models based on a probabilistic view of the reservoir. The approach, formalizes the generalization of data about the target, using only factual information such as lithology along the wellbore and seismic data. Depending on the input data, the approach can be a useful tool for finding and exploring geologic targets, identifying potential resources, and optimizing and designing reservoir development systems.

Keywords: machine learning, well data, seismic attributes, facies prediction, rock properties prediction, augmentation methods, ensemble learning, feature selection, feature contribution evaluation, geophysics.

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

For citation: Ivlev D.A. Generalization with reverse-calibration of well and seismic data using machine learning methods for complex reservoirs predicting during early-stage geological exploration oil field. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):157–164. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-157-164>

Manuscript received 14.03.2023

Accepted 17.04.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

В работе развивается методика прогноза пространственного распространения горных пород, являющихся резервуарами для углеводородов. Методика использует алгоритмы машинного обучения в задаче бинарной классификации, которые восстанавливают функцию вероятности принадлежности элемента пространства к классам, выделенным по результатам интерпретации геофизических исследований скважин. В качестве предикторов используются атрибуты сейсмического волнового поля.

К особенностям исследования можно отнести следующие факторы:

- объектом исследования является ачимовский комплекс отложений, образование которого связывается с поступлением к подножиям неокомских шельфовых террас песчано-алевритовых осадков в виде турбидитовых потоков различной плотности и оползней;
- прогноз делается по данным сейсморазведочных исследований МОГТ 3D на ранней стадии геолого-разведочных работ, когда большая часть изучаемой территории не охвачена результатами бурения

скважин, а скважинная информация об объекте исследования в основном сосредоточена в одной области;

- количество скважин, вскрывших объект исследования — девять, из них четыре скважины вскрыли объект вертикально или субвертикально, а пять — с горизонтальной проходкой по разным стратиграфическим частям изучаемого комплекса отложений.

Учитывая описанные выше особенности, целью настоящих исследований является разработка и демонстрация работы эксперто-независимого — автономного технологического стека, который состоит из алгоритмов машинного обучения и методов модификации обучающих данных для прогнозирования вероятности распространения коллекторов. Под автономностью понимается, что после подготовки и подачи на вход геолого-геофизической информации, а также определения параметров неопределенности и априорных границ калибровки влияние эксперта на работу алгоритмов минимально. Оптимальным считается случай, когда сам алгоритм на основе ограничений и входных данных определяет параметры моделей, выбирает признаки, вид и степень

модификации скважинных и сейсмических данных.

Исследование включает в себя следующую последовательность действий: создание базового набора данных, отбор признаков, создание модифицированного набора данных методом реверс-калибровки, создание популяции моделей классификации, оценка качества прогноза, оценка вклада признаков в прогноз, объединение моделей в ансамбль, итоговый прогноз, анализ полученных результатов.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Район работ покрыт сейсмической съемкой МОГТ 3D. После проведения обработки и комплексной интерпретации сейсмических данных был получен глубинный куб амплитуд, из которого была выделена область исследования. Ширина области составляет 12 000 метров, длина — 24 000 метров, толщина — 400 метров. Разрешение выделенной сейсмической съемки по латерали составляет 25 метров, по вертикали — 5 метров. Общая размерность равна i 480, j 960, k 80. Используя данные сейсмической съемки, было получено 456 атрибутов сейсмического волнового поля путем применения 25 различных алгоритмов извлечения атрибутов с разными размерами окон: 10, 20, 30 и 50. Кроме того, с помощью алгоритма спектральной декомпозиции были созданы моночастотные кубы в диапазоне каналов частот от 1 до 45 Гц с разложением частот вейвлетами Риккера и Морлета. Атрибуты пространства были стандартизированы, также была произведена степенная трансформация Yeo-Johnson.

Результаты литологической интерпретации геофизических исследований скважин были классифицированы на два класса — коллектор и неколлектор. Коллектор был закодирован как 1, а неколлектор — как 0. Результаты классификации скважинных данных были аппроксимированы на сетку с использованием доминирующей частоты попадания класса в каждый элемент сетки (воксель) сейсмического куба, пересекающегося с траекторией скважины. Это позволило создать векторы из пространственных данных, где каждому определению класса вдоль траектории скважины было присвоено 456 признаков пространства.

Для создания обучающей выборки был проведен отбор признаков в два этапа. На первом этапе были удалены признаки, сильно коррелирующие с другими признаками, где коэффициент Пирсона превышал

0,95. На втором этапе был применен алгоритм BoostARoota [1] на базе классификатора CatBoost [2] для оценки значимости признаков. В результате проведенной селекции из исходного набора данных, содержащего 456 признаков, было отобрано 54 наиболее значимых признака, на основе этих признаков проводилось дальнейшее исследование данных.

АЛГОРИТМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ МОЖЕТ ЭКСПЕРТНО-НЕЗАВИСИМО ОБОБЩИТЬ ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ОПРЕДЕЛИТЬ ПОЗИЦИЮ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПОЛЯ, СОЗДАТЬ ТРЕХМЕРНУЮ МОДЕЛЬ РЕЗЕРВУАРА.

Для модификации скважинных данных в исследовании был применен метод реверс-калибровки, который использовался в работе [3] для определения оптимальной позиции сейсмического волнового поля относительно траекторий скважин путем нахождения лучшего обратного отклика модели машинного обучения с целью восстановления непрерывной последовательности классов литологии вдоль ствола скважины, с использованием окружающих значений атрибутов пространства. В данном исследовании этот метод был модифицирован с учётом характера изученности исследуемого объекта. Так, в результате разведочного анализа данных было установлено, что при аппроксимации литологии на сетку с масштабом сейсмических измерений (25x25x5 м) для горизонтальных скважин прогноз получался нестабильным, а оценка качества классификации была низкой. Размер элемента сетки сейсмического куба, на который аппроксимировался класс литологии, не мог достаточно корректно передать изменчивость среды для целей прогнозирования. Следуя принципу автономности процесса прогнозирования, в метод реверс-калибровки были включены дополнительные функции для оптимизации процесса. Кроме поиска наилучшего положения профиля скважины в волновом поле были добавлены функции поиска оптимального уровня дискретизации сетки.

Для реализации метода реверс-калибровки было проведено копирование траекторий скважин вместе с каротажем классификации с шагом по латерали 0, 10 и 20 метров в разные стороны света, а также с шагом по вертикали вверх/вниз — 0, 5 и 10 метров. Таким образом, для одной скважины было получено 125 траекторий, включая исходную позицию. Для каждой траектории литологический каротаж классификации был спроектирован на сетки с разным шагом

по латерали: 25 м (x1), 12,5 м (x2) и 6,25 м (x4). Таким образом, для каждой скважины было получено 750 вариантов. Поиск оптимальной позиции смещения сейсмического волнового поля относительно исходной траектории осуществлялся путем перебора вариантов, созданных на предыдущем этапе, и оптимизации функции ошибки классификации алгоритма машинного обучения на кросс-валидации для каждой уникальной комбинации траекторий скважин. Вариант оптимизации группы скважин, для которых производится выборка из уникальной комбинации вариантов пространственной позиций и вида аппроксимации:

$$X_{d,l} = V(X_{D,L}), d \in D, l \in L, \quad (1)$$

где $X_{D,L}$ — массив из всех позиций и вариантов аппроксимаций литологии скважин D с векторами пространственных данных L , функция $V()$ случайным образом или по сетке поиска генерирует $X_{d,l}$ — массив уникальной комбинации вариантов позиций и аппроксимаций для скважин d с массивом векторов признаков l для этой комбинации.

$$X_{d,l}^{min} = \operatorname{argmin}_{X_{d,l}} [E(C(V(X_{D,L})^n))], n \in N, \quad (2)$$

где каждая комбинация n из количества комбинаций позиций скважин и вариантом аппроксимаций на сетку N передается функции классификации $C()$, результат классификации оценивается функцией $E()$. $X_{d,l}^{min}$ массив из набора скважин и их векторов с минимальным значением ошибки классификации. Учитывая значительное количество комбинаций, возможных в результате дискретного смещения траекторий, и различных вариантов аппроксимации, перебор по всем возможным комбинациям может занять длительное время. В связи с этим был применен оптимизатор поиска — оценщик Парцена

Таблица 1. Смещения сейсмического поля относительно траекторий скважин и степень аппроксимации литологии на сетку

Table 1. Seismic field shifts relative to well trajectories and degree of lithology approximation to grid

Скважина / Well	X	Y	Z	Коэф. сгущения сетки / Scale down
16G	-20	-10	10	x4
13G	-20	10	10	x2
14G	-20	0	10	x4
12G	20	20	5	x2
17G	-10	10	0	x4
170	10	0	5	x1
165	10	10	-5	x1
171	10	10	0	x1
11	0	10	0	x1

с древовидной структурой (TPESampler) [4, 5]. Этот метод позволяет сократить время поиска оптимальных комбинаций, используя предыдущие результаты и априорные знания о функции ошибки. TPESampler основан на построении модели гауссовского процесса, которая предсказывает функцию ошибки для различных комбинаций параметров, а затем выбирает наиболее перспективные варианты для следующих итераций поиска. Для оценки качества классификации использовался алгоритм Random Forest, который позволяет достичь хорошего баланса точности и скорости при работе с большим количеством признаков. Качество классификации оценивалось с помощью метрики ROC AUC на кросс-валидации по скважинам, при которой из обучающего набора извлекались данные по одной скважине, а на оставшихся обучался классификатор. Затем на изъятой скважине оценивалась метрика качества обученного классификатора, после чего данные по изъятой скважине возвращались в общую выборку, из нее выбиралась следующая скважина, и процесс оценки повторялся. Для общей оценки комбинаций из смещенных скважин результаты оценки качества ROC AUC по скважинам усреднялись. Оценка ROC AUC для базового варианта составила 0,604, для лучшего найденного 0,721.

