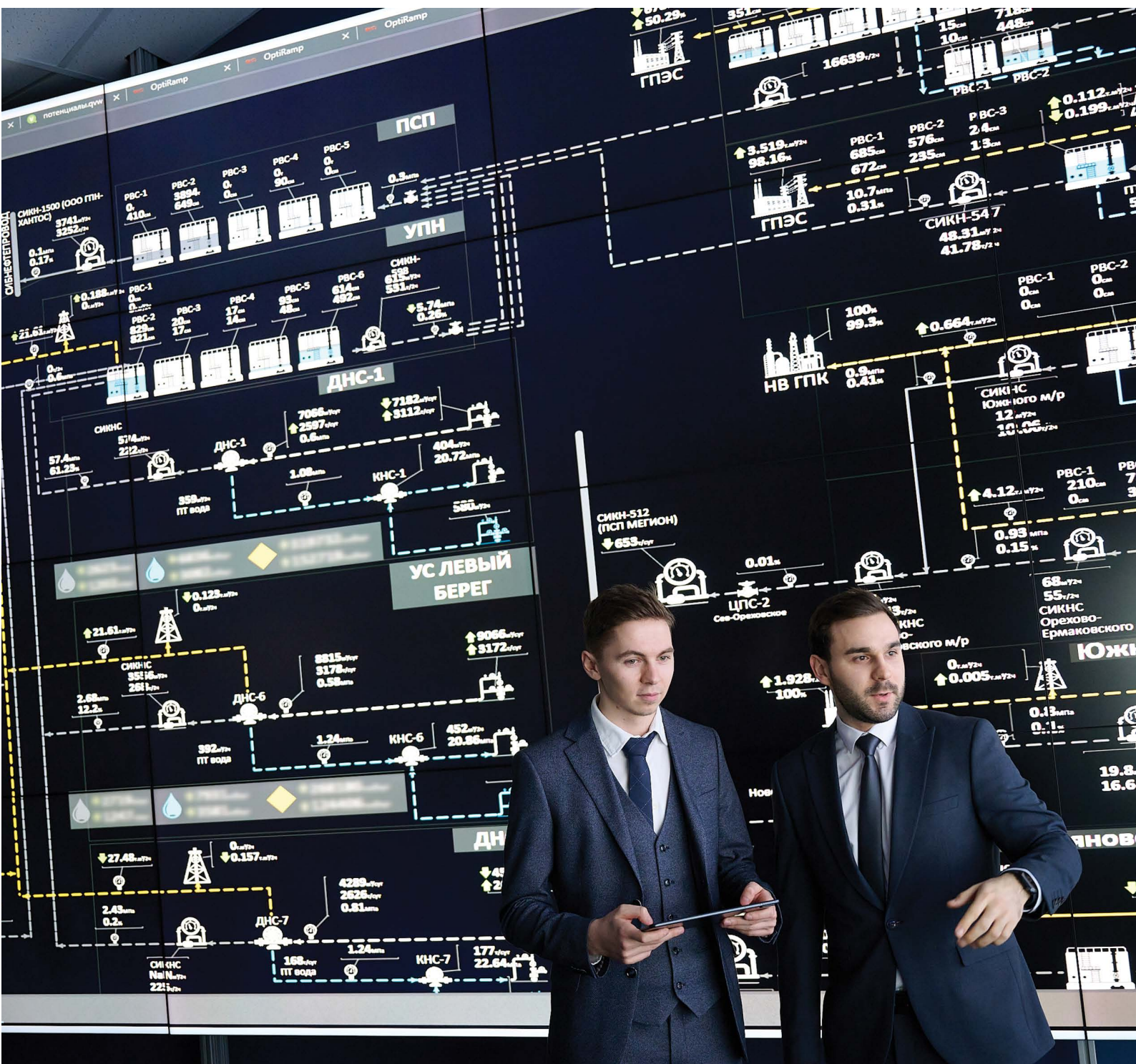


Эффективная сейсморазведка
в отсутствие скважинных данных
27 стр.

Выполнение ГРП на двух интервалах
пласта за одну операцию
84 стр.

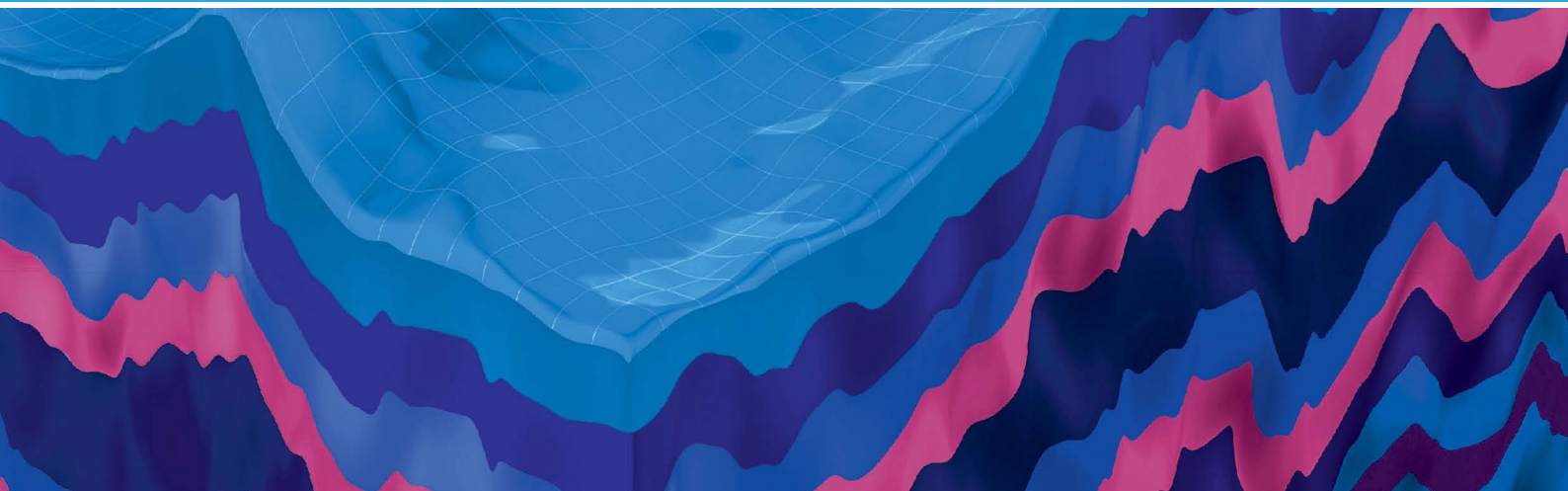
Трудноизвлекаемые запасы нефти
в структуре запасов углеводородов
108 стр.





Геомодель 2024

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



на правах рекламы

Темы научных сессий

1. Нефтегазовая и рудная геология
2. Региональные сессии
3. Сейсморазведочные исследования
4. Несейсмические и дистанционные методы поисков: гравиразведка, магниторазведка, электроразведка, геохимия и др.
5. Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных
6. Методы промысловой геофизики и петрофизики, рок-физика, геомеханика
7. Практика количественного анализа геолого-геофизической информации
8. Разработка месторождений
9. Алгоритмы и современные математические методы в геонауках
10. Вызовы XXI века
11. Гибридизация физических моделей и машинного обучения в задачах нефтегазовой отрасли

9-12 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. / ГЕЛЕНДЖИК, РОССИЯ

www.geomodel.ru

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

О ЖУРНАЛЕ

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

Аудитория издания – сотрудники нефтегазовых и нефтесервисных компаний, представители научного сообщества, технологические и академические центры.

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Яковлев В.В., председатель редакционной коллегии, советник председателя правления «Газпром нефти»

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Постникова О.В., д.геол.-мин.н., профессор
Сарваров А.Р., к.т.н., генеральный директор ООО «Газпромнефть-Развитие»

Тугарова М.А., д.геол.-мин.н., ведущий сотрудник НОЦ «Газпромнефть — НГУ»

Федоров К.М., д.физ.-мат.н., профессор, директор физико-технического института, Тюменский государственный университет

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

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

РЕДАКЦИЯ

Керимова Э.Р., выпускающий редактор, ученый секретарь

Слушев Д.Е., руководитель направления

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

ИНДЕКСАЦИЯ

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

PRONEFT.
PROFESSIONALLY ABOUT OIL

ABOUT THE JOURNAL

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

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

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

EDITORIAL BOARD

Vadim V. Yakovlev, Chairman of the Editorial Board, Advisor to the Chairman of the Board, Gasprom Neft

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

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

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

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

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

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

Alexey A. Vashkevich, Deputy Head of the Department of Technological Development of Exploration and Production, Gasprom Neft

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

Sergey A. Doctor, Head of Production Department, 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.), CEO of Gazpromneft-Development

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

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

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

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

EDITORIAL OFFICE

Elvira R. Kerimova, Executive Editor, Scientific Secretary

Dmitrii E. Slushev, Project manager

CONTENT DISTRIBUTION TERMS

The content is distributed under the Creative Commons Attribution 4.0 License

INDEXING

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

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

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ / GEOLOGY AND EXPLORATIONS

6

Изолированные карбонатные платформы — характерные аккумуляционные формы франского этапа геологической истории юго-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции)

А.П. Вилесов

Isolated carbonate platforms — characteristic carbonate bodies of the Frasnian age on the southeast Volga-Ural hydrocarbon province

Aleksandr P. Vilesov

20

Петрофациальное моделирование отложений эстуариевого типа на примере одного из месторождений черкашинской свиты Западной Сибири

О.С. Генераленко, Е.О. Беляков

Petrofacial modeling of estuarine type deposits on the example of one of the deposits of the Cherkashinskaya formation of Western Siberia

Olga S. Generalenko, Evgeniy O. Belyakov

27

Подход к вероятностной оценке ресурсного потенциала ачимовской толщи в условиях низкой изученности

А.Д. Мусихин, Д.И. Мингазова, Р.П. Байков, Е.М. Викторова, П.Ю. Киселев, К.С. Тельнова

New way to estimate of Achimov formation resource potential at a low level of study

Artem D. Musikhin, Dilyara I. Mingazova, Ruslan P. Baykov, Evgeniia M. Viktorova, Pavel Y. Kiselev, Kseniia S. Telnova

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

34

Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 2: универсальный классификатор геолого-технических задач отбора проб пластовых флюидов

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

Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 2: Universal classifier of geological and technical tasks of reservoir fluid sampling

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

50

Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 2: испытание методов минимального влияния на структуру потока внутри НКТ

А.А. Лобанов, А.В. Южанинов, В.А. Коваленко, И.А. Тихомиров, М.А. Аксенов, М.А. Звонков, В.Л. Каспирович,

Т.С. Ющенко, И.И. Газизуллин, А.А. Охотникова, А.В. Волков, Д.Ю. Колупаев

Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 2: Testing of methods of minimal influence on the flow structure inside the tubing

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

58

Подбор оптимальных параметров системы разработки талахского горизонта с учетом его геологических особенностей на месторождениях Восточной Сибири

Д.А. Самоловов, И.А. Максименко, Е.А. Горенкова, А.А. Гомонов, М.В. Тряпышко

Selection of optimal parameters of Talakh horizon development taking into account its geological features in the fields of Eastern Siberia

Dmitriy A. Samolovov, Irina A. Maksimenko, Anton A. Gomonov, Ekaterina A. Gorenkova, Mikhail V. Tryapysko

Аномальный рост давления во время записи КВД на обводненных скважинах с горизонтальным окончанием приразломного месторождения: польза или вред?

В.В. Караченцев, А.Е. Симаков

Abnormal pressure rise during the build-up on flooded horizontal wells of prirazlomnoye oilfield: benefit or harm?

Vitaliy V. Karachentsev, Aleksandr E. Simakov

О солюбилизационном эффекте как ключевом факторе при кустовом сбросе попутно добываемой воды

А.Н. Колеватов, К.С. Фот, Н.А. Барышев

On the solubilization effect as a key factor in the cluster discharge of associated produced water

Alexey N. Kolevatov, Kirill S. Fot, Nikita A. Baryshev

Применение технологии ГПП с кислотным ГРП на карбонатных объектах с заканчиванием горизонтальным необсаженным стволом

М.Н. Пичугин, А.В. Чураков, И.Г. Файзуллин, М.А. Виноходов, М.А. Морозов, Ю.Н. Дотков

Implementation of hydrojet perforation technology with acid fracturing on carbonate formations with horizontal non-cemented completion

Maksim N. Pichugin, Artem V. Churakov, Ildar G. Fayzullin, Mikhail A. Vinokhodov, Maksim A. Morozov, Yuri N. Dotkov

Квазистационарная модель развития трещины гидроразрыва пласта при переводе скважины после обработки в нагнетательный фонд

К.М. Федоров, А.А. Изотов, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв, И.С. Соколов

Quasi-stationary model of fracture development during the change the well mode to the injection after production

Konstantin M. Fedorov, Aleksey A. Izotov, Aleksandr Ya. Gilmanov, Aleksandr P. Shevelev, Ilya S. Sokolov

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО / ECONOMY. MANAGEMENT. LAW

Факторный анализ в экономическом модуле интегрированной модели актива

К.А. Печко, В.А. Гаврилов, А.А. Афанасьев, М.В. Симонов

Factor analysis in the economic module of integrated asset modeling

Konstantin A. Pechko, Vitaly A. Gavrilov, Aleksandr A. Afanasev, Maksim V. Simonov

Анализ качества запасов

И.В. Смолякова, А.А. Косов, С.С. Дроздов, Г.С. Гарифуллина

Quality analysis of reserves

Inna V. Smolyakova, Alexey A. Kosov, Sergey S. Drozdov, Galina S. Garifullina

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

ИСТОРИЯ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА:
Издается с 2016 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ:
4 раза в год

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

ISSN PRINT:
2587-7399

ISSN ONLINE:
2588-0055

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

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

ТИРАЖ:
100 экз.

ДАТЫ:
Сдано в набор 08.04.2024.
Подписано в печать 28.06.2024.
Дата выхода в свет 12.07.2024.

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

КОПИРАЙТ:
© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти», 2024
© Группа компаний «Газпром нефть», 2024
© Научное редактирование статей и верстка
ООО «НЭИКОН ИСП», 2024
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

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

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:
свободная цена

116

Результаты опытно-промышленных работ модуля для потокового определения элементного состава шлама методом рентгенофлуоресцентного анализа

М.М. Хасанов, М.А. Черевко, А.Ю. Губарев, С.В. Лахтионов, И.С. Чумаков,
Д.М. Чукин, Е.Н. Ишметьев

Results of experimental and industrial work of the module for stream determination
of the chemical composition of cuttings by x-ray fluorescence analysis

**Mars M. Khasanov, Mikhail A. Cherevko, Alexey Y. Gubarev, Sergey V. Lakhtionov,
Ivan S. Chumakov, Dmitry M. Chukin, Evgeny N. Ishmetyev**

130

Оценка возможности замены стальных элементов обустройства на элементы обустройства из ПКМ для производственных процессов на объектах нефтедобычи

А.С. Ровбо, С.Б. Ермаков, И.Д. Карпов, Е.Г. Койнов, Р.А. Панов,
Н.О. Шапошников

Assessment of the feasibility of replacing steel components in the infrastructure
with components made of polymer composite materials for industrial processes
at oil production facilities

**Anna S. Rovbo, Sergei B. Ermakov, Ivan D. Karpov, Evgenii G. Koinov,
Roman A. Panov, Nikita O. Shaposhnikov**



© А.П. Вилесов, 2024



УДК 553.982 (470.4/.5):552.54 551.734.5
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-6-19>

ИЗОЛИРОВАННЫЕ КАРБОНАТНЫЕ ПЛАТФОРМЫ — ХАРАКТЕРНЫЕ АККУМУЛЯЦИОННЫЕ ФОРМЫ ФРАНСКОГО ЭТАПА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ ЮГО-ВОСТОКА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ)

А.П. Вилесов

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Франский этап геологической истории юго-восточной части Волго-Уральского перикратонного бассейна характеризуется такими специфичными особенностями, как широкое развитие кораллово-строматопоровых одиночных рифов и формирование терригенно-глинистых отложений колганской толщи. Еще одной особенностью франского этапа является развитие изолированных карбонатных платформ различного размера, разделенных депрессионными межплатформенными прогибами. До настоящего времени об изолированных карбонатных платформах франского яруса известно довольно немного. Их развитие практически не отражено на региональных палеогеографических картах.

Целью настоящей работы является представление новейших результатов о развитии франских изолированных карбонатных платформ на юго-востоке Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Материалы и методы. Исходными материалами для работы послужили результаты интерпретации данных сейсморазведки 3D и изучения керна глубоких поисково-разведочных скважин. В интервале франского яруса по керну выполнены седиментологические исследования с диагностикой разных фациальных комплексов и фаций.

Результаты. К северу и северо-западу от Соль-Илецкого свода выделена группа средне-позднефранских изолированных карбонатных платформ. Для платформ этого возраста характерны крутые склоны с грубообломочными карбонатными отложениями, что объясняется доминированием в карнасных известняках таких рифостроителей, как строматопороидеи и кораллы.