Расстояния смещений сейсмического волнового поля и коэффициенты аппроксимации скважинных данных для лучшего отклика модели обучения приведены в **табл. 1**.

Созданы два набора данных: базовый набор (Base) и набор данных, полученный методом реверс-калибровки (RC). В базовом наборе находятся скважины в исходных позициях с аппроксимацией на масштаб сейсмической съемки. В наборе RC — модифицированные данные по скважинам после работы алгоритма реверс-калибровки. Количество меток классов приведено в **табл. 2**.

Для предотвращения утечки данных — случайного обмена любой информацией между тестовыми и обучающими наборами — был использован протокол работы с данными [3], имеющий следующий дизайн. Данные сначала стандартизировались, а затем проводилась степенная трансформация Yeo-Johnson. Параметры трансформации переносились от кубов атрибутов сейсмического поля к наборам данных по скважинам. Было создано 8 вариантов разбиения на обучающую, валидационную и тестовую выборки для базового набора и наборов данных RC. Для каждого набора данных был сформирован вариант из одинаковых комбинаций скважин. В тестовые и валидационные части были включены данные по одной вертикальной или одной

горизонтальной скважине. Таким образом, тестовая скважина была изолирована и использовалась для оценки качества классификации, а валидационная скважина использовалась для тонкой настройки моделей и контроля обучения. Комбинации из 8 вариантов разбиения гарантировали, что данные тестовых скважин не попадут в обучающую выборку в каждом отдельном варианте, но при этом для 8 моделей одного алгоритма машинного обучения суммарно был доступен весь набор данных в различных комбинациях обучения, и они были настроены на весь спектр вскрытых скважинами геологических условий.

Дизайн обучения состоял из двух этапов. На первом этапе обучались базовые модели, на втором этапе обучалась метамодель на результатах базовых моделей.

Данные для обучения представляют собой метки классов с атрибутами сейсмического поля, что является типичным примером структурированных табличных данных. Для классификации таких данных на практике применяют алгоритмы градиентного бустинга над решающими деревьями (GBDT) в различных реализациях, таких как CatBoost [2], LightGBM [6] и XGboost [7]. Однако в последнее время появляются алгоритмы глубокого обучения, которые также показывают высокие результаты на табличных данных. В исследовании был использован один из таких алгоритмов — TabPFN (Prior-data Fitted Network) [8], который хорошо подходит для ансамблирования с результатами GBDT-алгоритмов, так как его ошибки не коррелируются с ошибками этих методов (Rashka 2022).

Для всех алгоритмов машинного обучения оптимизация гиперпараметров велась путем максимизации метрики ROC AUC на кросс-валидации с балансированием соотношения классов. Для моделей семейства GBTD подбор гиперпараметров осуществлялся с помощью оптимизатора TPESampler [4, 5]. Для TabPFN — путем последовательного перебора от 2 до 200 параметра N_ensemble_configurations, для которого максимальное значение ROC AUC было достигнуто при значении 21.

С помощью популяции моделей GBDT выполнена оценка важности признаков для прогноза (табл. 3). Оценка проводилась путем вычисления индекса Шепли для каждого батча отдельно [9]. Полученные результаты масштабировались (min–max) внутри батча, а затем по каждому признаку суммировались. В табл. 3 показаны 20 признаков с максимальным суммарным вкладом. При этом отмечается доминирование

Таблица 2. Наборы данных для обучения
Table 2. Quantity of datasets for training

Класс / Class	Базовый / Base	Реверс-калибранный / RC
0	486	861
1	217	464
Sum	703	1325

Таблица 3. Двадцать наиболее важных признаков для алгоритмов GBDT
Table 3. Twenty most important features for GBDT algorithms

Признаки/Features	Баллы/Score
SD-morlet-2	19,00926
gradient_magnitude	11,02174
SD-morlet-4	10,57292
SD-morlet-10	10,22294
SD-morlet-13	9,849514
sweetness	9,758056
SD-morlet-12	9,590384
instantaneous_amplitude	9,458229
quadrature_amplitude	9,351962
amplitude_spectrum	9,272130
SD-ricker-2	9,107664
SD-ricker-3	8,951618
SD-ricker-4	8,749442
SD-morlet-7	8,669727
SD-morlet-5	8,238869
dominant_frequency	8,028878
SD-ricker-5	8,000961
SD-morlet-1	7,896709
coherence	7,442584
SD-morlet-11	7,330567

важности для прогноза атрибутов, полученных алгоритмом спектральной декомпозиции с частотами разложения от 1 до 13 Гц вейвлетом Морлета. Вероятно, с помощью этого алгоритма можно частично рационализировать результаты прогноза, полученные из 54-мерного пространства атрибут. В то же время преобладания низких частот разложения амплитуд методом спектральной декомпозиции в 20 значимых признаках может свидетельствовать об особенностях обработки сейсмических данных.

Для итогового прогноза популяция моделей была ансамблирована методом стекинга. Этот метод ансамблевого обучения использует метамодель, которая обучается и делает прогноз на основе результатов прогноза базовых моделей. В качестве метамодели использовался алгоритм логистической регрессии. Перед обучением ансамбля модели дообучались на полном наборе данных с фиксированным количеством итераций с ограничением роста деревьев в глубину.

Малый объем обучающих данных не позволил создать отдельную тестовую выборку для метамодели без потери качества итогового прогноза, поэтому для оценки метамодели использовался метод взвешивания голосов. Для этого сначала вычислялся вес:

$$w_i = e^{k_i}, \quad (3)$$

где k_i — коэффициент в уравнении логистической регрессии, для предсказаний каждой отдельной базовой модели. Затем рассчитывалось средневзвешенное значение:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n w_i \bar{x}_i}{\sum_{i=1}^n w_i}, \quad (4)$$

где \bar{x}_i — метрика качества классификации отдельной базовой модели, определенная на тестовой выборке; n — популяция моделей.

Метод взвешивания голосов позволяет ориентировочно оценить строение метамодели и усреднить значение качества прогноза через взвешивание метрик отдельных моделей, входящих в ансамбль.

По величине коэффициента логистической регрессии определены наиболее значимые для прогноза модели: обученные на базовом наборе данных (**табл. 4**) и после реверс-калибровки (**табл. 5**). В таблице для каждой модели показана степень ее вклада в прогноз метамодели (*important scr*), показан алгоритм, с помощью которого модель была обучена (*algo*), а также скважины, на которых она

валидировалась (*val*) и тестировалась (*test*), приведены метрики качества классификации F1 меры для каждого класса (Class 0, Class 1). Итоговые значения (*weighted important*) получены как средневзвешенные по коэффициенту значимости модели (*important scr*) для каждой метрики качества.

По результатам оценки отмечается рост качества прогноза классов после реверс-калибровки исходных данных с 0,558 до 0,643 (**табл. 4, 5**). Средневзвешенная метрика F1 качества прогноза коллекторов на уровне 0,643 приемлема для данной стадии и характера изученности месторождения (доминирование данных с горизонтальных скважин). Данное значение метрики F1 не соотносится с абсолютным значением качества прогноза метамодели и используется для относительного сравнения работы алгоритмов на наборах данных. На практике качество предсказаний метамодели превосходит качество предсказаний отдельно взятых моделей и их взвешенных средних.

В результате ансамблирования моделей и калибровки вероятностей метамодели на изотонической регрессии сделан прогноз. Получен трехмерный куб калиброванных вероятностей принадлежности изучаемого пространства к классу «коллектор».

Для анализа трехмерного куба вероятностей, рассчитана карта эффективных толщин по всему ачимовскому комплексу отложений

Таблица 4. Наиболее важные модели на базовом наборе данных для метамодели и их характеристики
Table 4. The most important models on the basic dataset for the metamodel and their characteristics

Значение козф. значимости / Important scr	Алгоритм / Algo	Тест / Test	Валидация / Val	Класс 0 / Class 0	Класс 1 / Class 1
30,585	cat	16G	171	0,583	0,563
19,084	lgb	12G	165	0,583	0,578
15,752	lgb	171	126	0,605	0,522
13,237	xgb	12G	165	0,633	0,569
1,966	cat	171	136	0,584	0,509
Средневзвешенное по значимости				0,596	0,558

Таблица 5. Наиболее важные модели на реверс-калиброванном наборе данных для метамодели и их характеристики
Table 5. The most important models on the reverse-calibrated dataset for the metamodel and their characteristics

Значение козф. значимости / Important scr	Алгоритм / Algo	Тест / Test	Валидация / Val	Класс 0 / Class 0	Класс 1 / Class 1
37,392	lgb	12G	171	0,775	0,642
36,928	cat	12G	171	0,797	0,666
18,042	cat	165	126	0,772	0,677
12,090	lgb	165	126	0,720	0,622
11,602	xgb	14G	165	0,753	0,560
1,460	cat	14G	165	0,707	0,511
Средневзвешенное по значимости				0,772	0,643

(рис. 1). Эффективные толщины вычислялись следующим образом:

$$h_{ij} = \sum_{k=1}^K 1_{(P_{ijk} \geq P_T)} s, \quad (5)$$

где s — вертикальное разрешение сетки аппроксимации, P_{ijk} — прогнозная вероятность принадлежности вокселя к классу «коллектор», P_T — пороговое значение вероятности принадлежности вокселя к классу «коллектор», а $1_{(\cdot)}$ — индикаторная функция.

Для построения карты использовано вертикальное разрешение сетки аппроксимации 5 метров на один воксель, порог вероятности P_T задан 0,5.

ОБСУЖДЕНИЕ И ВЫВОДЫ

На карте прогнозных эффективных толщин прослеживаются общие паттерны архитектуры строения ачимовского комплекса: контрастно выделяются оползневые тела, характерные для этого комплекса отложений, турбидитовые потоки различной плотности и области разгрузки осадочного материала. Данный прогноз зависит от результатов литологической интерпретации каротажного материала; так, при изменении порога выделения коллектора по ФЕС, изменится вероятностное представление о геологическом объекте.

Предложенный в работе метод реверс-калибровки использует неопределенности в геолого-геофизических данных как гиперпараметр глобальной настройки

технологического стека из алгоритмов машинного обучения, через модификацию обучающего набора данных. Границы поиска обратного отклика методом реверс-калибровки задаются на основе априорного предположения о границах нашего знания о природном объекте и возможных инструментальных погрешностей получения этого знания. В работе использован поиск смещения позиции сейсмического волнового поля относительно траекторий скважин и масштаб аппроксимации данных на сетку. Показано, что для этого варианта, метод повышает значения взвешенной метрики F1 меры метамодели с 0,558 до 0,643. В то же время методом реверс-калибровки можно варьировать другие параметры получения обучающей выборки, проводя реверс инженерию данных. К примеру, порог по ФЕС выделения коллекторов можно использовать как еще один гиперпараметр настройки стека алгоритмов через модификацию обучающей выборки. Следует отметить, что полученные в результате исследования невысокие абсолютные значения метрики качества отдельных моделей классификации могут указывать на сложность объекта для обобщения скважинных и сейсмических данных на текущей стадии изученности месторождения. Так, при текущем характере изученности (преобладание в обучающей выборке меток, полученных из горизонтальных скважин) для такого сложного объекта исследования, как ачимовский комплекс отложений, полученное трехмерное вероятностное представление о резервуаре может использоваться

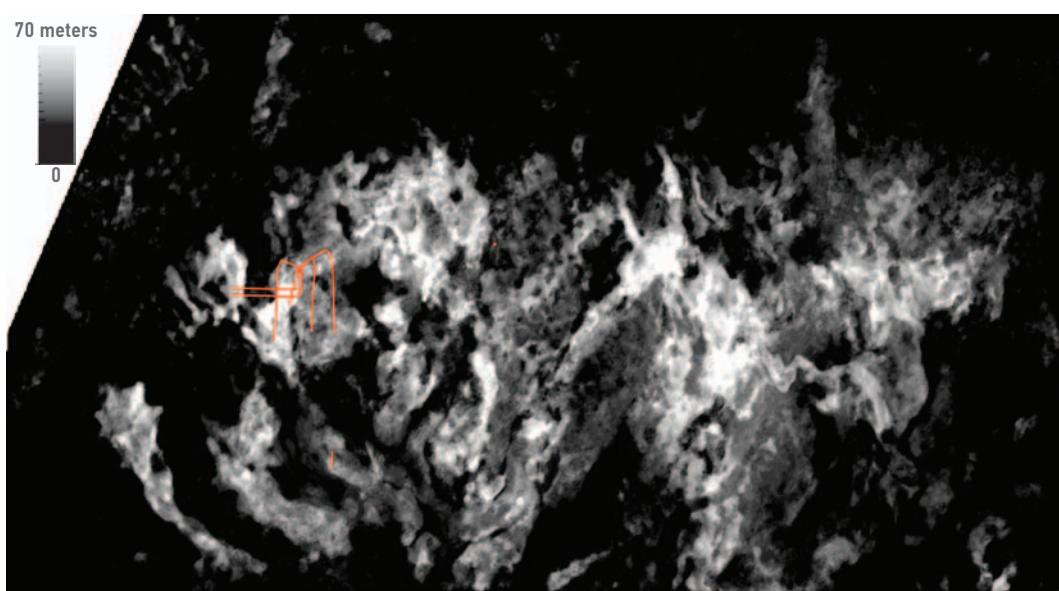


Рис. 1. Карта прогнозных эффективных толщин ачимовского комплекса отложений. Оранжевые кривые — траектории скважин. Составлено автором

Fig. 1. Map of predicted reservoir thicknesses of the Achimov sedimentary complex. Orange curves — well trajectories. Prepared by author

как вспомогательный инструмент, т.е. инструмент первичной формализации накопленных знаний об объекте исследования на основе имеющейся информации. Исследуемое в работе месторождение находится на ранней стадии изученности, поэтому для его дальнейшего развития потребуется бурение разведочных скважин в зонах геологического интереса. Выделение этих зон может быть осуществлено с помощью предложенного подхода. После бурения скважин и получения новых данных модель может быть обновлена и использована для более точной оценки геологического объекта, что, в свою очередь, повышает эффективность принятия решений по дальнейшим геолого-разведочным работам и обеспечивает непрерывный цикл независимых оценок на основе фактических данных с положительной обратной связью от любых результатов бурения каждой новой скважины.

Предложенный в работе подход на основе технологического стека из алгоритмов машинного обучения позволяет формализовать первичное обобщение данных об объекте исследования с учетом существующих неопределенностей, используя фактический материал в виде результатов исследования скважин и геопространственных данных. Подход может быть одним из инструментов генерализации доступной геолого-геофизической информации на существующем уровне изученности территории. С помощью данного инструмента можно создавать трехмерное вероятностное представление о геологическом объекте, совершенствовать это представление после получения новых данных, создавать непрерывный цикл формализованных оценок. Результаты прогноза можно использовать как экспертно-независимую первоначальную гипотезу для последующей работы экспертов, алгоритмов и принятия решений.

Список литературы / References

1. BoostARoot GitHub repository. <https://github.com/chasedehan/BoostARoot>
2. Prokhorenkova G., Gusev A., Vorobev A., Dorogush, Gulin A. CatBoost: unbiased boosting with categorical features. In: Bengio S., Wallach H., Larochelle H., Grauman K., Cesa-Bianchi N., Garnett R. editors. *Proceedings of the 31st International Conference on Advances in Neural Information Processing Systems (NeurIPS'18)*. Curran Associates, 2018.
3. Ivlev D. Reservoir Prediction by Machine Learning Methods on The Well Data and Seismic Attributes for Complex Coastal Conditions. arXiv preprint arXiv:2301.03216v1 2023.
4. Bergstra James S., et al. Algorithms for hyper-parameter optimization. *Advances in Neural Information Processing Systems*. 2011.
5. Bergstra James, Daniel Yamins, David Cox. Making a science of model search: Hyperparameter optimization in hundreds of dimensions for vision architectures. *Proceedings of The 30th International Conference on Machine Learning*. 2013.
6. Ke Q. Meng, T. Finley, T. Wang, W. Chen, W. Ma, Q. Ye, T.-Y. Liu. Lightgbm: A highly efficient gradient boosting decision tree. In: I. Guyon, U. von Luxburg, S. Bengio, H. Wallach, R. Fergus, S. Vishwanathan, and R. Garnett editors. *Proceedings of the 30th International Conference on Advances in Neural Information Processing Systems (NeurIPS'17)*. Curran Associates, 2017.
7. Chen and C. Guestrin. Xgboost: A scalable tree boosting system. In: B. Krishnapuram, M. Shah, A. Smola, C. Aggarwal, D. Shen, and R. Rastogi editors. *Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining (KDD'16)*. ACM Press, 2016, pp. 785–794.
8. Hollmann N., Müller S., Eggensperger K., Hutter F. TabPFN. A Transformer That Solves Small Tabular Classification Problems in a Second. arXiv preprint arXiv: 2207.01848v4, 2022.
9. Scott Lundberg, Su-In Lee. A Unified Approach to Interpreting Model Predictions. arXiv preprint arXiv:1705.07874v2, 2017.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.А. Ивлев — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, разработал и написал программный код реализации технологического стека из алгоритмов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Dmitry A. Ivlev — developed the concept of the article, prepared the text of the article, developed and wrote the program code for the implementation of the technological stack of algorithms, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Дмитрий Александрович Ивлев — региональный менеджер по подземной части нефтегазовых проектов, ООО «Зарубежнефть Ближний Восток» 101000, г. Москва, Армянский переулок, дом 9, строение 1.
e-mail: dm.ivlev@gmail.com

Dmitry A. Ivlev — Regional Manager for the subsurface part of oil and gas projects, Zarubezhneft Middle East LLC
9 Armianskiy pereulok, house 9, building 1, Moscow, 101000.
e-mail: dm.ivlev@gmail.com

ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

© Коллектив авторов,
2023



Е.А. Спириня*, И.В. Давыдов, Д.Н. Сазонов, Р.М. Таранин, Р.Х. Камалетдинов

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

Электронный адрес: Spirina.EAle@gazpromneft-ntc.ru

Введение. В большинстве случаев для выбора оптимальной системы разработки используется трехмерная гидродинамическая модель (ГДМ) месторождения, имеющая высокий уровень детализации и точности. Однако создание и применение трехмерных ГДМ требует значительных вычислительных ресурсов и временных затрат. Соответственно актуальна задача оптимизации снижения затрачиваемого ресурса на принятие проектных решений с минимизацией потери качества результата.

Цель. Для оптимизации существующих методов решения задачи выбора оптимальных параметров системы разработки предложен подход, заключающийся в оперативной оценке NVP и КИН на основании многовариантного моделирования при помощи гидродинамического двумерного симулятора и проведения анализа чувствительности с использованием методов машинного обучения в условиях геологической неопределенности.