Заключение. На средне-позднефранском этапе в южной части Волго-Уральского палеобассейна изолированные карбонатные платформы были распространенными формами крупных карбонатных тел. Их последующая аккреция привела к формированию протяженных окаймленных карбонатных платформ. Изолированные платформы являются сложными карбонатными резервуарами с трещинно-наверновыми коллекторами. С опорой на данные сейсморазведки 3D возможна значительная детализация строения франского карбонатного комплекса, что позволит скорректировать направления геолого-разведочных работ в регионе с целью поиска пропущенных нефтяных залежей как в карбонатных резервуарах самих изолированных платформ, так и в терригенных пластах колганской толщи.

Ключевые слова: верхний девон, фран, изолированные карбонатные платформы, породы-коллекторы

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Вилесов А.П. Изолированные карбонатные платформы — характерные аккумуляционные формы франского этапа геологической истории юго-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):6–19. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-6-19>

Статья поступила в редакцию 07.12.2023

Принята к публикации 19.02.2024

Опубликована 28.06.2024

ISOLATED CARBONATE PLATFORMS — CHARACTERISTIC CARBONATE BODIES OF THE FRASNIAN AGE ON THE SOUTHEAST VOLGA-URAL HYDROCARBON PROVINCE

Aleksandr P. Vilesov

Gazprom-neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. Within the southeastern part of the Volga-Ural pericratonic basin, the Frasnian stage of the geological history is characterized by such specific features as the wide development of isolated coral-stromatoporoid reefs and the formation of siliciclastic sediments of the Kolganian Formation. The development of isolated carbonate platforms of various sizes, separated by inter-platform depressions, is another feature of the Frasnian Stage. Until now, quite a little is known about isolated Frasnian carbonate platforms in this region. Their development is practically not reflected on regional paleogeographic maps.

Aim. The presentation of the latest results on the studying of Frasnian isolated carbonate platforms in the southeast of the Volga-Ural oil and gas province is the purpose of this publication.

Materials and methods. The results of interpretation of 3D seismic data and core study of deep exploration wells served as source materials for the work. Sedimentological studies with facies diagnostics were performed on the core of deep wells in the interval of the Frasnian Stage.

Results. A group of Middle-Late Frasnian isolated carbonate platforms is identified to the north and northwest of the Sol-Iletsk Arch. These platforms are characterized by steep slopes with coarse clastic carbonate deposits, which is explained by the dominance of reef builders such as stromatoporoids and corals in frame limestones.

Conclusions. In the southern part of the Volga-Ural Paleobasin, isolated carbonate platforms were common forms of large carbonate bodies in the Middle and Late Frasnian of the Late Devonian. Subsequent accretion of isolated carbonate platforms resulted in the formation of long, rimmed carbonate platforms. Isolated platforms are complex carbonate reservoirs with a variety of void forms. The use of 3D seismic data can provide excellent detail of the structure of the Frasnian carbonate complex. This will allow us to adjust the directions of geological exploration in the region in order to search for missed hydrocarbon accumulations both in the carbonate reservoirs of the isolated platforms themselves and in siliciclastic deposits of the Kolganian Formation.

Keywords: Devonian, Frasnian, isolated carbonate platform, reefs, carbonate reservoir

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

For citation: Vilesov A.P. Isolated carbonate platforms — characteristic carbonate bodies of the Frasnian age on the southeast Volga-Ural hydrocarbon province. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):6–19. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-6-19>

Manuscript received 07.12.2023

Accepted 19.02.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (НГП) считается хорошо изученным регионом с позиций накопленных знаний о её геологическом строении и истории. В то же время, современными методами исследований, и в первую очередь сейсморазведкой 3D, территория Волго-Уральского палеобассейна охвачена лишь частично и, в первую очередь, в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью или потенциально высокоперспективных районах. Как показывает практика, результаты сейсморазведочных работ 2D, которые проводились с целью геологоразведки (ГРП) на Волго-Урале на протяжении второй половины XX века, значительно уступают возможностям сейсморазведки 3D. Одним из основных продуктивных нефтегазоносных комплексов (НГК) Волго-Урала является франско-турнейская толща, преимущественно карбонатная по составу. Она имеет значительные мощности и играет важнейшую структурообразующую роль. На период франского, фаменского и турнейского веков приходится специфичный этап геологической истории Волго-Уральского палеобассейна — развитие разветвленной системы внутришельфовых впадин с конденсированной седиментацией и продолжительными периодами придонной аноксии, разделяющих окаймленные карбонатные платформы с мелководным режимом седиментации. Система внутришельфовых впадин (Камско-Кинельская система), сформировавшаяся уже к концу франского века,

последовательно сокращалась на протяжении фаменского века за счет проградации карбонатных платформ, а в турнейское время — за счет образования обширных карбонатных и глинисто-карбонатных клиноформ [1, 2, 3, 4 и др.]. С поверхностью турнейского яруса франско-турнейского НГК связан отражающий горизонт Т. Благодаря акустической контрастности он хорошо прослеживается и уверенно коррелируется. А вот внутренняя структура фаменских и франских отложений поддается изучению значительно хуже, в связи с не всегда уверенной корреляцией отражающих горизонтов (ОГ) внутри мощного карбонатного комплекса.

В последние годы, благодаря широкому применению сейсморазведки 3D, получен целый ряд важных результатов при изучении франско-турнейского интервала разреза. В первую очередь, следует отметить открытие на юге Волго-Уральской НГП многочисленных одиночных франских рифов, что ранее было недоступно по данным сейсморазведки 2D [5–11 и др.]. Вторым значимым результатом, еще практически не реализованным при планировании и проведении ГРП, — подтверждение высокой эффективности сейсморазведки 3D для изучения сложной структуры фаменско-турнейского клиноформного комплекса [3, 4, 12 и др.]. В-третьих, тесное комплексирование сейсморазведки 3D и седиментологического анализа керна обеспечило возможность концептуального обоснования и выделения разновозрастных барьерных систем окаймленных карбонатных платформ фаменского возраста

и оползание пропущенных нефтяных залежей в пластах фаменского возраста [1, 2, 13 и др.]. В-четвертых, интеграция сейсморазведки 3D и седиментологического анализа ядра показала хорошие результаты в детальном анализе такого сложного осадочного комплекса верхнего девона Оренбургской области, как колганская толща [14, 15 и др.]. Кроме всего этого, интерпретация данных сейсморазведки 3D позволила сделать успешные шаги в детальной расшифровке внутренней структуры франской толщи и выделить в ее строении такие специфические аккумуляционные формы карбонатных тел, как изолированные карбонатные платформы [11].

Целью настоящей работы является представление промежуточных результатов изучения изолированных карбонатных платформ франского яруса на территории Оренбургской области. С этими формами карбонатных тел на ряде нефтяных месторождений Оренбуржья связаны такие продуктивные пласты, как Дфр1, Дфр2, Дфр3 и Дфр4. Отдельные платформы, перекрытые

глинистыми отложениями колганской толщи, формируют даже самостоятельные ловушки углеводородов (УВ). Актуальность работы обусловлена необходимостью обобщения накопленной информации о франских карбонатных платформах региона, учета обновленной концептуальной седиментационной модели франского яруса при проведении поисково-разведочных работ и интерпретации материалов сейсморазведки.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Район исследований охватывает значительную часть Оренбургской области (рис. 1). В тектоническом плане это восточная часть Бузулукской впадины, Павловская седловина и Восточно-Оренбургское сводовое поднятие.

Выделение франских изолированных карбонатных платформ (ИКП) выполнялось с опорой на результаты сейсморазведки 3D и поисково-разведочного бурения (ядро, материалы геофизических исследований



Рис. 1. Тектоническая схема района исследований. Условные обозначения: 1 — граница Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской синеклизы и Предуральского прогиба; 2 — границы тектонических элементов первого порядка (Бузулукская впадина, Соль-Илецкий свод и Восточно-Оренбургское сводовое поднятие); 3 — границы тектонических элементов второго порядка; 4, 5 — границы Муханово-Ероховского прогиба по фаменскому (4) и турнейскому (5) ярусам; 6 — административные границы регионов; 7 — государственная граница. Составлено автором

Fig. 1. Study Area Tectonic Scheme. Legend: 1 — the border of the Volga-Ural antheclise, the Pre-Caspian syneclyse and the Uralian Foreland Basin; 2 — the boundaries of the first order tectonic elements (Buzuluk depression, Sol-Ilets Arch, East-Orenburg Uplift); 3 — the boundaries of the second order tectonic elements 4, 5 — the boundaries of the Mukhano- Erokhovka Trough along the surface of the Famennian (4) and Tournaisian (5) Stages; 6 — borders between Russian regions; 7 — state border of Russia and Kazakhstan. Figure prepared by the author

скважин (ГИС)) в районе исследований. Для изучения таких крупных осадочных тел, как карбонатные платформы, сейсморазведка 3D в настоящее время является основным методом, т.к. позволяет оценить масштабность и внутреннюю структуру этих сооружений [16, 17 и др.]. К сожалению, сейсмические кубы отдельных лицензионных участков многочисленных недропользователей и разное качество материалов позволяют охарактеризовать карбонатные платформы нередко лишь фрагментарно, оставляя белые пятна в региональных фациально-палеогеографических реконструкциях. Для выделения ИКП и изучения их строения были использованы результаты анализа временных сейсмических разрезов, материалы сейсмofациального анализа, данные акустического импеданса и акустической инверсии.

Важную часть материалов для выполнения реконструкций составляют так же результаты седиментологического анализа керна, данные биостратиграфии и петрофизических исследований. За последние 10–20 лет качество отбора кернового материала и надежность его привязки в регионе значительно выросли. На новый качественный уровень вышли и методики профильных исследований керна, его технической подготовки к лабораторным исследованиям (мойка, оценка качества укладки, продольная распиловка), методики изучения сложных трещинно-наверновых коллекторов. Все это в комплексе значительно повысило результативность изучения кернового материала, возможности применения и интерпретации лабораторных данных, их учета в региональных реконструкциях и геологических моделях. Автор статьи лично выполнил седиментологический анализ керна из разнофациальных разрезов франа на нескольких десятках лицензионных участках Оренбургской области. Все это позволяет значительно корректировать сложившиеся представления о региональных особенностях формирования франского комплекса, в том числе разнообразных типах карбонатных построек: от одиночных построек и изолированных рифов до окаймленных платформ.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФРАНСКИХ ИЗОЛИРОВАННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПЛАТФОРМ

Франские ИКП юго-востока Волго-Уральской НГП представляют собой относительно крупные аккумуляционные формы карбонатных тел различных размеров и формы (в плане) с крутыми склонами,

кораллово-строматопоровыми краевыми скелетными постройками и выраженной внутриплатформенной лагуной. Протяженность ИКП изменяется от первых километров до 30–60 км (табл. 1). Толщина франских отложений в пределах платформ может достигать 150–200 м. Платформы разделены зонами с конденсированными доманикоидными осадками. В периоды снижения уровня моря и активизации сноса в бассейн терригенно-глинистого материала с Соль-Илецкой

ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ Дфр1-Дфр3 ФРАНСКИХ ИЗОЛИРОВАННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПЛАТФОРМ ПРЕДСТАВЛЯЮТ СОБОЙ СПЕЦИФИЧНЫЕ СЕДИМЕНТАЦИОННО-ДИАГЕНЕТИЧЕСКИЕ РЕЗЕРВУАРЫ СО СЛОЖНОЙ СТРУКТУРОЙ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА.

палеосуши в межплатформенных депрессиях происходило быстрое накопление отложений колганской толщи (рис. 2). По материалам ГИС для разрезов ИКП характерны низкие значения гамма-каротажа (ГК), заметное увеличение мощности чистых карбонатов по сравнению с разрезами относительно глубоководного обрамления (рис. 2). Повышение значений ГК в пределах платформенных разрезов происходит в интервалах развития палеокарста или вторичной доломитизации.

Рост и развитие франских ИКП, так же как и одиночных рифов и окаймленных платформ, был обусловлен функционированием высокопродуктивного сообщества рифостроителей, основу которых составляли морфологически разнообразные строматопороидеи и кораллы (четырёхлучевые и табулятные) [10] (рис. 3). Прочность скелетного каркаса обеспечивалась активной деятельностью цементаторов — сообществ кальцимикробов, — формирующих микритовые известковые цементы заполнения межскелетных интерстиций в кораллово-строматопоровых известняках-фреймстоунах. Благодаря образованию рифового каркаса из прочных скелетных форм строматопороидей и кораллов для франских ИКП характерны относительно крутые склоны, которые уверенно выделяются и прослеживаются по сейсмическим данным (рис. 4). Массивная структура скелетных известняков внешней части ИКП проявляется в специфичной картине волнового поля на временных разрезах: сейсмические фазы при переходе от склоновых отложений к краю платформы приобретают хаотичный рисунок (запись типа «риф»). Внутренняя область платформ — внутриплатформенная лагуна, — может формировать

Таблица 1. Сравнительная характеристика франских изолированных карбонатных платформ с другими типами одновозрастных карбонатных тел
Table 1. Comparative characteristics of Frasnian isolated carbonate platforms with other types of even-aged carbonate bodies

Характеристики	Тип карбонатной постройки			
	Изолированные карбонатные платформы	Кластерные рифы	Одиночные бассейновые рифы	Окаймленные карбонатные платформы
Протяженность	От 5–10 км до 30–60 км	10-н–100-н м	От 150–200 м до 1000–2000 м	от 10-н до 100-н км
Толщина франского интервала	От 150 до 200 м	От 15–20 до 40–60 м	От 100–150 до 200–250 м	От 100–150 до 200–250 м
Фациальная дифференциация	Хорошо выражена	Не установлена	Выражена. Зависит от диаметра постройки	Хорошо выражена
Преобладающий интервал стратиграфического распространения	D _{3f2-3}	D _{3f1-2}	D _{3f2-3}	D _{3f2} -D _{3fm3}
Каркасообразующие организмы	Строматопороидеи, четырехлучевые кораллы, табуляты	Строматопороидеи, четырехлучевые кораллы, кальцимикробы	Строматопороидеи, четырехлучевые кораллы, табуляты	Строматопороидеи, четырехлучевые кораллы, табуляты
Фациальные комплексы	Склон, рифовое обрамление, лагуна	Не выделяются	Склон, рифовое ядро	Склон, рифовое обрамление, лагуна
Склоны постройки	Крутые с карбонатными дебритами и зернистыми шлейфами	Не выражены	Крутые с карбонатными дебритами и зернистыми шлейфами	Крутые с карбонатными дебритами и зернистыми шлейфами
Проявления франских периодов карста	Интенсивно в краевой части платформы	Не проявляются	Интенсивно	Интенсивно в краевой части платформы
Типы коллекторов	Трещинные, каверново-трещинные, каверново-поровые, каверновые	Трещинные, каверново-трещинные	Трещинные, каверново-трещинные, каверново-поровые, каверновые	Трещинные, каверново-трещинные, каверново-поровые, каверновые
Индексы продуктивных пластов	Дфр2, Дфр3	Дфр3, Дфр4	Дфр2	Дфр1, Дфр2, Дфр4, Дф1, Дф2, Дф3, Зл1, Зл2
Примеры месторождений	Капитоновское, Таращанское, Дачно-Репинское, Ольшанское	Красное, Царичанское	Рыбкинское, Волостновское, Казачинское, Гусахинское, Киндельское, Филичкинское	Кодяковское, Боголюбовское, Малаховское, Восточно-Толкаевское, Балейкинское
Возможность выделения сейсморазведкой 3D	Высокая	Низкая	Высокая и средняя	Высокая

значительную часть ИКП. В ней по керновым материалам и ГИС наблюдается слоистый разрез — чередование известняков со структурой биокластовый флаутстоун/вакстоун, биокластовый пакстоун-вакстоун и разнозернистый рудстоун-грейстоун.

Для склонов ИКП характерны карбонатные обломочные отложения: разнозернистые осадки склона (структуры от вакстоунов и пакстоунов до грейстоунов и рудстоунов), карбонатные разнообломочные дебиты (гравелито-конгломераты, дресвяники и брекчии) с разнозернистым карбонатным матриксом различной структуры (**рис. 3**).

К северу от Соль-Илецкого свода ИКП хорошо выделяются, благодаря высокому акустическому контрасту с облегающими их терригенно-глинистыми отложениями колганской свиты (**рис. 4**). По мере перехода к преимущественно карбонатному типу разреза (на север и северо-запад) выделение ИКП становится менее уверенным.

СРЕДНЕФРАНСКИЙ ЭТАП ФОРМИРОВАНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПЛАТФОРМ

Во второй половине среднего франка (в доманиковое время) на юго-востоке Русской плиты ранне-среднефранская трансгрессия привела к значительной дифференциации фаций. На большой площади установились условия умеренно глубокого морского бассейна с глубинами ниже волнового базиса. В разрезах классического доманика с тонко- и микро-слоистыми кремнистыми известняками-мадстоунами наблюдаются прослои биокластовых темпеститов (штормовых известняков), а значит глубина в абсолютных отметках достигала 60–80 м. На таких глубинах практически отсутствовал бентос и периодически устанавливались условия придонной аноксии, благоприятные для захоронения сапропелевого C_{орг}. В осадках выделяются остатки планктонных микроорганизмов — радиолярий, макро- и псевдопланктона — тентакулит,

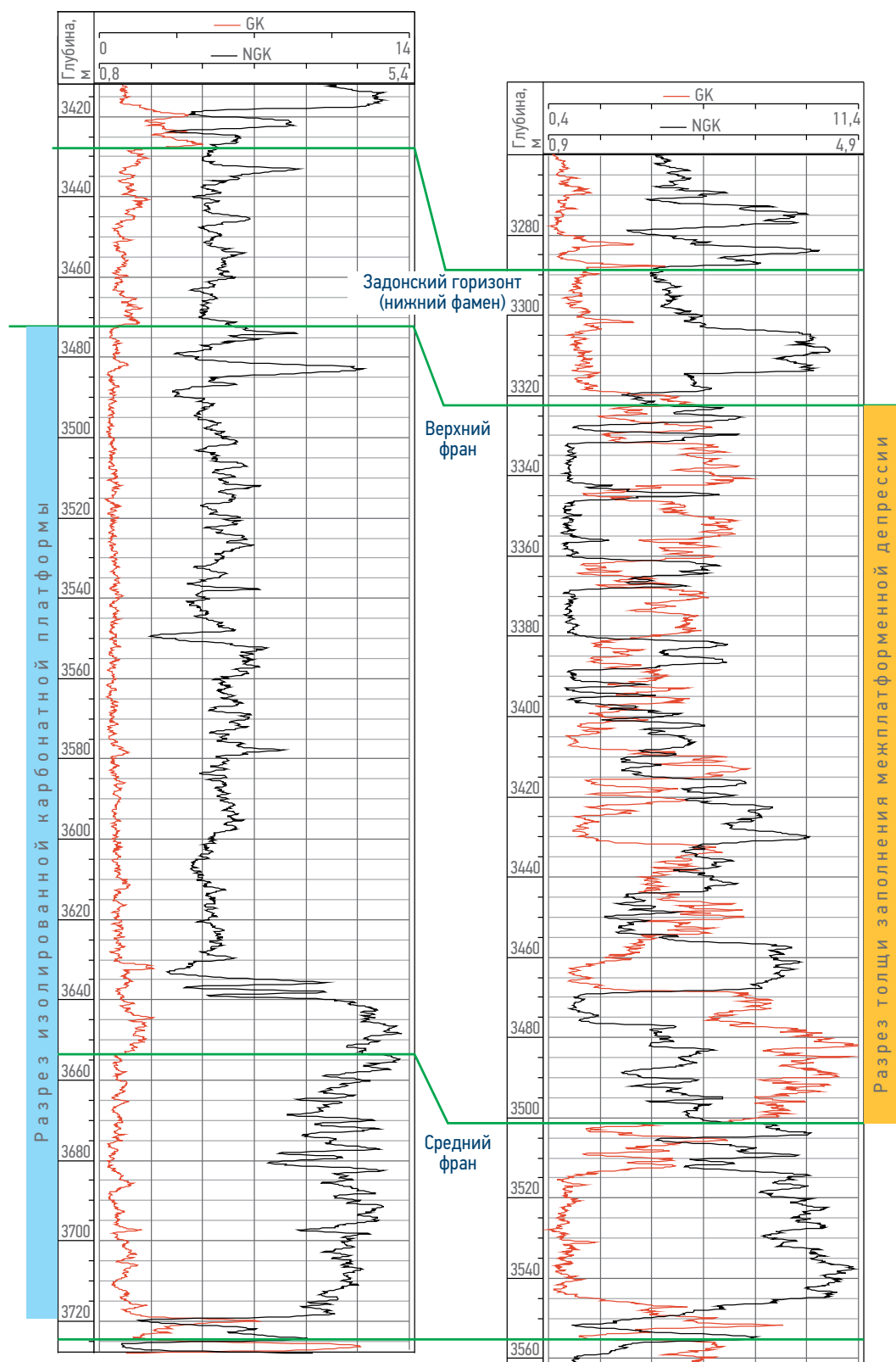


Рис. 2. Сопоставление ГИС-разрезов (гамма-каротаж и нейтронный каротаж) изолированной франской карбонатной платформы (слева) и межплатформенной депрессии (справа). Составлено автором
Fig. 2. Comparison of gamma-ray log and neutron log of the Frasnian isolated carbonate platform (left) and the inter-platform depression (right). Figure prepared by the author

тонкостенных брахиопод и гастропод, а также нектонных организмов — наутилоидей и аммоидей.

Еще более конденсированные кремнисто-карбонатные осадки с высоким содержанием C_{org} накапливались на участках

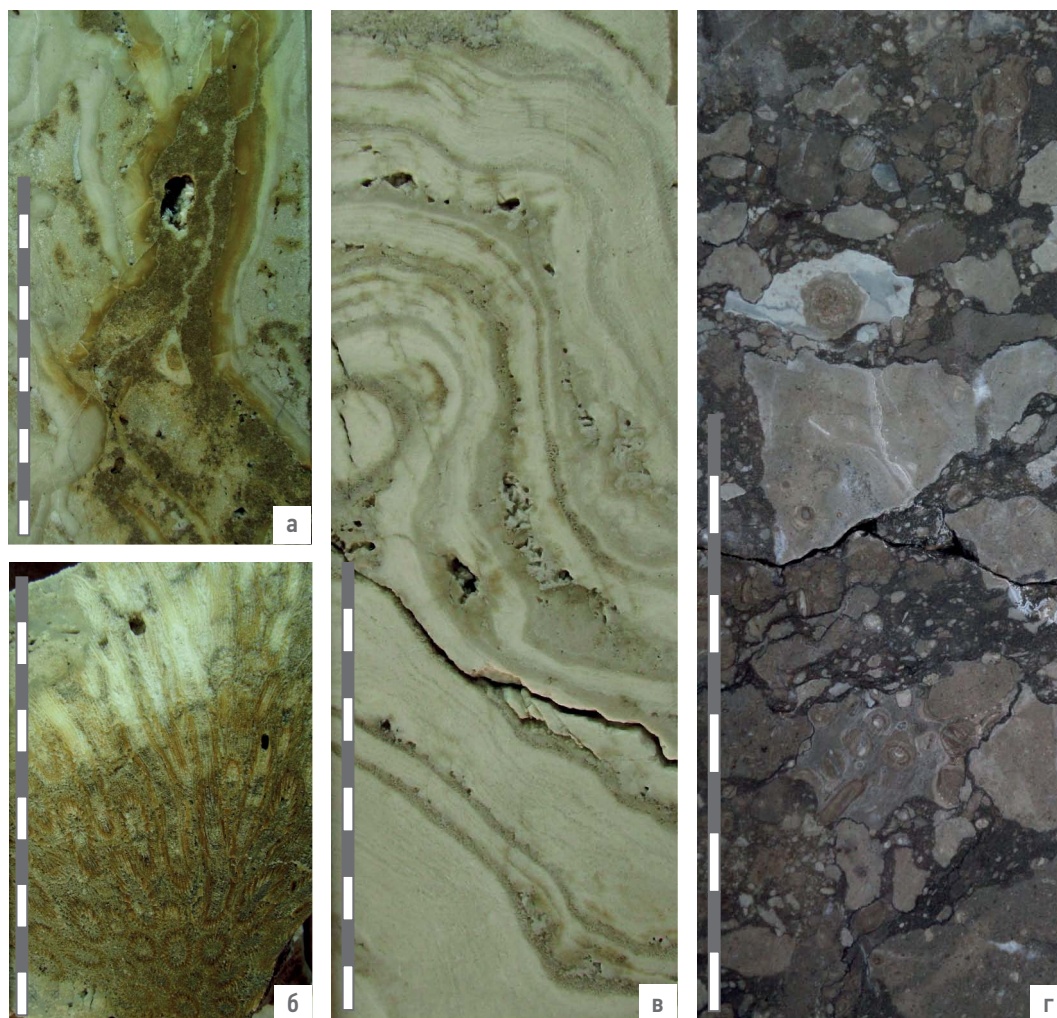


Рис. 3. Известняки внешнего биогермного обрамления (а–в) и склона (г) изолированных франских карбонатных платформ: а — массивный строматопоровый известняк с разнотекстурным межскелетным заполнением и микробными цементом. По кавернам и порам неравномерное нефтенасыщение; б — нефтенасыщенный коралловый известняк. По внутрискелетным пустотам неравномерное нефтенасыщение; в — массивный строматопоровый известняк, неравномерно кавернозно-пористый, с трещинами. Крупный комбинированный скелет принадлежит строматопороидной губке из группы *Actinostroma papillosum* (Bargatzky). По кавернам, порам и трещинам пятнистое нефтенасыщение; г — разнообломочная известняковая брекчия нижней части склона.

Длина масштабной линейки — 10 см. Составлено автором

Fig. 3. Limestones of the external biohermal framing (a — в) and slope (г) of Frasnian isolated carbonate platforms: а — massive stromatoporoid limestone with inter-skeletal various-grain filling and microbial cements. Non-uniform oil saturation in vugs and inter-particle pores; б — oil-saturated coral limestone. Non-uniform oil saturation within intra-skeletal pores; в — massive stromatoporoid limestone, unevenly with vugs, pores and fractures. The large combined skeleton belongs to the stromatoporoid sponge from the *Actinostroma papillosum* (Bargatzky) group. Spotted oil saturation in vugs, pores and fractures; г — limestone breccia of the lower part of the platform's slope. Scale: 10 cm.

Figure prepared by the author

глубоководного шельфа и зарождающихся внутри- и окраинношельфовых впадин. Глубины седиментации ниже штормового базиса обеспечивали здесь устойчивый режим анокии на протяжении большей части доманикового времени.

Среди умеренно глубоководных отложений эпиконтинентального морского бассейна встречаются специфичные органогенные постройки — строматопорово-микробные кластерные рифы [11]. Они начали формироваться уже в раннефранское (тиманское) время. Толщина кластерных рифов

нижнего — среднего франа изменяется от 15 до 60 м, протяженность их можно оценить от нескольких десятков до первых сотен метров. Располагаясь группами, эти постройки могут формировать и более крупные в плане и латерально протяженные агрегации. Кластерные рифы образуют слабо выраженные структурные формы по кровле среднефранских отложений (ОГ Дк1). Развитие кластерных рифов происходило ниже базиса обычных волн, на этапе повышения и высокого положения относительного уровня моря (рис. 5).

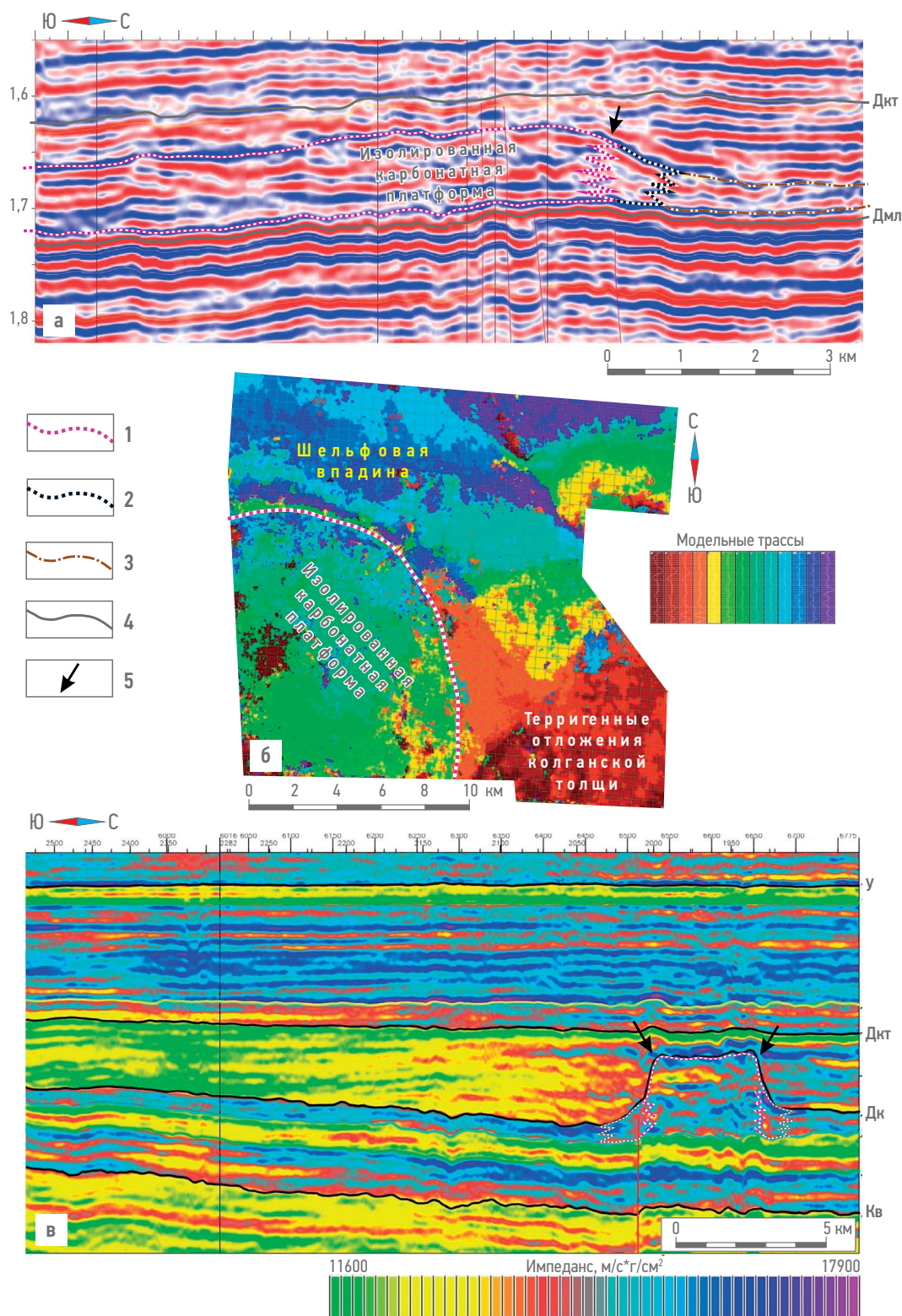


Рис. 4. Выделение изолированных франских карбонатных платформ по материалам сейсморазведки 3D: а — сейсмический разрез через Дачно-Репинскую карбонатную платформу; б — Степная карбонатная платформа на карте сейсмофаций; в — разрез импеданса через Тарашанскую карбонатную платформу (выравнивание на отражающий горизонт Т, кровлю турнейского яруса). Условные обозначения: 1 — контур тела карбонатной платформы; 2 — склоновые отложения карбонатной платформы; 3 — конденсированные кремнисто-карбонатные отложения, одновозрастные платформе; 4 — сейсмические отражающие горизонты; 5 — обозначение края карбонатной платформы. Рисунок подготовлен автором

Fig. 4. Identification of Frasnian isolated carbonate platforms based on 3D seismic data: а — seismic line through the Dachno-Repino carbonate platform; б — Stepnaya carbonate platform on seismic facies map; в — acoustic impedance profile through the Tarashanka carbonate platform (leveling on reflector Т, top of Tournaisian Stage). Legend: 1 — contour of carbonate platform body; 2 — slope deposits of the carbonate platform; 3 — condensed siliceous-carbonate deposits, that are even-aged to the carbonate platform; 4 — seismic reflector; 5 — designation of carbonate platform edge. Figure prepared by the author



Рис. 5. Седиментационная блок-модель среднефранского палеобассейна Оренбургской области. Без масштаба. 1 — терригенные отложения ордовика, выведенные под размыв на Соль-Илецкой островной суше; 2 — аллювиальные системы с руслами сплетенного типа; 3 — наземная растительность; 4 — дельтовые системы с приливным влиянием; 5 — фэн-дельта; 6 — терригенно-глинистые отложения литорали; 7 — терригенно-глинистые отложения пашийского и тиманского горизонтов; 8 — карбонатные отложения саргаевского горизонта; 9 — карбонатные отложения морского мелководья (окаймленных и изолированных платформ); 10 — морские кремнисто-карбонатные отложения; 11 — конденсированные карбонатно-кремнистые отложения, обогащенные Сорг (доманикиты); 12 — кораллово-строматопоровые рифы платформенного обрамления; 13 — изолированные кораллово-строматопоровые рифы; 14 — строматопорово-микробийные кластерные рифы; 15 — обломочные карбонатные отложения склонов рифов и карбонатных платформ. Рисунок выполнен автором

Fig. 5. Depositional model for the Middle Frasnian basin of the Orenburg region. No scale. 1 — Ordovician siliciclastic deposits eroded on the Sol-Iletsk Paleo-island; 2 — braided rivers; 3 — land vegetation; 4 — tide-dominated deltas; 5 — fan-delta; 6 — siliciclastic tidal-flat; 7 — siliciclastic deposits of the Pashiy and Timanian Regional Stages; 8 — carbonate deposits of the Sargaevian Regional Stages; 9 — shallow water carbonate deposits (within rimmed and isolated carbonate platforms); 10 — marine siliceous-carbonate deposits; 11 — condensed carbonate-siliceous deposits enriched with organic matter (domanikites); 12 — coral-stromatoporoid reefs of the platform framing; 13 — isolated coral-stromatoporoid reefs; 14 — stromatoporoid-microbial cluster reefs; 15 — carbonate debrites at the toe of slope of carbonate platforms and isolated reefs. Figure prepared by the author

Более значительными карбонатными аккумулятивными формами среднего франа являются изолированные одиночные рифы, изолированные карбонатные платформы и окаймленные карбонатные платформы (рис. 5).