Материалы и методы. Для решения задачи выбора оптимальных параметров системы разработки используется двумерный гидродинамический симулятор NumEx2. Для обработки, визуализации и проведения анализа чувствительности результатов применяются методы машинного обучения на языке программирования Python.

Результаты. Предложен алгоритм выбора оптимальных параметров системы разработки на основании многовариантного моделирования с применением методов машинного обучения. Проведен анализ чувствительности КИН и NVP к изменению входных параметров модели. По результатам построена трехмерная матрица результатов, позволяющая по тройке значений эффективной мощности коллектора, проницаемости и длины горизонтального участка подбирать оптимальную плотность сетки скважин. Практическая значимость матрицы результатов оптимальных параметров в предложенном подходе заключается в возможности формирования гибридной проектной сетки скважин в зонах кластеризации по значениям проницаемости и эффективной мощности коллектора и корректировки проектных решений выбора оптимальных параметров системы разработки в условиях геологической неопределенности в короткие сроки.

Заключение. Предложен альтернативный подход к планированию разработки месторождений на основании многовариантного моделирования, заключающийся в подборе гибридных сеток с использованием методов машинного обучения.

Ключевые слова: оптимальные параметры системы разработки, анализ чувствительности, критерий оптимальности, ячейка разработки, двумерный гидродинамический симулятор, NumEx2, многовариантное моделирование, Python, машинное обучение.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Спириня Е.А., Давыдов И.В., Сазонов Д.Н., Таранин Р.М., Камалетдинов Р.Х. Экспресс-оценка выбора оптимальных параметров системы разработки в условиях геологической неопределенности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):165–175. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>

Статья поступила в редакцию 26.12.2022

Принята к публикации 31.01.2023

Опубликована 17.07.2023

EXPRESS ASSESSMENT OF THE CHOICE OF OPTIMAL PARAMETERS OF THE DEVELOPMENT SYSTEM UNDER THE CONDITIONS OF GEOLOGICAL UNCERTAINTY

Elizaveta A. Spirina*, Ilia V. Davyдов, Dmitrii N. Sazonov, Ruslan M. Taranin, Rinat H. Kamaletdinov
Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Spirina.EAle@gazpromneft-ntc.ru

Background. In most cases, the 3D Hydrodynamic Model (3HM) of a field is used to choose an optimal development system. Despite of high level of detail and accuracy of the model, significant computational resources and time are required to create and apply the 3HM. Therefore, the task to reduce the resource expended on project decisions making while minimizing the loss in the quality is relevant.

Aim. The approach proposed to optimize the existing methods for solving the problem of choosing optimal parameters of the development system is to make the rapid assessment of NVP and КИН based on multivariate

modeling using a Hydrodynamic Two-Dimensional simulator and sensitivity analysis with machine learning methods under conditions of geological uncertainty.

Materials and methods. A Hydrodynamic Two-Dimensional simulator is used to solve the problem of choosing optimal parameters of the development system. Machine learning methods based on the Python programming language are used to process, visualize and conduct sensitivity analysis of the results.

Results. The algorithm of choosing optimal parameters of the development system based on multivariate modeling using machine learning methods is proposed. The analysis of the sensitivity of oil recovery factor and NPV to changes in the input parameters of the model was carried out. Based on the results, a three-dimensional matrix of results was created. The matrix of results allows selecting the optimal density of a well pattern using the triple values of the effective reservoir thickness, permeability and length of the horizontal section. The practical significance of the matrix of results lies in the possibility of forming a hybrid project grid of wells in clustering zones according to the values of permeability and effective reservoir thickness. Also, the matrix helps to adjust project decisions for choosing optimal parameters of the development system under conditions of geological uncertainty in a short time.

Conclusion. Based on multivariate modeling, the alternative approach for choosing combined grids using machine learning methods is proposed to field development planning.

Keywords: optimal parameters of the development system, sensitivity analysis, optimality criterion, development cell, two-dimensional hydrodynamic simulator, "NumEx2", multivariate modeling, "Python", machine learning.

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

For citation: Spirina E.A., Davydov I.V., Sazonov D.N., Taranin R.M., Kamaletdinov R.H. Express assessment of the choice of optimal parameters of the development system under the conditions of geological uncertainty. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):165–175. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>

Manuscript received 26.12.2022

Accepted 31.01.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ

Важной задачей для нефтегазовых компаний является выбор оптимальных параметров системы разработки и определение оптимальной системы разработки на месторождении в целом для обеспечивания максимального накопленного чистого дисконтированного дохода (NPV) при достижении проектного утвержденного коэффициента извлечения нефти (КИН).

Для решения задачи выбора оптимальной системы разработки месторождения используется множество одномерных, двумерных и трехмерных гидродинамических симуляторов с различным математическим аппаратом в зависимости от особенностей месторождения и наличия осложняющих разработку факторов: трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), геологическая неоднородность (коэффициент расчлененности, связность), наличие подстилающего водоносного горизонта, тип флюида, число влияющих фаз (однофазные, двухфазные, трехфазные течения), изменчивость PVT-свойств и многих других геологических и технологических параметров. Зачастую для выбора оптимальной системы разработки используется трехмерная гидродинамическая модель (ГДМ) месторождения, имеющая высокий уровень детализации и точности. Однако применение трехмерных ГДМ требует значительных вычислительных ресурсов и временных затрат. С целью сокращения вычислительных затрат при расчетах

на трехмерных моделях, как правило, уменьшают диапазон вариации параметров, что повышает риск выбора неоптимального варианта. Для проведения оперативного анализа чувствительности с широким диапазоном параметров с целью минимизации риска потери истинного оптимального решения целесообразно применять двумерный симулятор NumEx2. Двумерный симулятор по заданным критериям оптимальности поиска решения позволит получить рейтинг лучших вариантов параметров системы разработки в короткие сроки.

В динамически развивающихся нефтегазовых компаниях одной из ключевых целей является повышение оперативности принятия проектных решений при планировании стратегии развития месторождения. Данная цель стимулирует разработку методик и поиск методов решения следующей глобальной оптимизационной задачи: минимизация временных затрат на ту или иную задачу с максимизацией числа параметров (переменных) и их диапазонов изменения, влияющих на принятие проектных решений.

ЦЕЛЬ

Целью данной работы является создание алгоритма выбора оптимальных параметров системы разработки в условиях геологической неопределенности с использованием многовариантного моделирования.

Применение двумерного гидродинамического симулятора, позволяющего в автоматическом режиме рассчитывать технологические и экономические показатели эффективности и рентабельности проекта, и методов машинного обучения позволяет значительно сократить вычислительные затраты. Данная экспресс-оценка NPV и КИН при дальнейшем использовании может позволить сократить трудозатраты на принятие проектных решений с минимизацией потери качества результатов. Методика особенно актуальна для крупных и уникальных месторождений с широким диапазоном изменения проницаемости и эффективной мощности коллектора. В том числе методика может применяться в уже разбуренных зонах с возможностью учета работы фактически пробуренных скважин и адаптации гидродинамической модели на их историю работы.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для решения задачи выбора оптимальных параметров системы разработки в НТЦ используют собственное программное обеспечение NumEx2. Двумерный симулятор NumEx2 предназначен, в частности, для выбора оптимальной системы разработки и оптимальной конфигурации скважин на основе серийных расчетов по выбранному критерию оптимизации как в неразбуренных зонах, так и в разбуренных с возможностью учета работы фактических скважин. Критериями оптимизации могут быть экономические или добывочные показатели, или их комбинация. Также в симуляторе имеется возможность оценивать параметры работы скважин разных типов заканчивания в различных геологических условиях. Расчетный модуль NumEx2 состоит из графического интерфейса, написанного на языке программирования Python и расчетного ядра, представляющего двумерный трехфазный гидродинамический симулятор на PEBl-сетках (ячейки Вороного). Через пользовательский интерфейс задаются параметры системы разработки, параметры скважин, параметры пласта и флюидов, параметры сети сбора, экономические показатели и производится настройка серийных расчетов. После окончания расчета происходит графическое отображение результатов. В случае серийных расчетов можно выбрать любой из вариантов и отранжировать варианты по выбранному критерию. Результаты записываются в текстовые файлы, содержащие подробную информацию о работе месторождения, каждой отдельной

скважины и информацию по экономическим показателям.

ВЫПОЛНЕННЫЙ АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПОКАЗАЛ, ЧТО НА КИН ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ВЛИЯЕТ ПРОНИЦАЕМОСТЬ (59 %), НА NPV — ЭФФЕКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ КОЛЛЕКТОРА (53 %).

Таким образом, функционал двумерного трехфазного гидродинамического симулятора NumEx2 следующий:

1. моделирование трехфазного течения в пласте;
2. учет границ залежи;
3. учет неоднородности по латерали (использование 2D-карт свойств);
4. задание граничных условий (моделирование акуифера);
5. задание слоистости с целью учета анизотропии свойств по оси Z;
6. расчетная PEBl-сетка;
7. оптимизация регулярных/нерегулярных систем разработки;
8. оптимизация параметров системы разработки;
9. моделирование различных типов заканчивания (ННС, ННС с ГРП, ГС, ГС с МГРП, МЗС) с возможной вариацией азимута ГС;
10. адаптация модели на исторические данные (позволяет корректно подбирать параметры системы разработки в разбуренных и неразбуренных зонах);
11. расчет кустов с вводом скважин по заданным критериям оптимизации;
12. автоматический расчет экономических показателей эффективности проекта (NPV, PI) с построением графиков основных технологических показателей (динамика добычи флюидов, обводненности, пластового давления, закачки).