Изолированные карбонатные платформы выделяются по сейсмическим материалам и результатам бурения к северу и северо-западу от Соль-Илецкого свода (рис. 6). В частности, в среднем фране началось формирование таких платформ, как Дачно-Репинская, Таращанская, Ягодная, Степная и др. В это же время, к юго-западу от Соль-Илецкого свода начала развиваться изолированная карбонатная платформа Карачаганак, а юго-восточной части Муханово-Ероховского прогиба — Покровско-Сорочинская ИКП (рис. 6). В отличие от изолированных рифов в изолированных платформах карнаские строматопорово-коралловые известняки формировали лишь внешнюю часть карбонатного массива. Значительно больший объем осадков представлен слоистыми известняками и вторичными доломитами внутриплатформенной лагуны и осадками склонов.

Самыми масштабными аккумулятивными карбонатными формами среднего франа являются окаймленные карбонатные платформы. Наиболее крупная платформа, Южно-Бузулукская, протяженностью в сотни километров выделяется в западной части Оренбургской области, в южной части Бузулукской впадины (рис. 6). Возможно, что она представляет собой мозаику более мелких карбонатных платформ, но разделить их на текущем этапе изученности нет возможности. Другая окаймленная карбонатная платформа значительно меньшего масштаба примыкает к северо-западной оконечности Соль-Илецкого свода (рис. 6). Окаймленные платформы обрамлены строматопорово-коралловыми рифами, имеют крутые склоны, как и изолированные платформы. Внутренняя область окаймленных платформ сложена слоистыми мелководными известняками и вторичными доломитами. В среднефранское время проявились положительные вертикальные движения Соль-Илецкого свода и блоковых уступов в северной бортовой зоне Прикаспийской впадины. Появился терригенный материал колганской толщи, являющийся продуктом размыва

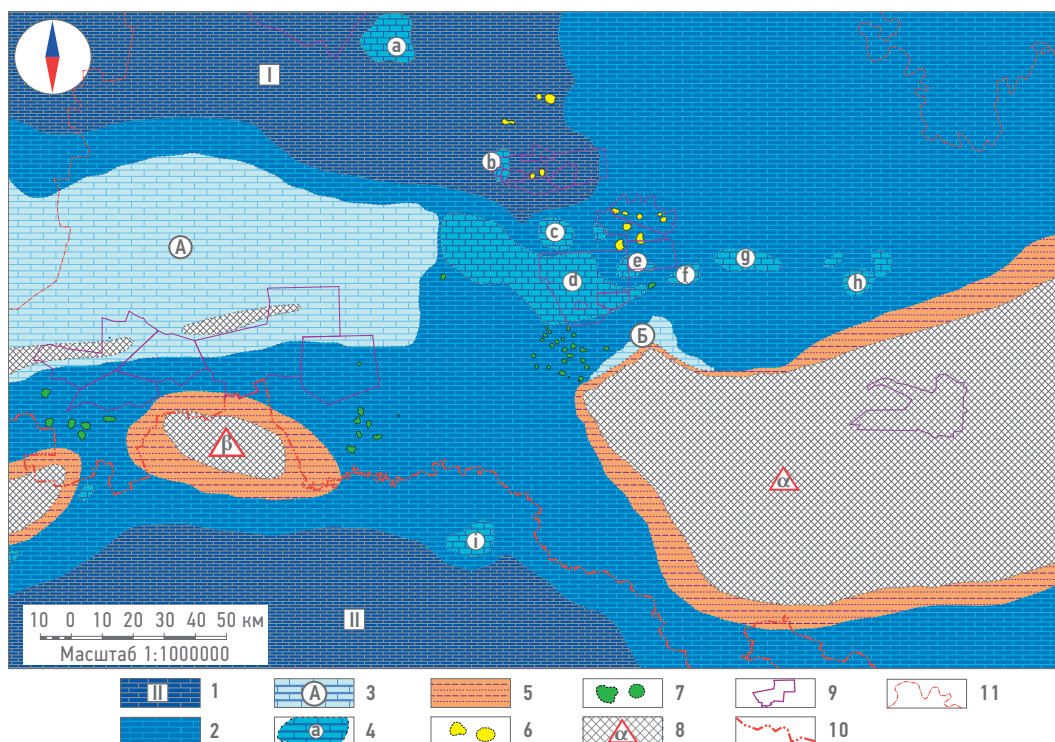


Рис. 6. Схематичная литолого-фациальная карта юго-восточной части Волго-Уральского палеобассейна на позднефранское (позднедоманиковское) время среднего франа. 1 — внутри- и окраинно-шельфовые впадины с конденсированными карбонатно-кремнистыми осадками — доманикитами (I — Мухано-Ероховская, II — Прикаспийская); 2 — сублитораль ниже базиса нормальных волн (конденсированные кремнисто-карбонатные осадки — доманикоиды и доманикиты); 3 — окаймленные карбонатные платформы (A — Южно-Бузулукская, Б — Северо-Соль-Илецкая); 4 — изолированные карбонатные платформы (a — Покровско-Сорочинская, b — Западно-Уранская, c — Степная, d — Ягодная, e — Южно-Кувайская, f — Таращанская, g — Дачно-Репинская, h — Ольшанская, i — Карачаганакская); 5 — морские и прибрежно-морские терригенные и терригенно-глинистые отложения; 6 — строматопорово-микробные кластерные рифы; 7 — изолированные кораллово-строматопоровые рифы; 8 — зоны отсутствия отложений и участки размываемой островной суши (a — Соль-Илецкий свод, б — Чинаревское поднятие); 9 — лицензионные участки группы компаний «Газпром нефть»; 10 — государственная граница России; 11 — границы областей и республик Российской Федерации. Составлено автором

Fig. 6. Schematic depositional facies map of southeast part of the Volga-Ural Paleobasin for Late Frasnian time (Late Domanikian) of the Middle Frasnian. 1 — intra- and marginal-shelf depressions with condensed carbonate-siliceous deposits — domanikites (I — Mukhano-Erokhovka depression, II — Prekaspiian depression); 2 — sublittoral below fair-weather wave base (condensed siliceous-carbonate deposits — domanikoids and domanikites); 3 — rimmed carbonate platforms (A — South-Buzuluk platform, Б — Noth-Sol-Iletska platform); 4 — isolated carbonate platforms = ICP (a — Pokrovka-Sorochinsk ICP, b — West-Uran ICP, c — Stepnaya ICP, d — Yagogny ICP, e — South-Kuvay ICP, f — Tarashanka ICP, g — Dachno-Repino ICP, h — Olshanskaya ICP, i — Karachaganak ICP); 5 — marine and coastal-marine siliciclastic deposits; 6 — stromatoporoid-microbial cluster reefs; 7 — isolated coral-stromatoporoid reefs; 8 — areas with no deposits and areas of eroded island land (a — Sol-Iletska Arch, б — Chinarevo Uplift); 9 — license areas of Gazprom neft company group; 10 — Russia's state border; 11 — borders of regions and republics of the Russian Federation. Figure prepared by the author

более древних осадков среднего девона и ордовика.

ПОЗДНЕФРАНСКИЙ ЭТАП РАЗВИТИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПЛАТФОРМ

К позднему франу в юго-восточной части Волго-Уральского палеобассейна происходит унаследованное усложнение фа-циального строения на фоне глобального эвстатического роста уровня моря, а так же инверсионного воздымания Соль-Илецкого свода и поднятий в северном обрамле-нии Прикаспийской впадины. Усложнение

проявляется в следующих тенденциях:

1) выразительная дифференциация бассей-на по глубинам седиментации; 2) активное развитие изолированных рифов; 3) аккреция (поглощение) окаймленными карбонатны-ми платформами изолированных платформ и изолированных рифов; 3) накопление зна-чительных объемов глинисто-терригенных отложений.

Мелководные зоны окаймленных и изолиро-ванных платформ в позднем фране расширя-лись, сохраняя высокие темпы продуктивно-сти карбонатного материала. Относительно глубоководные зоны, испытывающие седи-ментационный голод, трансформировались во внутришельфовые и окраинношельфовые

впадины с устойчивым режимом придонной аноксии. Разница глубин между впадинами и барьерными зонами платформ значительно увеличивается. Если в доманиковое время она не превышала 50–70 м, то в позднем фране глубины во впадинах превысили 70–100 м. В зонах внутришельфовых и окраинношельфовых впадин накапливались конденсированные кремнисто-карбонатные и кремнистые осадки, сложенные остатками планктонных организмов (радиолярий, кальцисфер, тентакулит), карбонатным илом и органическим веществом. В позднефранское время в пределах сохраняющихся внутришельфовых депрессий развиваются многочисленные изолированные рифы, окруженные доманикоидными фациями [9, 10, 18 и др.]. Помимо одиночных рифов рыбкинского типа появляются более поздние рифы вахитовского типа, цоколем для которых послужили бровки мендымских терригенных клиноформ колганской толщи [19] (рис. 7). Организмами рифостроителями

в мендымское и воронежское время остаются строматопороидеи и кораллы. В евлановско-ливенское время они замещаются микробиальными рифостроящими сообществами. В процессе развития и проградации карбонатных платформ рифы включались в состав более крупных карбонатных тел. В целом, в позднефранское время к северо-западу и западу от Соль-Илецкого свода произошло интенсивное поглощение (аккреция) более мелких карбонатных тел (изолированных рифов и изолированных платформ) более крупными формами — окаймленными платформами. К началу раннего фамена практически все изолированные платформы оказались включены в состав разросшейся окаймленной платформы. В значительной степени этому процессу способствовал вынос с Соль-Илецкой островной палеосуши значительных объемов глинисто-терригенного материала. Глинистый и обломочный материал быстро заполнял межплатформенные прогибы и впадины, создавая предпосылки для слияния

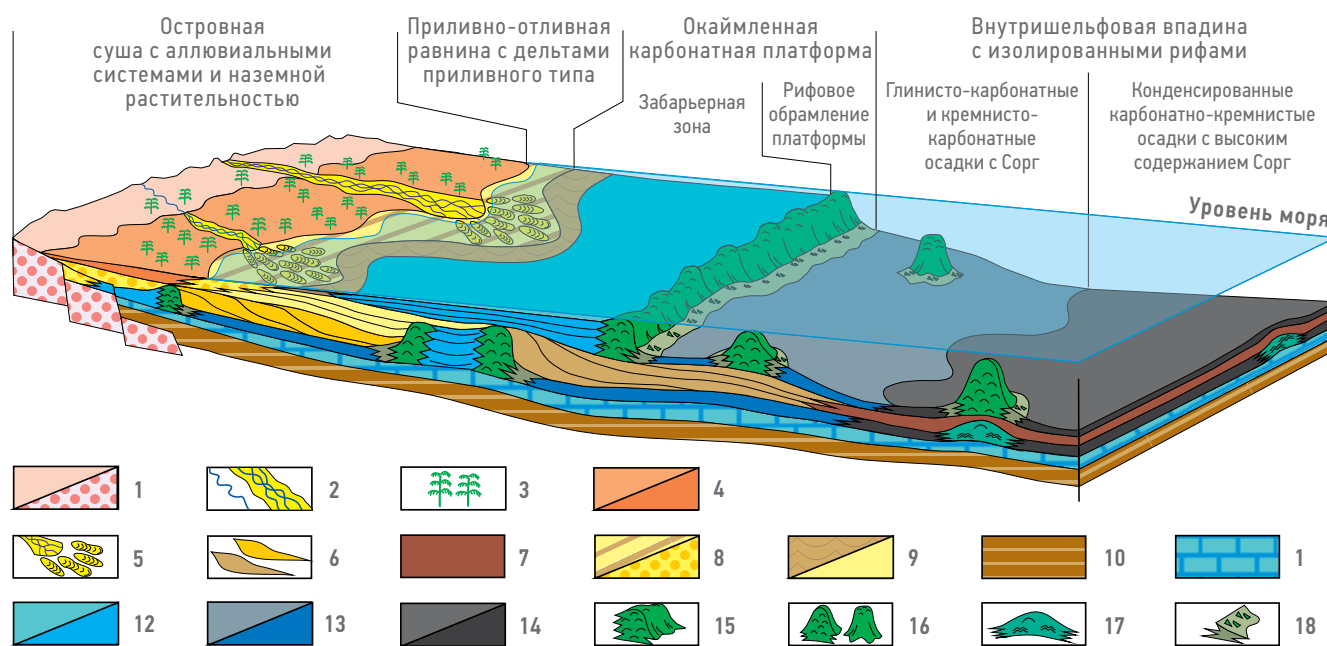


Рис. 7. Седиментационная блок-модель позднефранского палеобассейна Оренбургской области на воронежское время. Без масштаба. 1 — терригенные отложения ордовика, выведенные под размыв на Соль-Илецкой островной суше; 2 — аллювиальные системы с руслами сплетенного типа; 3 — наземная растительность; 4 — аллювиально-дельтовая прибрежная равнина; 5 — дельтовые системы с приливным влиянием; 6 — терригенные отложения системных трактов низкого стояния (LST); 7 — глинистые морские отложения LST; 8 — терригенно-глинистые отложения литорали и дельт; 9 — терригенные отложения морского мелководья; 10 — терригенно-глинистые отложения пашийского и тиманского горизонтов; 11 — карбонатные отложения саргаевского горизонта; 12 — карбонатные отложения морского мелководья; 13 — морские кремнисто-карбонатные отложения; 14 — конденсированные карбонатно-кремнистые отложения, обогащенные S_{org} (доманикиты); 15 — кораллово-строматопоровые рифы платформенного обрамления; 16 — изолированные кораллово-строматопоровые рифы; 17 — строматопорово-микробиальные кластерные рифы; 18 — обломочные карбонатные отложения склонов рифов и карбонатных платформ. Рисунок выполнен автором

Fig. 7. Depositional model for the Late Frasnian basin within the Orenburg region, the Voronezhian time. No scale. 1 — Ordovician siliciclastic deposits eroded on the Sol-Iletsck Paleo-island; 2 — braided rivers; 3 — land vegetation; 4 — coastal plain with deltas and rivers; 5 — tide-dominated deltas; 6 — siliciclastic deposits of lowstand systems tracts (LST); 7 — marine clay deposits of LST; 8 — siliciclastic deposits of peritidal setting and deltas; 9 — shallow marine siliciclastic deposits; 10 — siliciclastic deposits of the Pashiy and Timanian Regional Stages; 11 — carbonate deposits of the Sargayan Regional Stages; 12 — shallow water carbonate deposits; 13 — marine siliceous-carbonate deposits; 14 — condensed carbonate-siliceous deposits enriched with organic matter (domanikites); 15 — coral-stromatopore reefs of the platform margin; 16 — isolated coral-stromatopore reefs; 17 — stromatopore-microbial cluster reefs; 18 — carbonate debrites at the toe of slope of carbonate platforms and isolated reefs. Figure prepared by the author

платформ при последующем подъеме уровня моря. Последовательный тектонический подъем Соль-Илецкого свода и более мелких поднятий бортовой зоны Прикаспийской впадины в условиях тропического гумидного климата обеспечивал принос в бассейн седиментации глинистых и терригенных продуктов размытия более древних осадочных пород (от среднего девона до ордовика) и формированию специфичной региональной колганской толщи [14, 15 и др.] с серией песчаных пластов (Дкт1, Дкт2, Дкт3). Современным аналогом подобных обстановок седиментации являются острова Юго-Восточной Азии, где выделяются смешанные карбонатно-терригенные осадочные системы [20].

ИЗОЛИРОВАННЫЕ КАРБОНАТНЫЕ ПЛАТФОРМЫ — КАК СПЕЦИФИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Карбонатные продуктивные пласты Дфр1, Дфр2, Дфр3 связаны с породами окаймленных платформ, изолированных платформ и одиночных рифов в южной части Волго-Уральской НГП. В краевых зонах изолированных платформ породы представлены массивными каркасными строматопорво-коралловыми известняками — фреймстоунами, — с внутрикаркасными и внутрискелетными пустотами (кавернами и порами), а также разнотекстурными известняками — рудстоунами и грейнстоунами, — с межзерновыми первичными порами. Комплекс органических остатков богатый, представлен разнообразными формами строматопоридей, ругоз и табулят, брахиоподами, иглокожими, рецептакулитами. Очень часто наблюдается интенсивное замещение известняков вторичными доломитами с формированием межкристаллических пор. Так как в конце воронежского времени и на рубеже франского и фаменского веков юго-восток Русской плиты и краевая зона Прикаспийской впадины испытали значительное снижение уровня моря, известняки верхнего франа подверглись интенсивным процессам выщелачивания с развитием разнообразных карстопроявлений. Это значительно усложнило структуру их пустотного пространства [21]. Внутренние зоны ИКП сложены слоистыми известняками с зернисто-микритовой структурой. Это биокластовые вакстоуны, флаутстоуны, разнотекстурные пакстоуны. Общей особенностью этих пород является обилие тонко- и микрокристаллического кальцитового материала, который значительно снижает их пористость и проницаемость. Значительная доля иловой компоненты объясняется

относительно более спокойными гидродинамическими условиями седиментации, по сравнению с краевыми зонами платформ. Остатки фоссиллий здесь представлены известковыми водорослями и микробиалитами, брахиоподами, амфипорами, остракодами.

Породы-коллекторы ИКП имеют сложную историю, т.к. сформированы в результате седиментационных и диагенетических процессов. Кроме этого, в них проявляется и разнообразная по генезису трещиноватость. Пустотное пространство как правило сложное, состоит из комбинации разнообразных пустот: пор, каверн и трещин. В каркасных породах края платформ проявляются признаки подповерхностного и поверхностного палеокарста — пещеристые полости с разнообразным выполнением, карстовые брекчии и трещины. Проявления палеокарста в ИКП сходны с таковыми в одиночных разновозрастных рифах [22]. Благодаря развитию систем трещин в краевых зонах платформ при форсированном освоении нефтяных залежей происходит быстрое подтягивание пластовой воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изолированные карбонатные платформы являются характерной формой карбонатных осадочных тел среднего и позднего франа в юго-восточной части Волго-Уральской НГП. Их активное формирование происходило на начальном этапе глобальной позднедевонской трансгрессии. В последующем, аккреция изолированных платформ привела к доминированию более крупных седиментационных форм карбонатных тел — окаймленных карбонатных платформ.

На протяжении средне-позднефранского времени изолированные карбонатные платформы могли играть важную роль при формировании смешанных карбонатно-терригенных осадочных систем в обрамлении Соль-Илецкой островной суши. Распределение терригенно-глинистых осадков трактов низкого стояния предопределялось палеорельефом дна бассейна, который представлял собой мозаику мелководных участков в пределах платформ и относительно более глубоководных межплатформенных депрессий.

Франские изолированные карбонатные платформы формируют специфичные седиментационно-диагенетические резервуары со сложной структурой пустотного пространства. С опорой на данные сейсморазведки 3D возможна значительная детализация строения франского карбонатного комплекса, что позволит скорректировать направления

геолого-разведочных работ в регионе с целью поиска пропущенных нефтяных залежей как в карбонатных резервуарах самих платформ, так и в терригенных пластах колганской толщи.

Актуальной задачей является разработка нового поколения региональных палеогеографических карт среднего и позднего франа, в которых бы учитывались особенности франского этапа седиментации.

Список литературы

1. Вилесов А.П. Модель седиментации карбонатной толщи фаменского яруса Бобровско-Покровского вала (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2017. — № 6. — С. 4–12.
2. Шакиров В.А., Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Дерюшев Д.Е., Миropol'tsev K.F. Новое направление поисков залежей нефти на Бобровско-Покровском валу // Нефтяное хозяйство. — 2016. — № 12. — С. 90–94.
3. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Кожин В.Н., Шакирова Г.В., Колесников В.А., Терешкин В.В., Немков И.П., Соболев В.И., Гилаев Г.Г. Особенности геологического строения и развития Муханово-Ероховского прогиба в пределах Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2021. — № 6. — С. 5–16. — [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-6\(354\)-5-16](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-6(354)-5-16).
4. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Кожин В.Н., Шакирова Г.В., Сосновская Е.Б., Поливанов С.А., Соболев В.И., Яценко В.М. Перспективы нефтегазоносности турнейского карбонатного клиноформного комплекса Муханово-Ероховского прогиба // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2022. — № 5. — С. 5–17. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5\(365\)-5-17](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5(365)-5-17)
5. Никитин Ю.И., Остапенко С.В., Бачурин Н.А. Разведка одиночных рифов — резерв для поддержания нефтедобычи в Камско-Кинельской системе прогибов // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 11. — С. 43–45.
6. Никитин Ю.И., Остапенко С.В., Щеглов В.Б. Новое направление геологоразведочных работ в Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2011. — № 11. — С. 13–18.
7. Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Корягин Н.Н. Нефтеносные верхнефранские рифы — новое направление геологоразведочных работ в Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2018. — № 5. — С. 4–11. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-5-4-11>
8. Никитин Ю.И., Ткачев В.А., Нафинов Р.Р., Бояршинова М.Г., Лопатин А.П., Григоренко С.М. К вопросу оценки неразведанного углеводородного потенциала старых нефтедобывающих районов Оренбургской области // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 8. — С. 51–55. — <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-51-55>
9. Никитин Ю.И. Палеогеографические реконструкции позднедевонского осадконакопления на юге Волго-Уральской провинции в связи с поисками рифовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2020. — № 8. — С. 4–18. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-8\(344\)-4-18](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-8(344)-4-18)
10. Вилесов А.П., Никитин Ю.И., Ахтямова И.Р., Широковских О.А. Франские рифы рыбкинской группы: фаціальное строение, этапы формирования, нефтеносность // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 7. — С. 4–22. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-7\(331\)-4-22](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-7(331)-4-22)
11. Вилесов А.П. Типизация разномасштабных карбонатных осадочных тел верхнего девона — выход на новый уровень геологоразведки в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 11. — С. 76–81. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-11-76-81>
12. Вилесов А.П., Леденев В.С., Солодов Д.В., Филичев А.В., Богомолова Н.В., Макарова Л.И., Гребенкина Н.Ю., Казачкова А.Г., Сидубаев А.С. Верхнепалеозойские рифовые системы Рубежинского прогиба (южная часть Бузулунской впадины). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — 6(3). — С. 30–42. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-30-42>
13. Елисеев А.Н., Соболев В.И., Шакиров В.А., Дерюшев Д.Е., Серeda И.А. Результаты доразведочных работ на разрабатываемых месторождениях ПАО «Оренбургнефть» // Нефтепромысловое дело. — 2018. — № 4. — С. 8–13. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-4-8-13>
14. Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Рухтер О.В., Махмудова Р.Х. Комплексирование данных 3D сейсморазведки и седиментологического анализа керна при изучении нефтеносных речных дельт верхнего девона на юге Оренбургской области // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2014. — № 4. — С. 44–50.
15. Вилесов А.П., Никитин Ю.И., Рухтер О.В., Махмудова Р.Х. Модель седиментации колганской толщи верхнего девона северного обрамления Соль-Илецкого свода // Экзолит — 2019. Фаціальный анализ в литологии: теория и практика. — Москва: МАКС Пресс, 2019. — С. 31–34.
16. Eberli G.P., Masafiero J.L., Sarg J.F. (Eds.) Seismic Imaging of Carbonate Reservoirs and Systems. AAPG Memoir 81. 2004, vol. 81, 376 p. <https://doi.org/10.1306/M81928>.
17. Hendry J., Burgess P., Hunt D., Janson X., Zampetti V. (Eds.) Seismic Characterization of Carbonate Platforms and Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 2021. — 509. — 290 p. <https://doi.org/10.1144/SP509>
18. Вилесов А.П., Немураович Т.Г., Лащина А.А. Франские одиночные рифы Оренбургской области и перспективы их нефтегазоносности // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. — Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. — Т. 1. — С. 158–163.
19. Вилесов А.П. Верхнефранские рифы Вахитовского типа (Оренбургская область): история формирования, особенности строения // Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Том II. Москва, 2015. — С. 26–30.
20. Wilson M.E.J. Equatorial carbonates: an earth systems approach. Sedimentology, 2012. — Т. 59. — № 1. — С. 1–31. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2011.01293.x>
21. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Истомина Н.М., Корягин Н.Н. Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 5. — С. 13–21. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5\(329\)-13-21](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5(329)-13-21)
22. Вилесов А.П., Чертина К.Н. Палеокарст, гидротермонарст и карстовые коллекторы франских рифов Рыбкинской группы. Георесурсы, 2020. — Т. 22. — № 2. — С. 15–28. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.15-28>

References

1. Vilesov A.P. Sedimentation model of the carbonate deposits of the Famennian stage of Bobrovsko-Pokrovsky swell (Volga-Ural oil and gas province). Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2017, no. 6, pp. 4–12.
2. Shakirov V.A., Nikitin Yu.I., Vilesov A.P., Deryushev D.E., Miropol'tsev K.F. A new direction of exploration of oil deposits on the Bobrovsko-Pokrovsky arch (Orenburg region). Oil Industry. 2016, no. 12, pp. 90–94 (In Russ.).
3. Shakirov V.A., Vilesov A.P., Kozhin V.N., Shakirova G.V., Kolesnikov V.A., Tereshkin V.V., Nemkov I.P., Sobolev V.I., Gilayev G.G. Features of the geological structure and development of the Mukhanovo-Erokhovsky trough within the Orenburg region. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2021, no. 6, pp. 5–16. (In Russ.). — [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-6\(354\)-5-16](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-6(354)-5-16).
4. Shakirov V.A., Vilesov A.P., Kozhin V.N., Shakirova G.V., Sosnovskaya E.B., Polivanov S.A., Sobolev V.I., Yatsenko V.M. Prospects for the oil and gas potential of the tournaian carbonate clinoform complex of the Mukhanovo-Erokhov trough.

- Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2022, no. 5, pp. 5–17. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5\(365\)-5-17](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5(365)-5-17)
5. Nikitin Yu.I., Ostapenko S.V., Bachurin N.A. Exploration of single reefs — as the backup to maintain oil production in the Kama-Kinel downwarp system. *Oil Industry*. 2010, no. 11, pp. 43–45. (In Russ.).
 6. Nikitin Yu.I., Ostapenko S.V., Scheglov V.B. New branch of activities pertaining to geological prospecting in Orenburg region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2011, no. 11, pp. 13–18. (In Russ.).
 7. Nikitin Yu.I., Vilesov A.P., Koryagin N.N. Oil-bearing Upper-Frasnian reefs — a new direction of geological exploration in Orenburg region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2018, no. 5, pp. 4–11. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-5-4-11>
 8. Nikitin Yu.I., Tkachev V.A., Nafikov R.R., Boyarshinova M.G., Lopatin A.P., Grigorenko S.M. To the question of unexplored hydrocarbons potential estimation in old oil producing areas of the Orenburg region. *Oil Industry*. 2022, no. 8, pp. 51–55. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-51-55>
 9. Nikitin Yu.I. Paleogeographic reconstructions of the late devonian sediments deposition in the south of the Volgo-Ural province caused by prospecting for reef oil deposits. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2020, no. 8, pp. 4–18. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-8\(344\)-4-18](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-8(344)-4-18)
 10. Vilesov A.P., Nikitin Yu.I., Akhtyamova I.R., Shirokovskikh O.A. The frasnian reefs of the Rybkinsky group: facial structure, formation stages, oil potential. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2019, no. 7, pp. 4–22. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-7\(331\)-4-22](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-7(331)-4-22)
 11. Vilesov A.P. Sedimentological grading of Upper Devonian carbonate bodies of different scales is a condition for reaching a new level of exploration in the Volga-Ural petroleum province. *Oil Industry*. 2021, no. 11, pp. 76–81. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-11-76-81>
 12. Vilesov A.P., Ledenev V.S., Solodov D.V., Filichev A.V., Bogomolova N.V., Makarova L.I., Grebenkina N.J., Kazachkova A.G., Sidubaev A.S. Upper Paleozoic reef systems of the Rubezhinsky Trough (southern part of the Buzuluk Depression). *PROneft. Professionally about Oil*. 2021, vol. 6, no. 3, pp. 30–42. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-30-42>
 13. Eliseev A.N., Sobolev V.I., Shakirov V.A., Deryushev D.E., Sereda I.A. Results of additional exploration at the developed fields of PJSC "Orenburgneft". *Oilfield engineering*. 2018, no. 4, pp. 8–13. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-4-8-13>
 14. Nikitin Yu.I., Vilesov A.P., Rikhter O.V., Makhmudova R.Kh. Upper Devonian river deltas in the south of Orenburg region. *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO «NK «Rosneft»* [Scientific and Technical Bulletin of Rosneft Oil Company]. 2014, no. 4, pp. 44–50. (In Russ.).
 15. Vilesov A.P., Nikitin Ju.I., Rikhter O.V., Makhmudova R.Kh. Sedimentological model of the Colganian Formation (Upper Devon) on the northern frame of the Sol-Iletsky Vault. Coll. papers: Ekzolit — 2019. Facial Analysis in Lithology: Theory and Practice. Moscow: MAKS Press, 2019, pp. 31–34. (In Russ.).
 16. Eberli G.P., Masaferro J.L., Sarg J.F. (Eds.) *Seismic Imaging of Carbonate Reservoirs and Systems*. AAPG Memoir 81, 2004, vol. 81, 376 p. <https://doi.org/10.1306/M81928>
 17. Hendry J., Burgess P., Hunt D., Janson X., Zampetti V. (Eds.) *Seismic Characterization of Carbonate Platforms and Reservoirs*. Geological Society, London, Special Publications, 2021, 509, 290 p. <https://doi.org/10.1144/SP509>
 18. Vilesov A.P., Nemirovich T.G., Lashmanova A.A. Franskiye odinokhnyye rify Orenburgskoy oblasti i perspektivy ikh neftegazonosnosti [Frasnian isolated reefs of the Orenburg region and prospects of their oil and gas bearing]. *Osadochnyye basseyny, sedimentatsionnyye i postsedimentatsionnyye protsessy v geologicheskoy istorii*. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2013, vol. 1, pp. 158–163. (In Russ.).
 19. Vilesov A.P. Vakhitovskiy type of the frasnian reefs (Orenburg region): the history of formation, structural features // *Evolution of sedimentary processes in the history of the Earth*. Vol. II. Moscow, 2015, pp. 26–30. (In Russ.).
 20. Wilson M.E.J. Equatorial carbonates: an earth systems approach. *Sedimentology*. 2012, vol. 59, no. 1, pp. 1–31. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2011.01293.x>
 21. Shakirov V.A., Vilesov A.P., Chertina K.N., Istomina N.M., Koryagin N.N. Oil reserves distribution in complicatedly-built fractured collectors of the frasnian reefs of Volostnovsky area in Orenburg region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2019, no. 5, pp. 13–21. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5\(329\)-13-21](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5(329)-13-21)
 22. Vilesov A.P., Chertina K.N. Paleokarst, hydrothermal karst and karstic reservoirs of the Frasnian reefs of the Rybkinsky group. *Georesursy [= Georesources]*. 2020, v. 22, no. 2, pp. 15–28. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.15-28>

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.П. Вилесов — внес основной вклад в разработку концепции статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Aleksandr P. Vilesov — developed the main concept of the article, wrote the text, approved the final version, and agreed to take responsibility for all aspects of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Александр Петрович Вилесов — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров, группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 7589-6500
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>
Scopus Author ID: 57198131907

Aleksandr P. Vilesov — Cand. Sci. (Geol.-Min.),
Expert on the sedimentology of carbonate reservoirs,
Gazprom нефть company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 7589-6500
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>
Scopus Author ID: 57198131907



© О.С. Генераленко,
Е.О. Беляков, 2024



УДК 550.8.072
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-20-26>

ПЕТРОФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ ЭСТУАРИЕВОГО ТИПА НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧЕРКАШИНСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

О.С. Генераленко*, Е.О. Беляков

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В последнее время широкий подход получил способ уточнения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород в объеме залежи на основе концептуального понимания распространения фильтрационных ячеек (ФЯ). Одним из свойств фильтрационных ячеек является возможность коррелирования и картирования их в масштабе интервала изучаемого объекта. Такая возможность наиболее вероятна при наличии соответствия классификационного параметра фациям, выделяемым при седиментологическом анализе керна, что не всегда реализуется в практике. В статье изложен алгоритм совместной работы седиментолога и петрофизика по выделению ФЯ, которые отождествляются с фациями, установленными в ходе седиментологического изучения кернового материала.

Цель настоящей работы заключается в проведении петрофациального моделирования для отложений эстуариевого типа одного из месторождений Западной Сибири с целью демонстрации базовых этапов и алгоритмов решения данной задачи.

Материалы и методы. Исходным материалом для построения петрофациальной модели послужил полноразмерный керн из 6 скважин общей длиной 457 м и 3 450 образцов (цилиндров), на которых были проведены стандартные керновые исследования, включающие определение коэффициента открытой пористости K_p и абсолютной газопроницаемости $K_{пр}$.

Результаты. На основе результатов выполненного седиментологического изучения керна и петрофизических исследований получена петрофациальная модель коэффициента абсолютной проницаемости, позволяющая уточнять данный параметр в объеме залежи, исходя из концептуального понимания распространения фаций.