В качестве расчетного ядра используется двумерный трехфазный гидродинамический симулятор на PEBl-сетках (ячейках Вороного). В основе решения задачи нахождения полей давления и решения транспортной задачи насыщенности используются закон сохранения массы для каждой фазы (уравнения неразрывности), закон Дарси, уравнения равновесия (связь давлений) и уравнение баланса насыщеностей [1, 2, 3].

Для полной математической постановки задачи и решения дифференциальных уравнений необходимо задать начальные и граничные условия на пласт и скважину. Условия подбираются в зависимости от геологических особенностей (акуифер или граница непротекания) и режимов работы скважин (контроль по жидкости или контроль по Рзаб).

РЕЗУЛЬТАТЫ

Предложен алгоритм выбора оптимальных параметров системы разработки на крупных месторождениях с использованием гидродинамического симулятора NumEx2, позволяющего проводить многовариантное моделирование в автоматическом режиме за короткие сроки. Многовариантное моделирование основано на переборе множества входных параметров, которые условно можно разделить на геологические (средние проницаемость, эффективная мощность коллектора) и технологические (тип системы разработки, тип заканчивания скважин, азимут направления ГС, плотность сетки скважин (ПСС), коэффициент деформации сетки скважин, полудлина трещины гидроразрыва пласта (ГРП), число стадий ГРП и др.). Основой методики является проведение расчета основных технико-экономических показателей эффективности разработки на условном элементе разработки в виде куста скважин. Для корректного прогноза показателей модель куста скважин перед проведением серийного расчета адаптируется на фактические эталонные скважины. На следующем этапе моделируемый куст тиражируется на всю проектную площадь залежи с помощью масштабирующих коэффициентов. Ранжирование оптимальных вариантов производится по двухфакторной аддитивной функции, зависящей от основных технико-экономических параметров КИН и NPV.

Адаптация модели проводится методом ретроспективного анализа. Выбирается разбуренный участок месторождения с утвержденной сеткой скважин. На основании имеющихся исторических данных добывающих и нагнетательных скважин (запускные дебиты/приемистости, накопленные показатели жидкости, нефти, закачки, характера обводнения, Рзаб, Рпл) и утвержденных данных (ГФХ, проектный КИН, утвержденный Квыт) восстанавливается фактическая работа скважин с помощью модификации относительных фазовых проницаемостей (ОФП),

абсолютной проницаемости и начальной нефтенасыщенности. Подбрав ОФП, абсолютную проницаемость и начальную нефтенасыщенность, характеризующие ближайшую зону к проектной, проводится формирование серии расчетов и многовариантное моделирование на адаптированном участке залежи. Выходными данными являются технологические и экономические показатели эффективности разработки, полученные на условном элементе разработки, которые необходимо масштабировать на всю площадь залежи с целью получения корректных результатов на объекте в целом (математический метод площадного подобия). Следующим этапом является расчет критерия оптимальности с целью ранжирования оптимальных параметров системы разработки. Описанную выше реализацию можно представить в виде блок-схемы (рис. 1).

Для повышения оперативности принятия проектных решений предложено решать задачу выбора оптимальных параметров системы разработки на условном центральном элементе разработки в виде 16 скважин, данное количество скважин выбрано исходя из допущения, что на куст объекта разработки в среднем приходится 16 скважин. Экспериментально получено, что при решении фильтрационной задачи на однородной изотропной модели, симметричной относительно рассматриваемого центрального элемента для учета краевых эффектов (минимизации действия граничных условий на выбранный центральный элемент) достаточно окружить центральную ячейку разработки двумя дополнительными рядами скважин.

За этalon принят вариант с площадью нефтеносности, равной площади залежи. Результаты сравнения вариантов расчета с оценкой погрешностей представлены в таблице 1.

Таким образом, при расчете центрального элемента достаточно использовать два дополнительных ряда скважин для учета влияния краевых эффектов, использовать более двух рядов скважин можно,

Таблица 1. Погрешности основных технологических и экономических параметров. Составлено авторами
Table 1. Errors of the main technological and economic parameters. Compiled by the authors

Вариант	Погрешность удельной добычи с эталонным вариантом, %	Погрешность КИН с эталонным вариантом, %	Погрешность NPV с эталонным вариантом, %
1	3,82	5,04	8,91
2	0,03	0,89	2,20
3	0,06	0,92	2,08
4	0,06	0,33	1,98

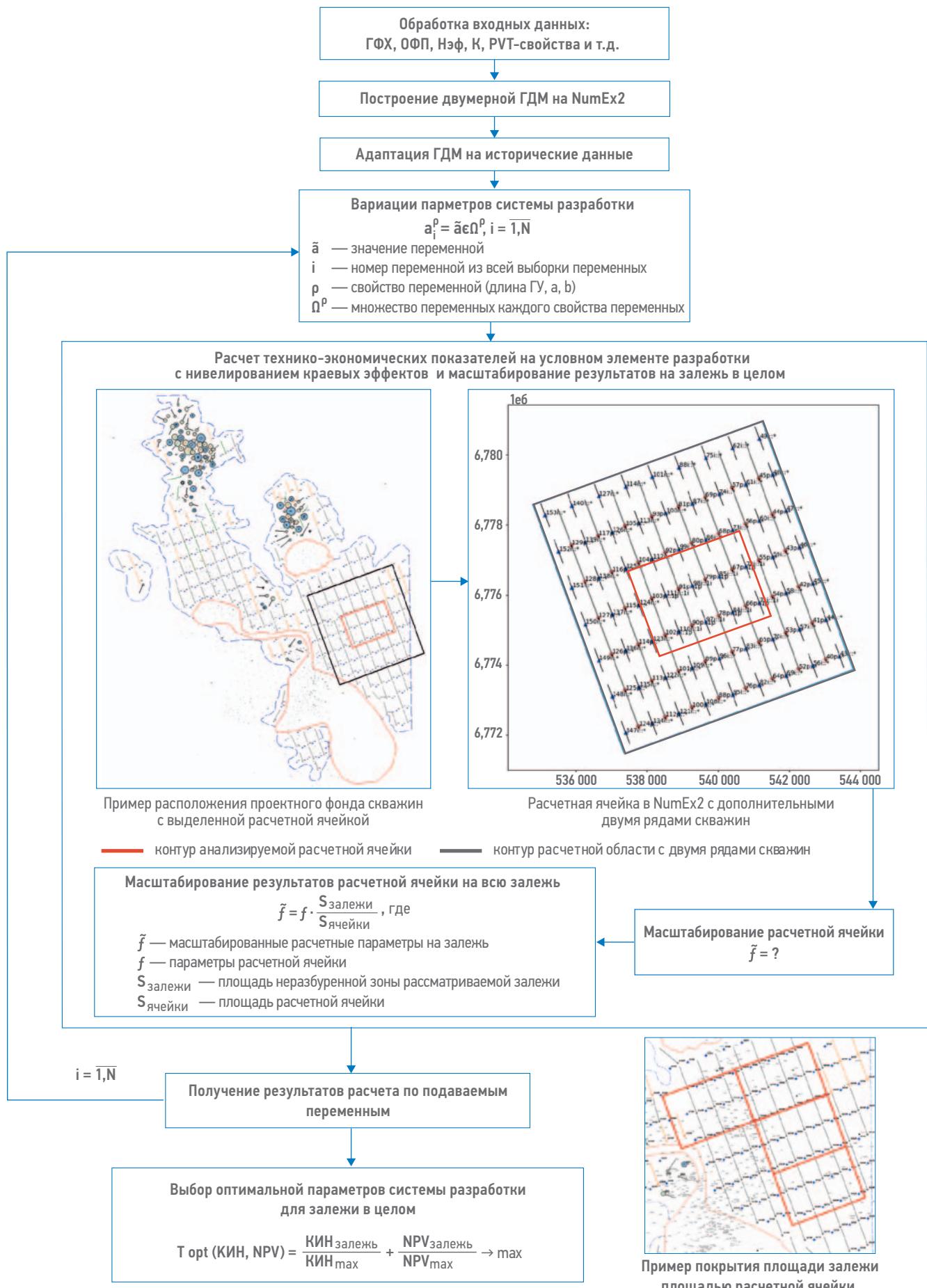


Рис. 1. Блок-схема процесса выбора оптимальных параметров системы разработки. Составлено авторами
Fig. 1. The flowchart for choosing the optimal parameters of the development system. Compiled by the authors

но нецелесообразно ввиду увеличения вычислительных затрат.

В работе рассмотрена наиболее гибкая к трансформациям в ходе изменения стратегии разработки система разработки с горизонтальным типом заканчивания с МГРП однорядная система разработки или смещенная пятиточечная система разработки с соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин 1:1. Подобраны оптимальные схемы расположения скважин и длины горизонтальных участков скважин в условиях геологической неопределенности в виде параметров проницаемости и эффективной мощности коллектора в неразбуренной зоне. Под схемой расположения скважин понимаются такие технологические параметры, как ПСС и коэффициент деформации сетки скважин (K_d), под деформированием системы разработки понимается преобразование растяжения-сжатия сетки скважин.

Всего в работе рассчитано 4000 различных вариантов с перебором следующих параметров: длина горизонтального участка (длина ГУ); расстояние между точками Т1 в ряду добывающих скважин (а), расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин (в), расстояние между добывающими скважинами в ряду добывающих скважин ($c = a - \text{длина ГУ}$), проницаемость (K), эффективная мощность коллектора ($H_{\text{эфф}}$).