Заключение. В результате проведенных исследований описаны фациальные комплексы отложений и дана характеристика фаций по керну, которые относятся к системе эстуария смешанного (преимущественно волнового) типа. При наличии концептуальной геологической модели распространения фаций, петрофациальное моделирование позволяет снизить неопределенность прогноза коэффициента проницаемости по ГИС с двух до одного порядка величины определения данного параметра и уточнить эффективные толщины в скважинах без выраженных прямых признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, за счет использования фиксированных значений классификационного параметра S для двух петрофаций и соответствующих ему граничных значений коэффициента пористости для выделения коллекторов.

Ключевые слова: петрофациальная модель, фациальный анализ, фильтрационная ячейка, фации, фациальный комплекс, фациальный ряд эстуариевых отложений

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Генераленко О.С., Беляков Е.О. Петрофациальное моделирование отложений эстуариевого типа на примере одного из месторождений черкашинской свиты Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):20–26. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-20-26>

Статья поступила в редакцию 15.11.2023

Принята к публикации 19.02.2024

Опубликована 28.06.2024

PETROFACIAL MODELING OF ESTUARINE TYPE DEPOSITS ON THE EXAMPLE OF ONE
OF THE DEPOSITS OF THE CHERKASHINSKAYA FORMATION OF WESTERN SIBERIA

Olga S. Generalenko*, Evgeniy O. Belyakov

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Recently, a broad approach has been taken to clarify the filtration and capacitance properties (FPP) of rocks in the volume of a deposit based on a conceptual understanding of the distribution of filtration cells (FC). One of the properties of filtration cells is the ability to correlate and map them on the scale of the interval of the studied object. This possibility is most likely if there is a correspondence of the classification parameter to the macrophages identified during the sedimentological analysis of the core, which is not always realized in practice.

The article outlines an algorithm for the joint work of a sedimentologist and a petrophysicist to identify of FC that are identified with facies established during the sedimentological study of core material.

Aim. The goal of this work is to conduct petrofacial modeling for estuarine deposits of one of the deposits of Western Siberia in order to demonstrate the basic stages and algorithms for solving this problem.

Materials and methods. Full-size core from 6 wells in the amount of 457 meters as the basic material for sedimentological analysis and 3450 samples (cylinders), on which standard core studies were carried out, including the determination of the open porosity coefficient K_p and absolute gas permeability K_{pr} .

Results. Based on the results of the performed sedimentological study of the core and petrophysical studies a petrofacial model of the absolute permeability coefficient has been obtained, which makes it possible to clarify this parameter in the reservoir volume based on a conceptual understanding of the distribution of facies.

Conclusions. As a result of the conducted studies, facies complexes of sediments are described and the characteristics of core facies that belong to the estuary system of mixed (mainly wave) type are given. In the presence of a conceptual geological model, petrofacial modeling allows to reduce the uncertainty of the forecast of the permeability coefficient according to GIS from two to one order of magnitude of the determination of this parameter and to clarify the effective thicknesses in wells without pronounced direct signs of penetration of drilling mud filtrate into the formation, by using fixed values of the classification parameter S for two petrofacies and the corresponding boundary values porosity coefficient for isolation of collectors.

Keywords: petrofacial model, facies analysis, filtration cell, facies, facies complex, facies series of estuarine deposits

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

For citation: Generalenko O.S., Belyakov E.O. Petrofacial modeling of estuarine type deposits on the example of one of the deposits of the Cherkashinskaya formation of Western Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):20–26. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-20-26>

Manuscript received 15.11.2023

Accepted 19.02.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Идея привлечения петрофизических параметров при проведении фациально-го анализа начала развиваться с начала 70-х годов. В первую очередь речь идет о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС), таких как пористость и абсолютная проницаемость, имеющих большое значение при построении геолого-гидродинамических моделей продуктивных залежей. Сама идея заключается в том, что при описании коллекторов было бы удобно ввести понятие фильтрационной ячейки (ФЯ), которая является неким дополнительным классификационным признаком, позволяющим уточнить фильтрационные характеристики пластов.

В основе выделения фильтрационной ячейки лежит классификационный параметр, позволяющий группировать по нему классы ФЯ в поле сопоставления коэффициентов абсолютной проницаемости и пористости. Процедура поиска соответствия ФЯ и седиментологических фаций лежит в основе петрофациального моделирования, основные принципы которого изложены в работе [1]. В данной статье приводится пример проведения петрофациального моделирования для отложений эстуариевого типа одного из месторождений черкашинской свиты Западной Сибири с целью демонстрации базовых этапов и алгоритмов решения данной задачи.

Основная задача седиментолога при изучении керна — диагностировать и проанализировать основные визуальные характеристики пород, такие как структура, текстура, включения, следы жизнедеятельности, по набору которых определяется фация. Самым важным диагностическим признаком при описании пород с целью дальнейшего определения условий осадконакопления, является текстура. При определении фации, кроме того, сравниваются изучаемые породы с отложениями, образованными в современных обстановках, что ведет к пониманию того, как флюидальный поток образует характерную серию типов осадков, осадочных структур и морфологии. В результате изучения керна и анализа диагностических признаков, устанавливаются фации и фациальные комплексы, корреляция которых в объеме залежи позволяет получить концептуальное представление о ее строении [2].

СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

В результате продолжающейся регрессии в пимское время береговая линия сместилась к западу, и территория исследования представляла собой мелкое море, переходящее во внутренние пресные, временами засоляющиеся водоемы, глубиной менее 25 м [3]. Накопление углеводородов в том числе

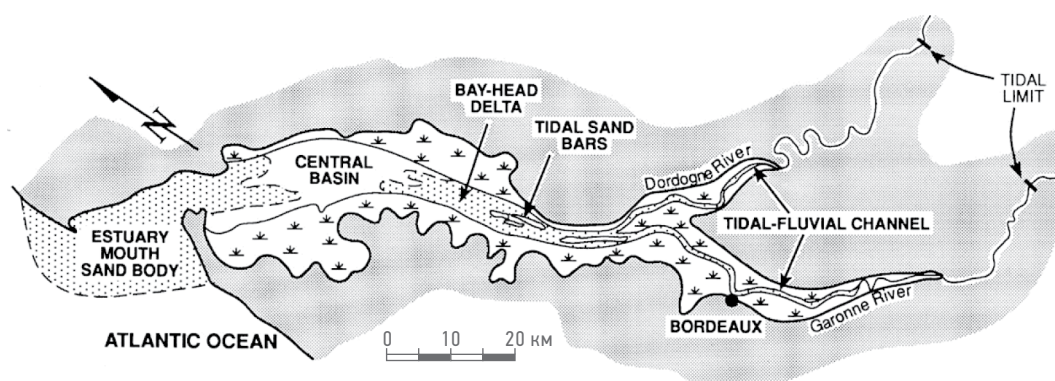


Рис. 1. Строение эстуария смешанного типа (Dalrymple et al., 1992)

Fig. 1. Mixed-Energy Estuary — Gironde (Dalrymple et al., 1992)

было связано с формированием отложений в обстановке с активной динамикой среды, которая способствовала формированию выдержанных, высокопористых коллекторов. При выполнении детального седиментологического анализа керна авторами описаны основные структурно-текстурные особенности пород, выполнен ихнофациальный анализ, а также большое внимание уделено типам контактов между литологическими разностями (слоями). В результате проведенного исследования были описаны фациальные комплексы отложений, которые по набору основных диагностических признаков пород и парагенезу относятся к системе

эстуария смешанного (преимущественно волнового) типа (рис. 1). Краткая характеристика фаций по керну приведена в табл. 1. Таким образом, по разрезу черкашинской свиты в отложениях, сформированных в пределах эстуария преимущественно волнового типа, выделено 10 фаций, которые объединены в 7 фациальных комплексов:

1. *Песчаники флювиального русла с приливно-отливным влиянием* (Tidal Fluvial Channel — TFCh) преимущественно косослойчатого строения, с двоянными углесто-детритовыми слойками в косослойчатых сериях. В песчаниках присутствуют поверхности размыва, драпируемые

Таблица 1. Краткая характеристика фаций по керну, описанных по разрезу
Table 1. Brief description of core facies described by section

№	Фация	Краткая характеристика отложений	Фациальные комплексы	Индекс в модели
1	Песчаники флювиального русла с незначительным влиянием приливно-отливных процессов	Песчаники от средне-мелкозернистых до тонко-мелкозернистых с крупной косой и мелкой косой слоистостью	Песчаники флювиального русла с приливно-отливным влиянием	TFCh
2	Песчаники флювиального русла с интенсивным влиянием приливно-отливных процессов	Песчаники от мелкозернистых до тонкозернистых с мелкой косой фазерной слоистостью, с многочисленными двоянными глинистыми слойками		
3	Песчаники приливно-отливного канала	Песчаники тонкозернистые мелкокосослоистые, с многочисленными двоянными глинистыми слойками		
4	Песчаные отложения песчаной приливно-отливной отмели	Песчаники тонкозернистые с мелкой косой фазерной, полого-волнистой слоистостью за счет углистого детрита	Отложения песчаной приливно-отливной отмели	STF
5	Песчано-глинистые отложения смешанной приливно-отливной отмели	Полого- и линзовидно-волнистое переслаивание песчаника тонкозернистого мелкокосослоистого и алевролита глинистого	Отложения преимущественно глинистой приливно-отливной отмели с прослоями углистых аргиллитов маршей	MTF
6	Алевритоглинистые отложения глинистой приливно-отливной отмели	Алеврит тонкозернистый глинистый с полого- и линзовидно-волнистой слоистостью за счет мелкокосослоистого песчаника		
7	Углистые аргиллиты и алевролиты прибрежных болот (маршей)	Алевролиты глинистые и аргиллиты с углефицированными корешками растений, прослоями угля и углистого аргиллита		
8	Алевролиты центральной части залива	Алевролиты глинистые интенсивно биотурбированные	Алевролиты центральной части залива	CB
9	Песчано-глинистые отложения окраинной части залива	Песчаники глинистые интенсивно биотурбированные, часто с волновой и течениевой рябью	Песчано-глинистые отложения окраинной части залива	BayM
10	Песчаники дельты головной части залива эстуария	Песчаники мелкозернистые с увеличением зернистости вверх по разрезу, в парагенезе с фациями залива	Песчаники дельты головной части залива эстуария	BHD

интракластами аргиллита, что может быть связано с неравномерностью водной нагрузки и циклическим изменением скорости водного потока в русле вследствие влияния приливов (рис. 2а, б).

2. *Отложения песчаной приливо-отливной отмели (Sand Tidal Flat — STF)* представлены песчаниками тонкозернистыми, реже мелко-тонкозернистыми слабо биотурбированными с многочисленными глинистыми и детритовыми слойками, образующими фазерную, мелкую косую, полого-волнистую и линзовидно-волнистую слоистость. Присутствие в песчаниках многочисленных глинистых слойков свидетельствуют о неустойчивом гидродинамическом режиме, связанном с чередованием периодов активной транспортировки и отложения песчаных осадков и периодов со спокойными условиями седиментации, в течение которых откладывался глинистый осадок (рис. 2г).
3. *Отложения преимущественно глинистой приливо-отливной отмели (Mud Tidal Flat — MTF)* представлены глинистыми алевролитами с прослоями и линзами песчаника и крупнозернистого

алевролита, а также полого-волнистым и линзовидно-волнистым переслаиванием песчаника тонкозернистого с алевролитами и аргиллитами. Породам характерен обедненный состав биотурбационных текстур и присутствие многочисленных остатков корней растений. Ритмичное изменение условий седиментации связано с периодическим усилением скорости течения при смене квадратурных и сизигийных приливов. Строение массивных аргиллитов и глинистых алевролитов в различной степени нарушено корневой системой наземных растений и редкой биотурбацией. Среди аргиллитов присутствуют прослои углей и углистых аргиллитов.

4. *Алевролиты центральной части залива (Central Basin — CB)* представлены в основном алевролитами мелкозернистыми глинистыми линзовидно-слоистыми и полого-волнистослоистыми с прослоями и линзами песчаника тонкозернистого мелко-косослоистого. В песчаниках развита мелкая косая слойчатость ряби различных типов: волновой, комбинированной и течениевой. Слоистость породы

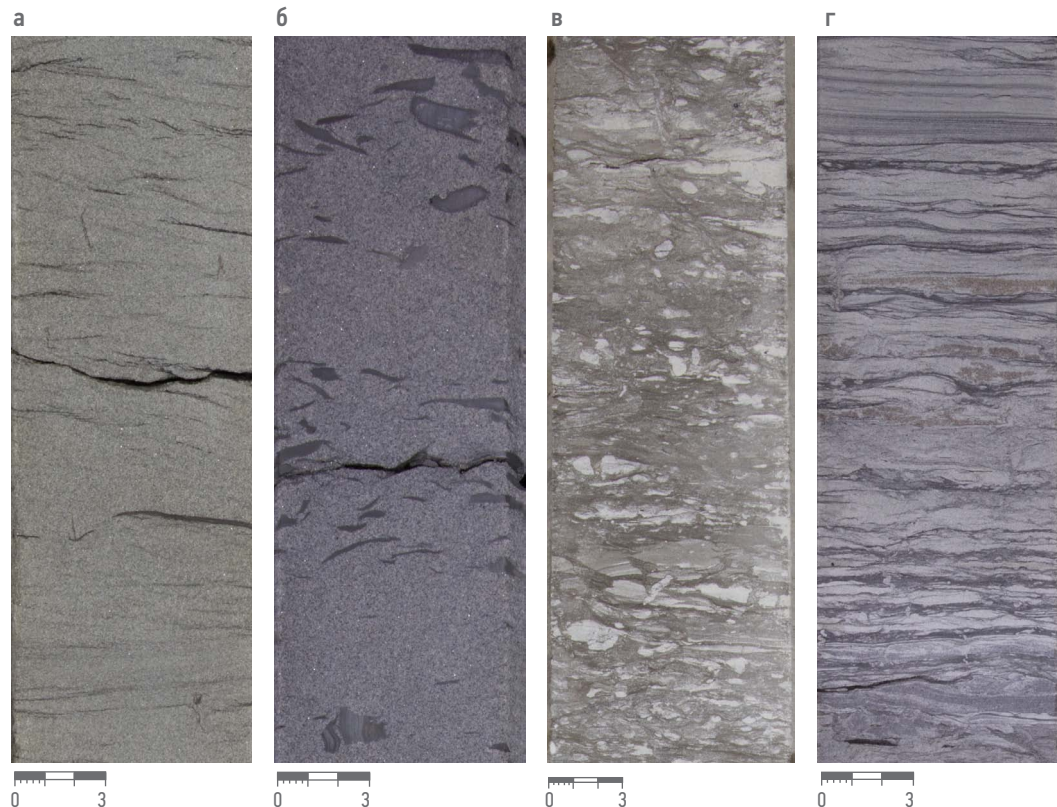


Рис. 2. Фототаблица характерных образцов ядра по фациям эстуария. а–б — песчаники флювиального русла с приливо-отливным влиянием; в — песчано-глинистые отложения фации центральной части залива; г — переслаивание песчаника и алевролита фации песчаной приливо-отливной отмели (фото О.С. Генераленко).

Fig. 2. Phototable of characteristic core samples from estuary facies. а–б — tidal fluvial channel sandstones; в — sandy-clay deposits of the facies of the central part of the basin; г — interlayer of sandstone and siltstone facies of the sandy tidal flat (photo by O.S. Generalenko)

нарушена следами интенсивной биотурбации (*Teichichnus*, *Scolicia*, *Paleophycus*) (рис. 2в).

5. *Песчано-глинистые отложения окраинной части залива (Bay Margin — BayM)* представлены интенсивно биотурбированными глинистыми песчаниками, в отличие от отложений центральной части залива более песчаные по составу.

ИТЕРАЦИОННЫЙ РАСЧЕТ ПАРАМЕТРА S, КОТОРЫЙ ХАРАКТЕРИЗУЕТ СВЯЗАННОСТЬ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА, ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ ЗНАЧЕНИЯ S ДЛЯ КАЖДОГО ПЕТРОФАЦИАЛЬНОГО ТИПА.

6. *Песчаники дельты головной части залива эстуария (Bay Head Delta — BHD)* имеют смешанный алеврито-песчаный состав, с постепенным укрупнением зернистости пород и увеличением числа и толщины песчаных линз и слоев в алевролитах вверх по разрезу. Песчаник тонко- и мелкозернистый с мелкой косой слоистостью преимущественно волновой и комбинированной ряби. Строение песчаников и алевролитов в различной степени нарушено следами биотурбации (*Planolites*, *Paleophycus*, *Arenicolites*). Огрубление пород фации снизу вверх по разрезу отражает постепенное увеличение количества осадков с постепенной проградацией области локального депоцентра (распределительных каналов дельты головной части залива).