Диапазоны изменения перечисленных параметров следующие: длина ГУ = {600; 800; 1000; 1200; 1500} м; а = 700–1500 м с шагом 100 м;

$v = 200$ –500 м с шагом 100 м; $H_{\text{эфф}} = 3$ –12 м с шагом 3 м; $K = 0,5$ –5 мД с шагом 0,5 мД.

Плотность сетки скважин и коэффициент деформации сетки скважин являются пересчетными значениями параметров a и v .

Средствами языка программирования Python построена корреляционная матрица параметров (рис. 2), показывающая коэффициенты корреляции между различными параметрами. Применение методов машинного обучения целесообразно для поиска закономерностей и отношения между параметрами при работе с большим объемом данных.

Область изменения значений коэффициентов корреляции от -1 до 1, где -1 — это идеальная линейная отрицательная (обратная или нисходящая) корреляция (увеличение одного зависимого параметра ведет к уменьшению другого), 1 — это идеальная линейная положительная (восходящая) корреляция (увеличение одного зависимого параметра ведет к увеличению другого), 0 — нет линейной зависимости.

Для анализа выделены особо интересующие параметры, характеризующие геологию (проницаемость, эффективная мощность коллектора) и разработку (схема расположения скважин, длина горизонтального участка скважин), влияющие на технико-экономические показатели (NPV, КИН).

Анализ чувствительности показывает, что на NPV (показатель экономической эффективности) в большей степени влияют: эффективная мощность коллектора — 53%,

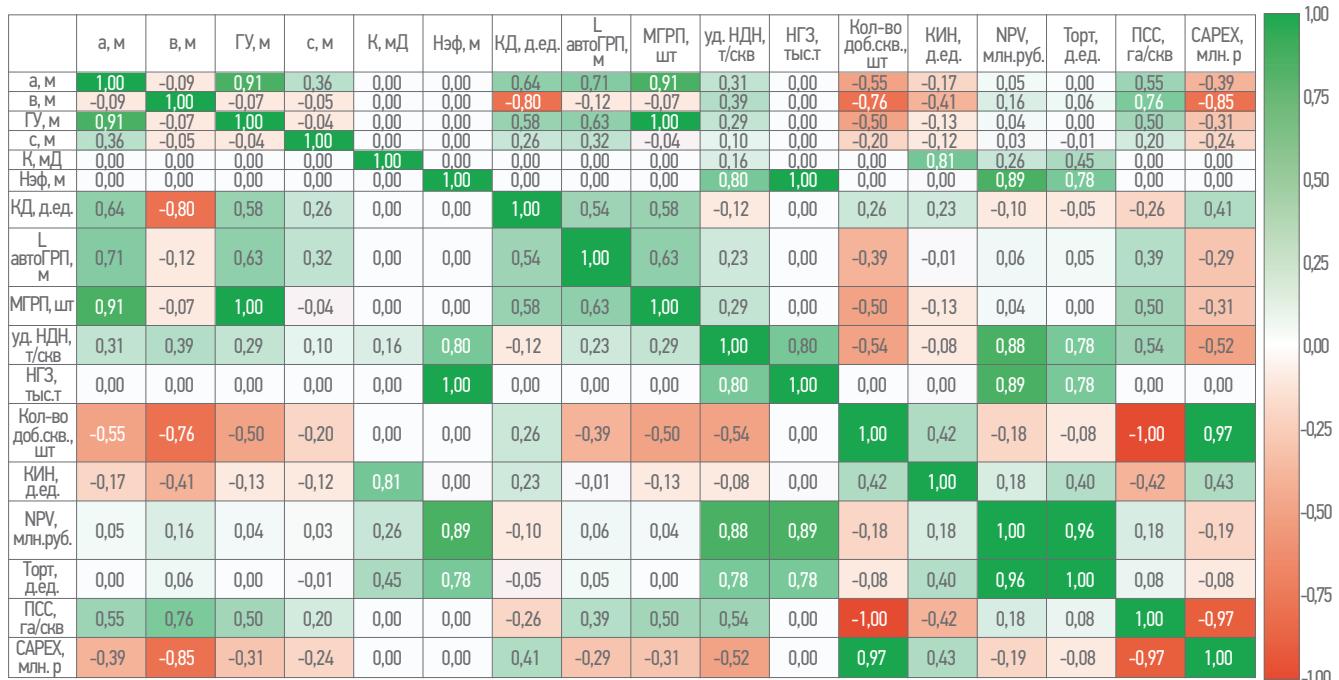


Рис. 2. Взаимовлияние входных и расчетных показателей. Составлено авторами
Fig. 2. Interconnection of input and output indicators. Compiled by the authors

проницаемость — 25%, плотность сетки скважин — 17%, длина горизонтального участка скважины — 4%, полулучина трещины авто-ГРП на нагнетательной скважине (зависит от приемистости на объекте и геологических особенностей) — 1%.

На КИН (показатель добычи) в большей степени влияют: проницаемость — 59%, расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин — 25%, длина горизонтального участка скважины — 10%, расстояние между точками Т1 и Т3 в ряду добывающих скважин — 5%, полулучина трещины авто-ГРП на нагнетательной скважине (или приемистость) — 0,85%, эффективная мощность коллектора — 0,15%.

Стоит отметить, что эффективная мощность коллектора незначительно влияет на КИН, связано это с прямой зависимостью накопленной добычи нефти и геологических запасов нефти с эффективной мощностью коллектора.

Средствами Python обработан весь пул рассчитанных на многовариантной модели данных. Следующий этап заключается в максимизации критерия оптимальности,

позволяющего сузить выборку рассчитанных вариантов до выборки оптимальных вариантов. Таким образом, по тройке значений проницаемости, эффективной мощности и длине ГУ построена трехмерная матрица оптимальных результатов, в узлах которой расположены оптимальные ПСС (рис. 3). Данная матрица необходима для дальнейшего выбора оптимального решения в условиях рассмотренного диапазона К и Нэф.

Техническая реализация проекта бурения зачастую заставляет выбирать менее эффективные варианты относительно полученных в теории в пользу физически реализуемых с учетом особенностей наземной инфраструктуры, макроэкономических параметров и иных факторов. Принимая во внимание изменчивость возможных факторов на объектах, построена трехмерная матрица результатов, позволяющая выбирать оптимальные ПСС для всех рассмотренных длин ГУ.

Также построена теоретическая плоскость оптимальных ПСС для каждой рассмотренной длины горизонтального участка скважины (рис. 4). По результатам ее анализа принимается решение о выборе оптимальных

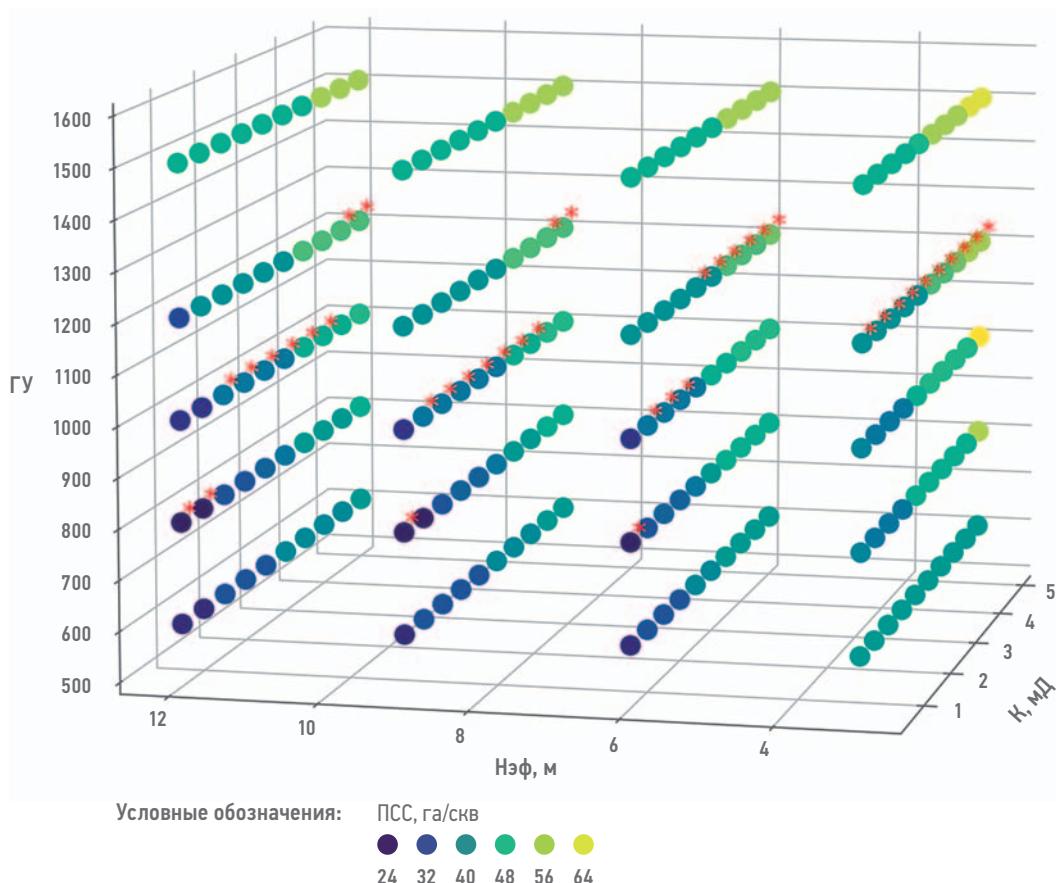


Рис. 3. Матрица результатов оптимальной ПСС для каждой длины горизонтального участка скважины: 600 м, 800 м, 1000 м, 1200 м, 1500 м (* — оптимальные ПСС и длины ГУ из всей выборки). Составлено авторами
Fig. 3. The results matrix of the optimal well grid density for each length of the horizontal section of the well: 600 m, 800 m, 1000 m, 1200 m, 1500 m (* — optimal well grid density and horizontal section lengths from the entire sample).