ПОСТРОЕНИЕ ПЕТРОФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

В основу петрофациальной модели коэффициента абсолютной проницаемости положено выражение концепции связанности порового пространства [1]:

$$K_{\text{пр}} = \exp(A \cdot K_{\text{п}}^F - S), \quad (1)$$

где: $K_{\text{пр}}$ — коэффициент абсолютной газопроницаемости (мД); $K_{\text{п}}$ — коэффициент открытой пористости (%); A и F — эмпирические коэффициенты; S — параметр, характеризующий связанность порового пространства. На начальном этапе на кросс-плот «пористость-абсолютная газопроницаемость» наносятся точки, которые маркируются по принадлежности в соответствии с определенными для каждого образца ядра фациальными обстановками (макрофациям). При этом выделяются макрофации, которые

могут являться как коллекторами, так и неколлекторами и фации вмещающих пород, всегда представленные неколлекторами. На основании анализа сходимости локаций точек на кросс-плоте, макрофации объединяются в петрофации (аналоги фильтрационных ячеек) по которым строится петрофациальная модель. В процессе обоснования модели на начальном этапе исключаются петрофации, представленные вмещающими породами (неколлекторами). Для образцов остальных петрофаций проводится итерационный расчет параметра S , выраженного из формулы (1), при различных значениях коэффициентов A и F . При каждой итерации рассчитывается дисперсия или стандартное отклонение параметра S в каждом петрофациальном типе. В итоге принимается вариант констант A и F модели (1), обеспечивающие минимальную дисперсию или стандартное отклонение выборки рассчитанных значений S в каждом петрофациальном типе. Для контроля корректности отнесения фаций вмещающих пород к петрофации неколлекторов проводится обоснование граничной отсечки в поле $K_{\text{п}}-K_{\text{пр}}$ путем построения модели динамической пористости вида $K_{\text{пд}} = F(K_{\text{п}}, S)$ [1]. Пример полученной вышеизложенным способом петрофациальной модели коэффициента абсолютной газопроницаемости приведен на рис. 3. В данном примере к петрофации №1 отнесена макрофация TFCh, к петрофации №2 — макрофации STF, BayM и BHD, а к петрофации неколлекторов — макрофации MTF, CB. Показано, что проведение петрофациального моделирования позволяет снизить неопределенность петрофизической модели коэффициента проницаемости с двух до одного порядка величины определения данного параметра за счет использования фиксированных значений классификационного параметра S для двух петрофаций (петрофация №1 — $S = 2,8$; петрофация №2 — $S = 5$). Кроме этого, показано, что граничные коэффициенты пористости $K_{\text{п.гр}}$ для выделения коллекторов в петротипах 1 и 2 отличаются примерно на 3 % абс. и учет этого фактора может снизить неопределенность выделения эффективных толщин в скважинах, где использование единой фиксированной граничной отсечки коэффициента пористости является основным способом выделения коллекторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенный пример показывает, что проведение петрофациального моделирования позволяет снизить неопределенности

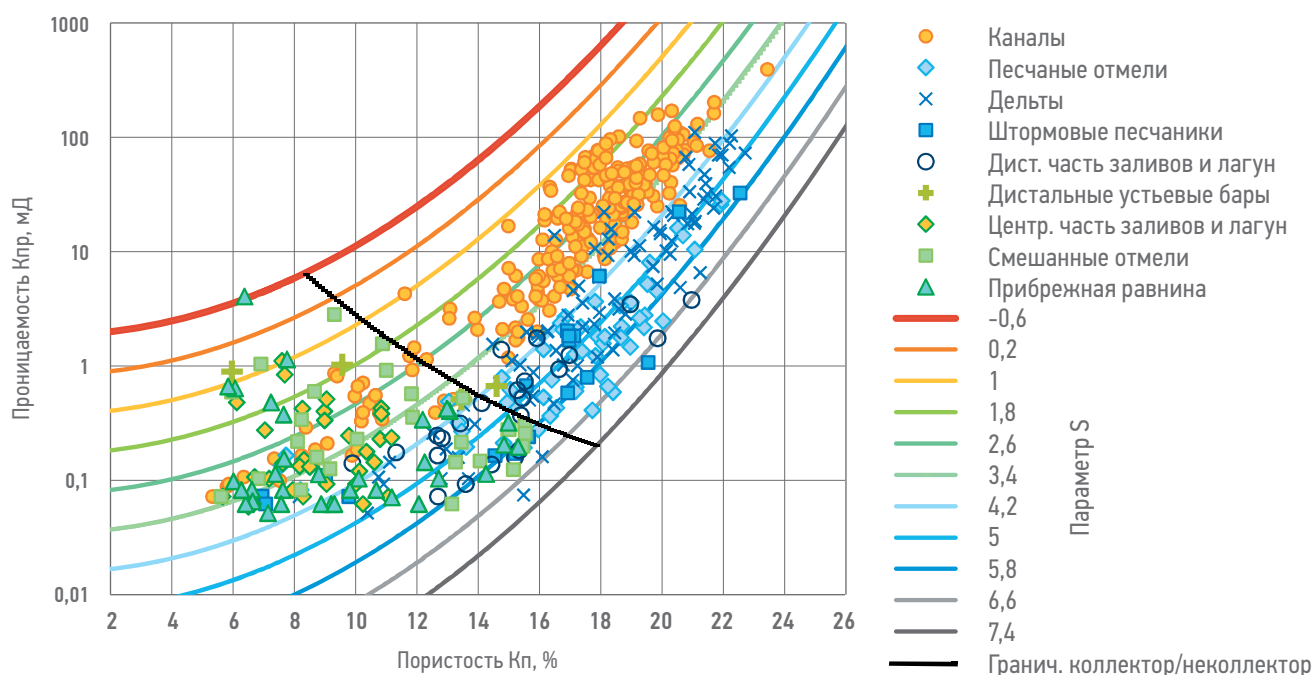


Рис. 3. Пример представления петрофациальной модели $K_{пр}$. Точки — результаты керновых определений K_p и $K_{пр}$ (кодировка точек — фациальная принадлежность образца согласно седиментологическому анализу керна); линии — модель КСПП (цвет линий — величина S).

Составлено авторами

Fig. 3. An example of a representation of the petrofacial model of the $K_{пр}$. The dots are the results of core definitions of K_p and $K_{пр}$ (the encoding of the dots is the facies of the sample according to the sedimentological analysis of the core); the lines are the CPC model (the color of the lines is the value of S). Prepared by the authors

в прогнозе коэффициента абсолютной проницаемости и эффективных толщин коллекторов по сравнению с типовыми подходами, в которых используются парные корреляции вида $K_{пр} = F(K_p)$ и единое значение $K_{п.гр}$. Кроме того, количественная оценка классификационного параметра S (по величинам K_p и $K_{пр}$) для новых образцов керна, при наличии петрофациальной модели, позволяет оперативно относить их к петрофациальным типам до проведения полноценного седиментологического анализа, что позволяет уже на ранних стадиях изучения кернового материала использовать данную информацию для уточнения концептуальных

геологических моделей углеводородных залежей. Высокая представительность определений пористости и проницаемости по керну дает возможность поиска парных или многомерных связей параметра S по керну с показаниями методов ГИС, или обучения нейронной сети для прогноза данного параметра в скважинах, не охарактеризованных керновыми данными. С одной стороны, это дополнительная возможность для уточнения ФЕС, а с другой — дополнительный количественный ориентир для типизации разреза по данным электрофациального анализа.

Список литературы

1. Беляков Е.О. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связанности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири). — М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. — 288 с.
2. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т.: Пер. с англ. / Под ред. Х.Г. Рединга. — М.: Мир, 1990. — Т. 1. — 352 с.; т. 2 — 384 с.
3. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. А.Э. Конторович и др. Геология и геофизика, 2014. — Т. 55. — № 5–6. — С. 745–776.

References

1. Belyakov E.O. Petrophysical modeling of filtration-capacitance properties of oil-bearing reservoirs in the concept of pore space connectivity (on the example of traditional terrigenous reservoirs of Western Siberia). — Moscow — Izhevsk: Institute of Computer Research, 2021, 288 p.
2. Conditions of sedimentation and facies: In 2 volumes: Translated from English / Edited by H.G. Reading. — Moscow: Mir, 1990, vol. 1, 352 p.; vol. 2, 384 p.
3. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period. A.E. Kontorovich, et al. *Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 5–6, pp. 745–776.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.С. Генераленко — выполнила седиментологические исследования, приняла участие в комплексном анализе данных скважин; разработала концепцию статьи и подготовила текст; согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.О. Беляков — провел петрофациальное моделирование, подготовил и оформил раздел 2.

Olga S. Generalenko — performed sedimentological studies, took part in a comprehensive analysis of well data; developed the concept of the article and prepared the text; agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Evgeniy O. Belyakov — carrying out petrofacial modeling, preparation and design of section 2.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ольга Сергеевна Генераленко* — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 55531542600

Евгений Олегович Беляков — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель проекта развития дисциплины Петрофизика, Группа компаний «Газпром нефть»
РИНЦ Author ID: 273304
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4094-4308>

Olga S. Generalenko* — Expert, Gazprom нефть company group 3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 55531542600

Evgeniy O. Belyakov — Cand. Sci (Geol.-Min), Lead of the Petrophysical discipline development, Gazprom нефть company group
РИНЦ Author ID: 273304
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4094-4308>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОДХОД К ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ

© Коллектив авторов,
2024



**А.Д. Мусихин*, Д.И. Мингазова, Р.П. Байков, Е.М. Викторова, П.Ю. Киселев,
К.С. Тельнова**

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Отложения неомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазовой провинции является одним из объектов восполнения ресурсной базы углеводородного сырья России (РФ), изученность которого весьма неравномерна. Наиболее изученными зонами являются регионы южной и центральной части ЗС с длительной историей добычи, а также зоны, приуроченные к крупным региональным поднятиям. В свою очередь, зоны мегапрогибов и моноклиналей не в полной мере охвачены изученностью, часто опойскаваны единичными скважинами и сравнительно редкой сеткой профилей 2D-сейсморазведки. С такими зонами может быть связана значительная ресурсная база, приуроченная к литологическим объектам и залежам сложного строения ачимовской толщи, которые представлены отложениями глубоководных конусов выноса [1].

Основными геологическими причинами невысоких показателей разработки ачимовских коллекторов являются сложность их внутреннего строения, низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), высокая неоднородность в пространстве, которые обуславливают различное насыщение линз и трудности при прогнозировании распространения перспективных ловушек вне крупных структурных поднятий.

В совокупности с неравномерной, чаще низкой, геолого-геофизической изученностью объектов ачимовской толщи, оценка ресурсного потенциала предполагает использование плотностного метода в различных модификациях.

Цель. Оценка ресурсного потенциала ачимовской толщи перспективного участка недр с учетом геологических неопределенностей и рисков при выполнении геолого-экономической оценки.

Материалы и методы. Сотрудниками группы компаний «Газпром нефть» разработан подход к вероятностной оценке, базирующийся на плотностном методе и позволяющий корректно учесть основные геологические неопределенности данных объектов при расчете ресурсной базы.

Результаты. Разработанная методика успешно апробирована на одном из участков недр с наличием 3D сейсморазведочных работ (СРР) при отсутствии скважинных данных. Результаты выполненной работы использованы в геолого-экономической оценке для расчета прогнозных профилей добычи, формирования программы геолого-разведочных работ и оценки экономической эффективности проекта.

Заключение. Реализованная методика позволяет оценить экономическую привлекательность зон с частичным и полным отсутствием геолого-геофизических данных и обосновать целесообразность дальнейшего доизучения данных зон.

Ключевые слова: ачимовская толща, неструктурные ловушки, литологические ловушки, оценка ресурсной базы, $d\sigma/dz$, неопределенность, геологические риски, распределения, аналоги, ресурсы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Мусихин А.Д., Мингазова Д.И., Байков Р.П., Викторова Е.М., Киселев П.Ю., Тельнова К.С. Подход к вероятностной оценке ресурсного потенциала ачимовской толщи в условиях низкой изученности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):27–33. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-27-33>

Статья поступила в редакцию 09.03.2023

Принята к публикации 15.03.2023

Опубликована 28.06.2024

NEW WAY TO ESTIMATE OF ACHIMOV FORMATION RESOURCE POTENTIAL AT A LOW LEVEL
OF STUDY

**Artem D. Musikhin*, Dilyara I. Mingazova, Ruslan P. Baykov, Evgeniia M. Viktorova, Pavel Y. Kiselev,
Kseniia S. Telnova**

Gazprom oil company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. The Neocomian clinoform deposits of West-Siberian oil and gas province (WS), which state of exploration is uneven, is one of the fulfilment sources of Russian Federation's hydrocarbon resource base. The most explored areas are in the south and middle parts of WS with the mature history of oil production and related to large regional uplifts. Though, zones of megadepressions and monoclines are poorly explored, mostly prospected with only few wells and relatively rare seismic grid. These zones can potentially have rich resource

base related to lithological objects and reservoirs of Achimov sequence represented by deepwater alluvial cone deposits.

These are geological reasons of poor exploration maturity of Achimov sequence: complexity of internal structure, poor reservoir parameters (porosity and permeability), high spatial heterogeneity that causes heterogeneity of lenses saturation and difficulties in predicting of perspective reservoirs out of large structural uplifts.

All these factors require using a variety of modifications of the density method when evaluating resource potential of objects.

Aim. Evaluation of resource potential of Achimov sequence object and taking into consideration all geological uncertainties and risks when performing economic-geological evaluation.

Materials and methods. The team of Gazprom нефть company group has developed an approach to probabilistic estimation based on density method, which allows correctly consider all major geological uncertainties when resource base evaluating.

Results. Approach design by Gazprom нефть company group has been successfully tested on real case object without any well data, but with 3D seismic grid. Results of this test formed the basis for production profiles estimation, forming program of geologic exploration activities and economic efficiency assessment within economic-geological evaluation.

Conclusions. The methodology makes it possible to assess the commerciality of zones with partial and complete lack of geological and geophysical data and to justify the expediency of further appraisal of these zones.

Keywords: Achim formation, non-structural traps, lithological traps, resource appraisal, gCoS, uncertainty, risk, distributions, analogues, resources

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

For citation: Musikhin A.D., Mingazova D.I., Baykov R.P., Viktorova E.M., Kiselev P.Y., Telnova K.S. New way to estimate of Achimov formation resource potential at a low level of study. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):27–33. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-27-33>

Manuscript received 09.03.2023

Accepted 15.03.2023

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Строение ачимовского комплекса Западной Сибири в рассматриваемом регионе предполагает наличие в разрезе серии клиноформ, для которых характерна проградация преимущественно с востока на запад бассейна. В пределах клиноформ выделяются шельфовая (ундоформа), склоновая (ортоформа), а также глубоководная часть (фондоформа), которая представлена отложениями различных фациальных обстановок: подводных питающих и распределительных каналов, подводных валов, окраинных частей каналов/межрусловых площадей, глинистых отложений склона и шельфа, оползней, седиментационных лопастей и др. [2, 3, 4].

РАЗНИЦА В ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УВС ПРИ ВЕРОЯТНОСТНОМ ПОДХОДЕ С УЧЕТОМ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ И ДЕТЕРМИНИСТСКОМ ПОДХОДЕ РАЗЛИЧАЕТСЯ ПОЧТИ В 4 РАЗА.

При наличии керновых данных, ГИС и 3D CPP детализация и возможность оконтуривания изолированных тел значительно повышается, что снижает геологические неопределенности, связанные с количеством и разобщенностью объектов, их размерами, насыщением и толщинами.