Compiled by the authors

ПСС и длине ГУ для конкретных значений проницаемости и эффективной мощности коллектора на целевом участке месторождения без возможных ограничений по бурению ГС [4].

В рамках рассмотренных пар значений проницаемости и эффективной мощности коллектора не нашлось оптимальных вариантов с длины горизонтальных участков скважин равными 600 м и 1500 м по принятому критерию оптимальности параметров системы разработки.

По плоскости оптимальных параметров системы разработки наблюдаются следующие тенденции.

1. Чем меньше эффективная мощность коллектора при фиксированной проницаемости, тем выгоднее увеличивать длину горизонтального участка скважины и разуплотнять проектную сетку скважин.
2. Чем меньше проницаемость коллектора при фиксированной эффективной мощности, тем выгоднее уплотнять проектную сетку скважин.

Практическая значимость плоскостей оптимальных параметров системы разработки заключается в возможности формирования гибридной проектной сетки скважин в зонах кластеризации по значениям параметров

проницаемости и эффективной мощности коллектора и корректировки проектных решений выбора оптимальных параметров системы разработки в рамках геологической неопределенности в короткие сроки.

В качестве примера для обоснования оптимальности использования гибридной сетки для анализа взят один из объектов Западной Сибири. Ввиду значительной изменчивости мощности коллектора проведена кластеризация по ключевому влияющему на NPV параметру Нэф. В результате кластеризации выделены три зоны с выдержанной Нэф и К. Выделение именно трех зон связано напрямую с тремя областями на плоскости оптимальных результатов (рис. 4). Для каждой зоны при помощи построенной плоскости определения оптимальных параметров (рис. 4) подобраны длины горизонтальных участков и ПСС, рассчитаны NPV. Стоит отметить, что на рисунке 5 проиллюстрирован пример кластеризации по одному наиболее влияющему параметру Нэф, но кластеризация может быть проведена и по группе параметров в зависимости от геологических особенностей и распределения значений параметров на рассматриваемом объекте.

Показан положительный рост NPV при формировании гибридной сетки скважин

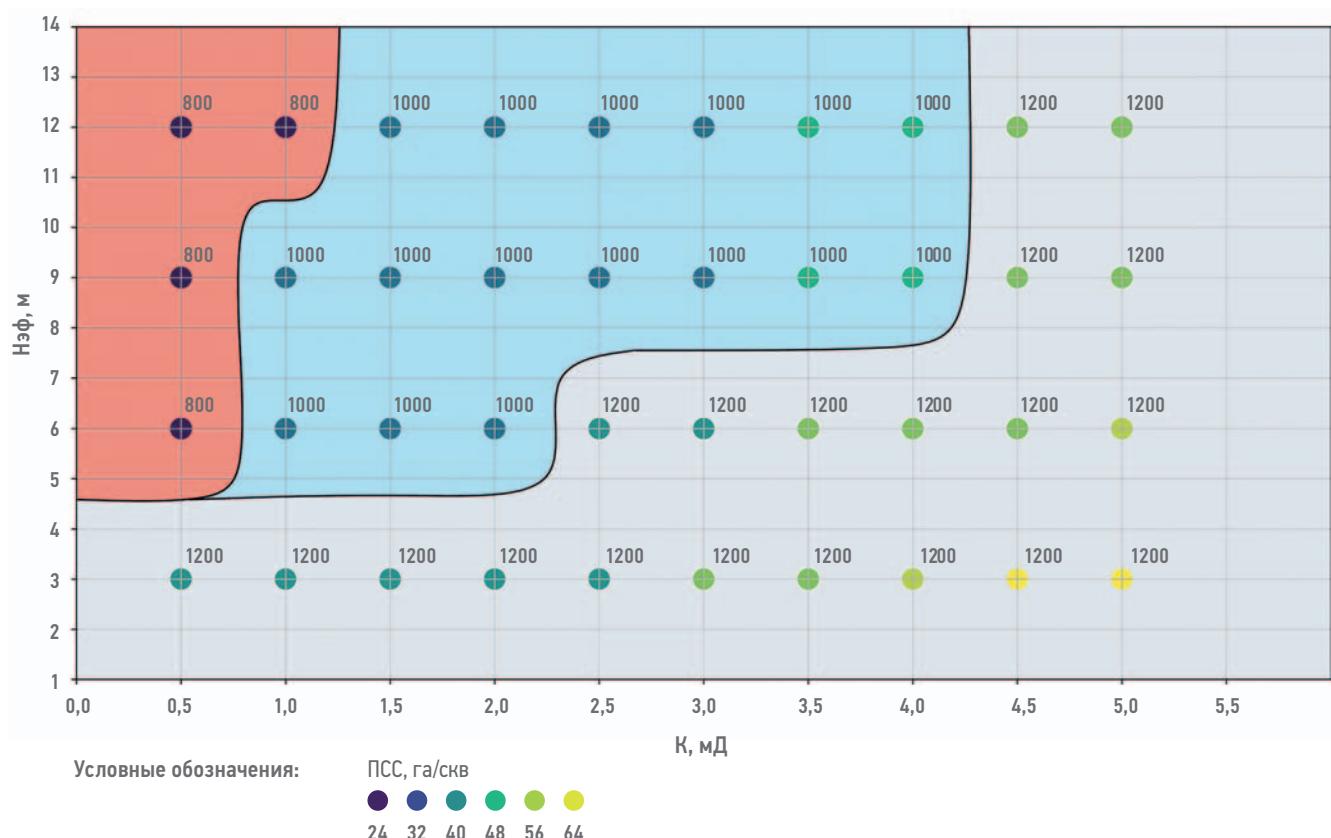


Рис. 4. Плоскость оптимальных ПСС и длин ГУ (в кругах указаны значения длин ГУ в метрах). Составлено авторами
Fig. 4. Plane of optimal well grid density and horizontal section lengths (values of horizontal section lengths in meters are indicated next to the markers. Compiled by the authors

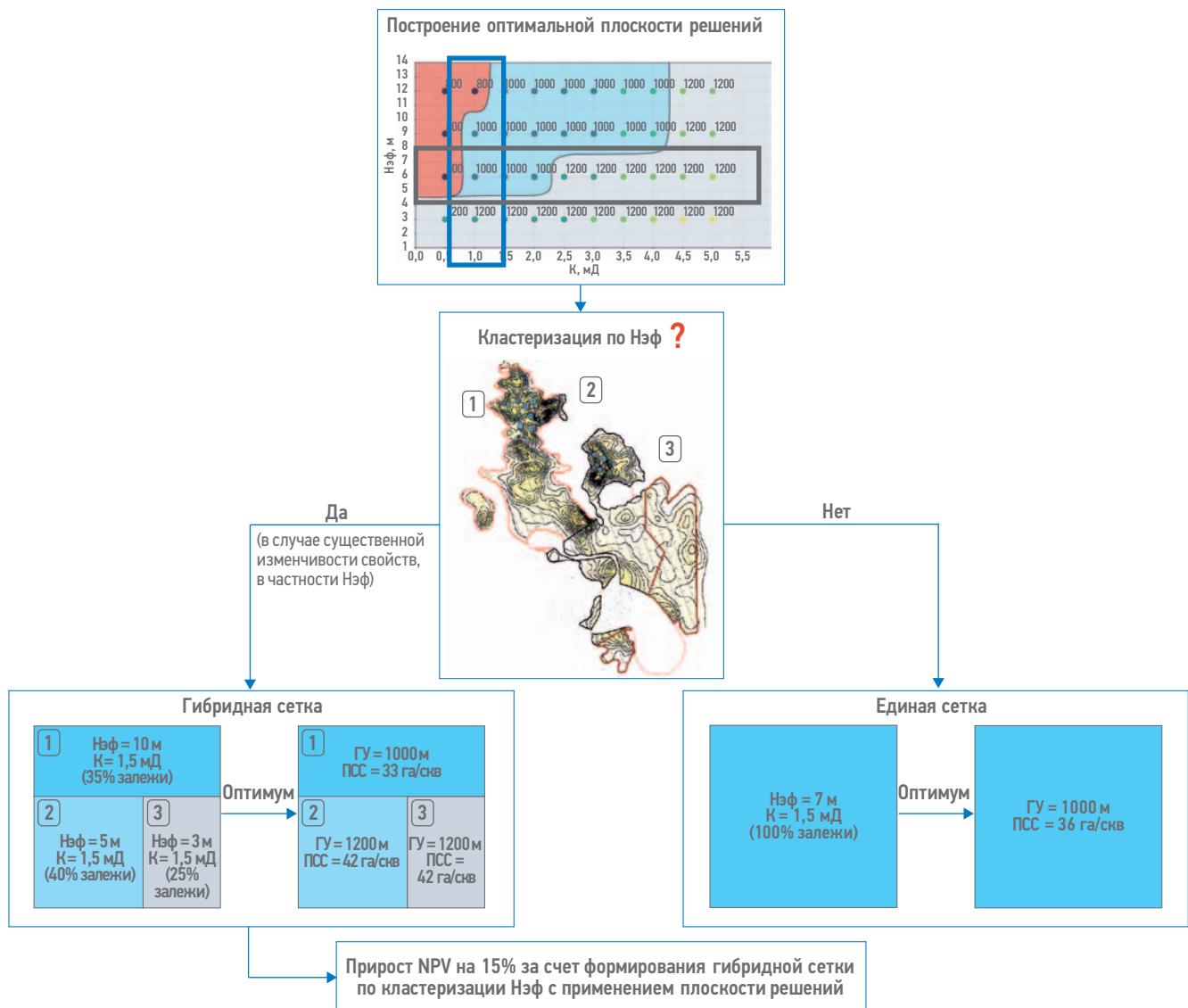


Рис. 5. Пример схемы формирования гибридной сетки скважин. Составлено авторами
Fig. 5. Example of a scheme for the formation of a hybrid grid of wells. Compiled by the authors

в планируемой проектной зоне по сравнению с проектированием единой сетки скважин на рассматриваемой крупной залежи с меняющейся эффективной мощностью коллектора. Таким образом, в случае изменчивости эффективной мощности и проницаемости на больших площадях простирания залежи эффективнее проектировать гибридную сетку скважин по зонам кластеризации, выделенным на плоскости оптимальных параметров (рис. 4).