ПОДХОДЫ И АЛГОРИТМ РАСЧЕТА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ

При наличии только 2D- или 3D-сейсмической съемки и единичных скважин, вскрывших ачимовскую толщу (АТ), или отсутствии скважин, эффективным решением является применение вероятностной оценки РБ на основе плотностного метода (рис. 1). Данный метод учитывает неопределенность интегральной перспективной площади фондоформы путем выделения минимальной, максимальной и, при возможности, наиболее вероятной площади по сейсмическим данным. Таким образом, данная площадь варьируется от итерации к итерации и «наполняется» потенциальными ловушками (подсчетными объектами). Вариативность площади фондоформы определяется с учетом палеогеоморфологии поверхностей осадконакопления и накопленных толщин. Как известно, при наличии источника питания обломочным материалом, палеопрогибы являлись зонами максимальной разгрузки осадочного материала и формирования песчаных тел. В свою очередь, в зонах палеоподнятий осадконакопление ограничено, как правило, формируются невыдержанные по площади маломощные песчаные линзы. Площадь каждой из потенциальных ловушек определяется на основе собранной статистики по месторождениям-аналогам региона

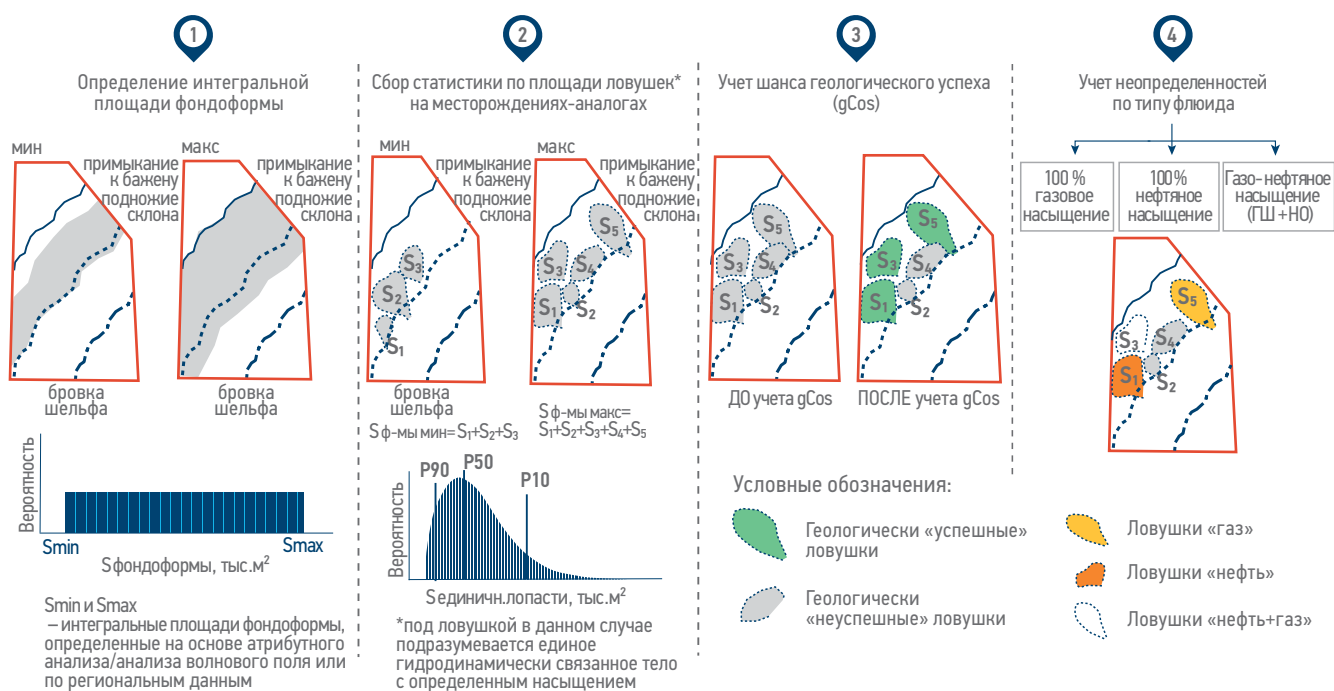


Рис. 1. Принципиальная схема расчета интегральной площади объектов в рамках предлагаемого подхода. Составлено авторами
Fig. 1. Schematic diagram of the calculation of the integral area of objects in the framework of the proposed approach. Prepared by the authors

и учитывается в расчете в виде функции распределения вероятности [5, 6, 7]. Другие подсчетные параметры, такие как насыщенные толщины, коэффициенты нефти/газонасыщенности и пористости, PVT-параметры также моделируются согласно заданным распределениям, выборка по которым формируется на данных аналогов. В рамках расчета для каждого моделируемого объекта оценивается геологический риск/успех, основанный на вероятности наличия 5 факторов: наличия нефтематеринской породы, путей миграции УВ, коллектора, ловушки УВ и сохранности покрышки. Одним из важных факторов, оказывающий значительное влияние как на подземное, так и наземное обустройство и, как следствие, на экономику проектов является неопределенность типа насыщения нефть/газ или смешанное (нефтяные оторочки и газовые шапки). Вероятность того или иного типа насыщения определяется на основании бассейновой модели региона, анализа данных по окружающим месторождениям, при наличии скважин в пределах участка — результатами их опробования.

АПРОБАЦИЯ МЕТОДИКИ

Представленный выше подход широко используется при геолого-экономических оценках (ГЭО) перспективных участков недр с низкой изученностью, выполняемых

в группе компаний «Газпром нефть», когда в кратчайшие сроки необходимо оценить не только ресурсную базу, но и экономическую эффективность проекта, включая проработку параметров разработки и обустройства. В процессе анализа геологического строения АТ одного из участков в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа выявлены зоны развития конусов выноса по результатам 2D- и 3D-сейсморазведки, при этом бурением объекты не вскрыты, так как основными объектами ранее рассматривались менее погруженные пласты шельфового генезиса. Новые перспективные зоны логично располагаются в фондоформенной части клиноформ, соответствующей глубоководной части бассейна седиментации (пласты БТ9 и БТ10). Отмечается проградация клиноформенного комплекса в северо-западном направлении, что определяет смещение бровки и подножья склона палеошельфа (рис. 2). Атрибутный анализ данных 3D-сейсморазведки в интервале пластов БТ9 и БТ10 позволил выявить основные черты, характерные для конусов выноса: подводящие каналы склоновой и шельфовой частей, распределительные каналы, формирующие путем переноса осадочного материала непосредственно седиментационные лопасти. Сопоставление контуров перспективных объектов на границе 3D и 2D CPP позволило проследить и распространить их границы на всю область, покрытую не только 3D, но и 2D (рис. 3).

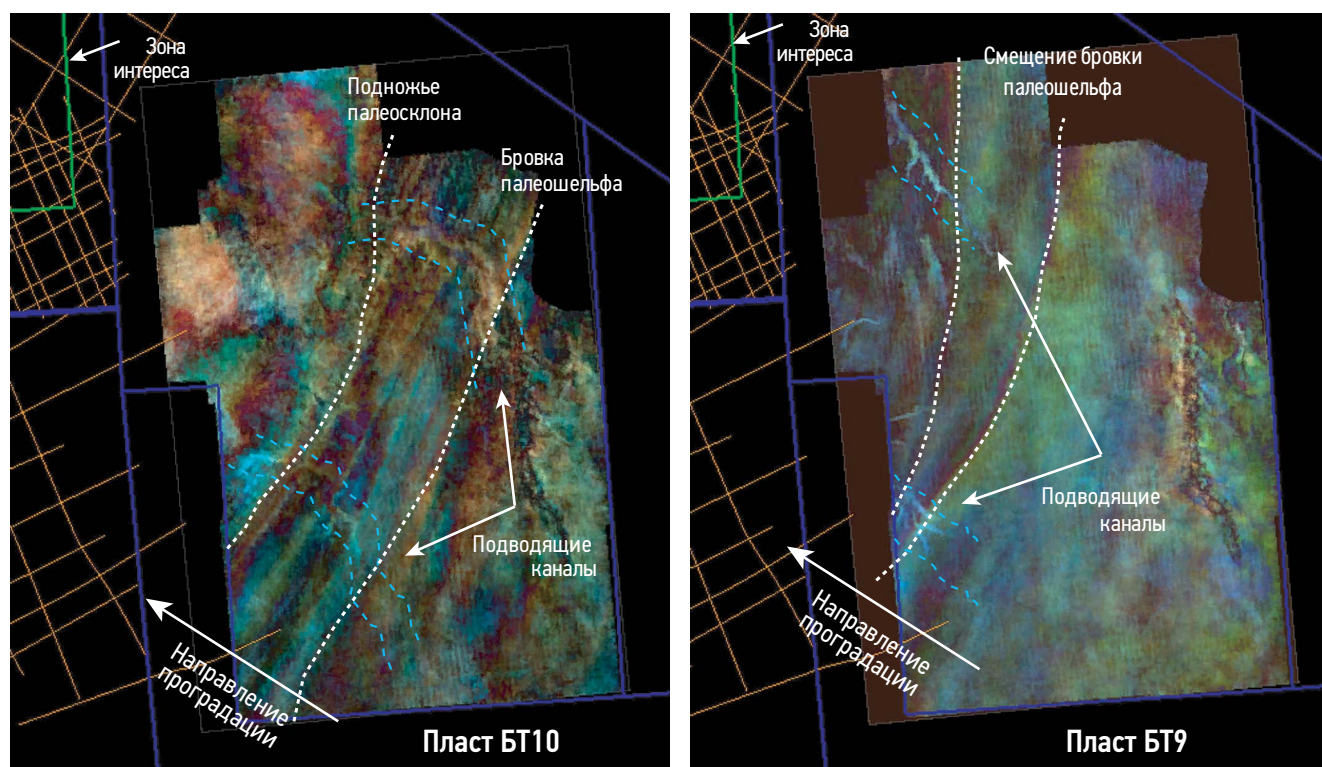


Рис. 2. Результаты геологической интерпретации сейсмических данных. Составлено авторами
Fig. 2. Seismic data interpretation results. Prepared by the authors

В пределах изучаемой зоны уверенно выделяется два основных источника сноса, формирующих в пласте БТ10 северный и южный конусы выноса. При продвижении бровки шельфа и проградации отложений на запад, при формировании пласта БТ9, положения источников сноса и подводящих каналов, с учетом проградации, сохраняются. В свою очередь, отмечается возможное наличие менее выраженного третьего конуса выноса в центральной части, характерные черты которого, в отличие от двух остальных, менее выражены на сейсмическом образе пласта БТ9. Исходя из сейсмической картины (анализ атрибутов) для зоны интереса были определены минимальная и максимальная перспективные площади фондоформы пласта БТ9.

Вероятный тип насыщения в АТ рассматриваемой территории прогнозировался на данных бассейновой модели региона и насыщению окружающих месторождений, определен как нефтяной.

Площадь каждой из потенциальных ловушек определялась на основе собранной статистики по месторождениям-аналогам в регионе и принималась в расчет в виде распределения. Остальные подсчетные параметры (нефтенасыщенные толщины (ННТ), коэффициенты пористости K_p , нефте- и газонасыщенности $K_{нг}$ и PVT) также принимались по заданным распределениям на основании

принятых аналогов. Расчет ресурсной базы выполнялся с использованием ПО Вега (разработка группы компаний «Газпром нефть»). Учет геологического успеха (gCoS) производился на основании вероятности наличия 5 факторов согласно методике группы компаний «Газпром нефть». Итоговые gCoS по объектам различных пластов глубоководного генезиса равны 0,5 (БТ9) и 0,38 (БТ10) (рис. 4).

Оцененная детерминистским методом ресурсная база находится в диапазоне вероятностной оценки и в целом близка к P50 (рис. 5). При этом ввиду отсутствия подтверждения наличия УВ скважинными испытаниями объектов АТ немаловажно оценить вероятность геологической успешности объектов, что не учитывается при детерминистском подходе. Ожидаемая ресурсная база при вероятностном подходе с учетом геологических рисков и детерминистском методе расчета различается почти в 4 раза, а соотношение запасов в кейсах P10 к P90 порядка 10, что подтверждает высокую степень неопределенности.

Выводы

Разработанная методика и апробированная авторами статьи на одном из участков недр с наличием 3D CPP и отсутствием

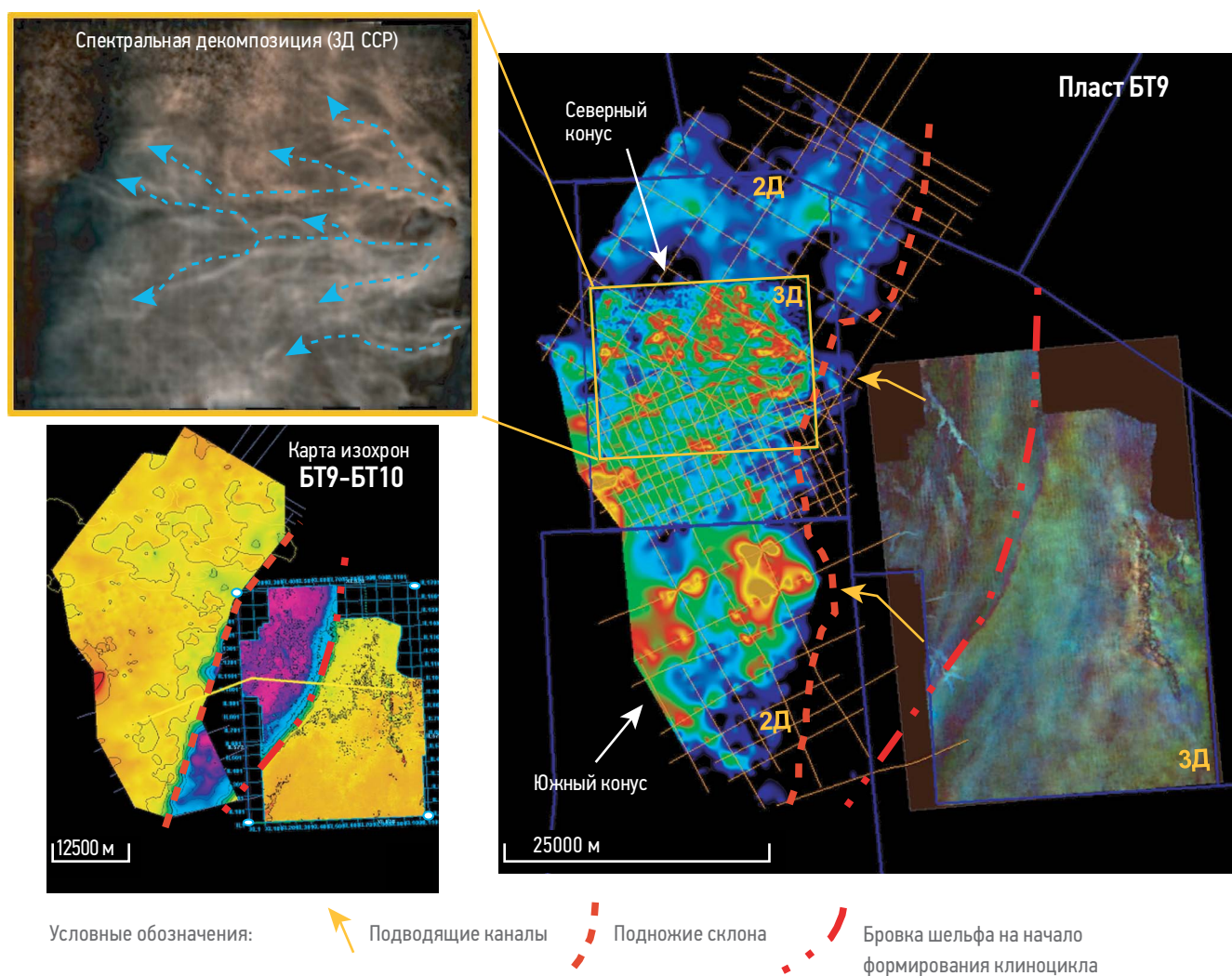


Рис. 3. Выделение перспективной зоны развития глубоководных конусов выноса. Составлено авторами
 Fig. 3. Mapping of prospect zones of deep-water turbidites accumulation. Prepared by the authors

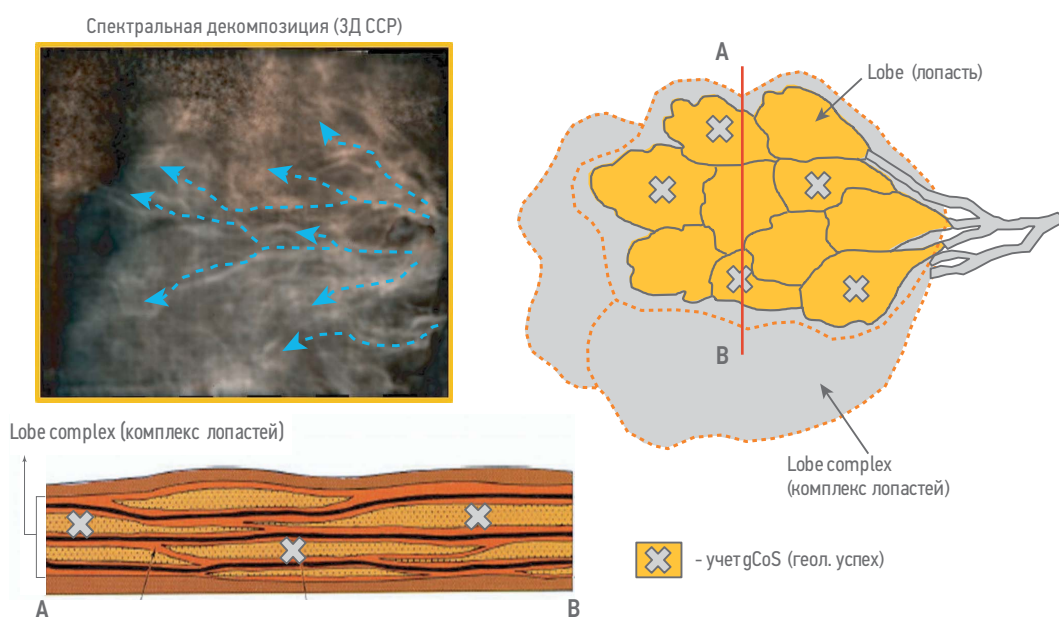


Рис. 4. Принципиальная схема учета gCoS (геологического риска) в отложениях ачимовской толщи (с исп. доработанных иллюстраций Е. Mutti, 1992 и А. Prelat, 2010). Составлено авторами [8]

Fig. 4. Concept scheme of definition gCoS for Achimov formation (with Mutti, 1992 и А. Prelat, 2010). Prepared by the authors [8]