На текущий момент проводятся работы по обучению модели на основе набора данных, позволяющей прогнозировать оптимальные параметры системы разработки по исходным параметрам вне области имеющихся наборов данных, что позволит прогнозировать оптимальные параметры системы разработки для месторождений-аналогов по PVT.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Предложен алгоритм выбора оптимальных параметров системы разработки на крупных месторождениях с использованием гидродинамического симулятора NumEx2, позволяющая проводить качественную экспресс-оценку оптимальных параметров системы разработки с последующими детальными расчетами технологических показателей на трехмерной ГДМ.
- Расширение области применения текущего подхода заключается в многовариантном моделировании на условном элементе разработки, представляющем собой куст месторождения, окруженного двумя рядами дополнительных скважин для учета краевых эффектов. Планируемый куст адаптируется на фактические эталонные скважины для проведения корректного

прогноза показателей добычи и экономики. Достаточность использования двух рядов скважин окружения центрального расчетного элемента получена экспериментальными расчетами и сравнительным анализом результатов с расчетом погрешностей технико-экономических показателей не более 5%.

3. Предложен к использованию критерий по выявлению оптимального варианта в виде двухфакторной аддитивной функции КИН и NPV.
4. Проведен анализ влияния изменения геологических и технологических параметров на основные технико-экономические

показатели разработки в виде КИН, NPV с использованием методов машинного обучения. Выявлено, что основным влияющим параметром на КИН является проницаемость (59%), а на NPV — эффективная мощность коллектора (53%).

5. Построена трехмерная матрица результатов выбора оптимальной длины горизонтального участка и плотности сетки скважин по значениям проницаемости и эффективной мощности коллектора.
6. Показан эффект от формирования гибридной сетки скважин по кластеризации объекта по эффективной мощности коллектора. Прирост NPV составил 15%.

Список литературы

1. Muskat M. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. — 628 с.
2. Каневская РД. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа. — М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. — 212 с.
3. Уилхайт Г. Пол. Заводнение пластов (Приложение 3). М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. — 788 с.
4. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В.А. Байков, Р.М. Жданов, Т.И. Муллагалиев, Т.С. Усманов // Нефтегазовое дело. — 2011. — № 1. — С. 84–98.

References

1. Muskat M. *The flow of homogeneous fluids through porous media*. McGrawHill, New York, 1937.
2. Kanevskaya R.D., Matemeticheskoe modelirovaniye razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza s primeneniem hidravlicheskogo razryva plasta (*Mathematical modeling of the development of oil and gas using hydraulic fracturing*). Moscow: NedraBiznessentr Publ., 1999, 212 p. (In Russ.).
3. Willhite G.P. *Waterflooding*, SPE Textbook Series, 1986.
4. Baykov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Selecting the optimal system design for the fields with low-permeability reservoirs, *Neftegazovoe delo*, 2011, no. 1, pp. 84–97 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.А. Спирина — разработала алгоритм экспресс-оценки выбора оптимальных параметров системы разработки для крупных месторождений, создала гидродинамическую модель на NumEx2, провела многовариантное моделирование, предложила к использованию двухфакторный аддитивный критерий оптимальности, разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи.

И.В. Давыдов — обработал полученные результаты по многовариантному моделированию посредством языка программирования Python. С использованием методов машинного обучения провел анализ чувствительности входных и выходных параметров. Предложил использовать на крупных месторождениях гибридную сетку посредством кластеризации наиболее чувствительного параметра.

Д.Н. Сазонов — активно участвовал в обсуждениях создания концепции работы, принял участие в организации и координации работ по выбору оптимальных параметров систем разработки, корректировал и подготавливал текст статьи.

Elizaveta A. Spirina — developed an algorithm for express assessment to choose optimal parameters for a development system for large fields, created a hydrodynamic model using "NumEx2", conducted multivariate modeling, proposed to use a two-factor additive optimality criterion, developed the concept of the article, prepared the text of the article.

Ilia V. Davyдов — processed the obtained results of multivariate modeling using the "Python" programming language, performed sensitivity analysis of input and output parameters using machine learning methods, proposed to use a hybrid grid in large fields by clustering the most sensitive parameter.

Dmitrii N. Sazonov — actively participated in the discussions how to create the concept of the research, took part in the organization and coordination of the research about choosing optimal parameters for development systems, corrected and prepared the text of the article.

Р.М. Таранин — участвовал в обсуждениях со-
здания концепции работы, запускал на расчет мо-
дели на гидродинамическом симуляторе NumEx2,
опробовал методику на ряде других объектов.

Р.Х. Камалетдинов — принял активное участие
в организации и координации работ по выбо-
ру оптимальных параметров систем разработки,
окончательно утвердил публикуемую версию
статьи.

Ruslan M. Taranin — participated in the discus-
sions how to create the concept of the research,
launched the calculation of the model on the
"NumEx2" hydrodynamic simulator, tested the tech-
nique on a number of other objects.

Rinat H. Kamaletdinov — actively participated in
the organization and coordination of the research
about choosing optimal parameters for development
systems, finally approved the published version of the
article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Елизавета Александровна Спирина* — веду-
щий специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Spirina.EAle@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57510711800.

Илья Вячеславович Давыдов — главный спе-
циалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Davydov.IVya@gazpromneft-ntc.ru

Дмитрий Николаевич Сazonов — руководи-
тель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Sazonov.DN@gazpromneft-ntc.ru

Руслан Михайлович Таранин — руководитель
направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Taranin.RM@gazpromneft-ntc.ru

Ринат Халидарович Камалетдинов —
руководитель по разработке продукта,
ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер. Д.
e-mail: Kamaletdinov.RKh@gazpromneft-ntc.ru

Elizaveta A. Spirina* — Leading specialist,
Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Spirina.EAle@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57510711800.

Ilia V. Davyдов — Chief specialist, Gazpromneft STC
LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Davydov.IVya@gazpromneft-ntc.ru

Dmitrii N. Sazonov — Head of Development,
Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Sazonov.DN@gazpromneft-ntc.ru

Ruslan M. Taranin — Head of Development,
Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Taranin.RM@gazpromneft-ntc.ru

Rinat H. Kamaletdinov — Head of Product
Development, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kamaletdinov.RKh@gazpromneft-ntc.ru.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

Программа конференции:

- Пленарная сессия
- 25 технических сессий
- 5 круглых столов
- 2 часа с экспертом
- Специальная сессия

Регистрация открыта!

РОССИЙСКАЯ
ОТРАСЛЕВАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
(РОЭК)

3–5 октября 2023
ЦМТ, Москва



ООО «Геомодель-Развитие»

на правах рекламы

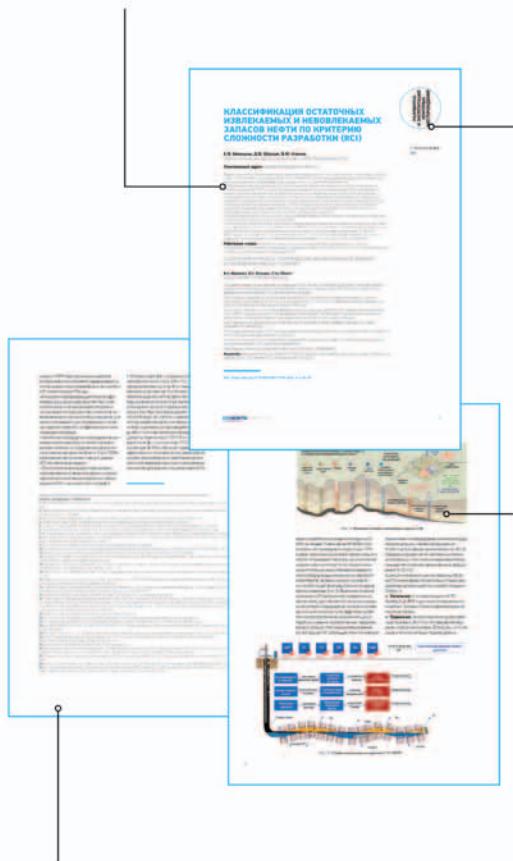
ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

ОБЪЕМ СТАТЬИ не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не 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 подрисовочной 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.

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Стихия северных морей проверяет первопроходцев на прочность, но мы успешно справляемся! Новейшие техника и технологии помогают мне проводить танкер сквозь льды арктических морей к северным портам Европы круглый год.



Реклама

ГАЗПРОМ
НЕФТЬ

СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU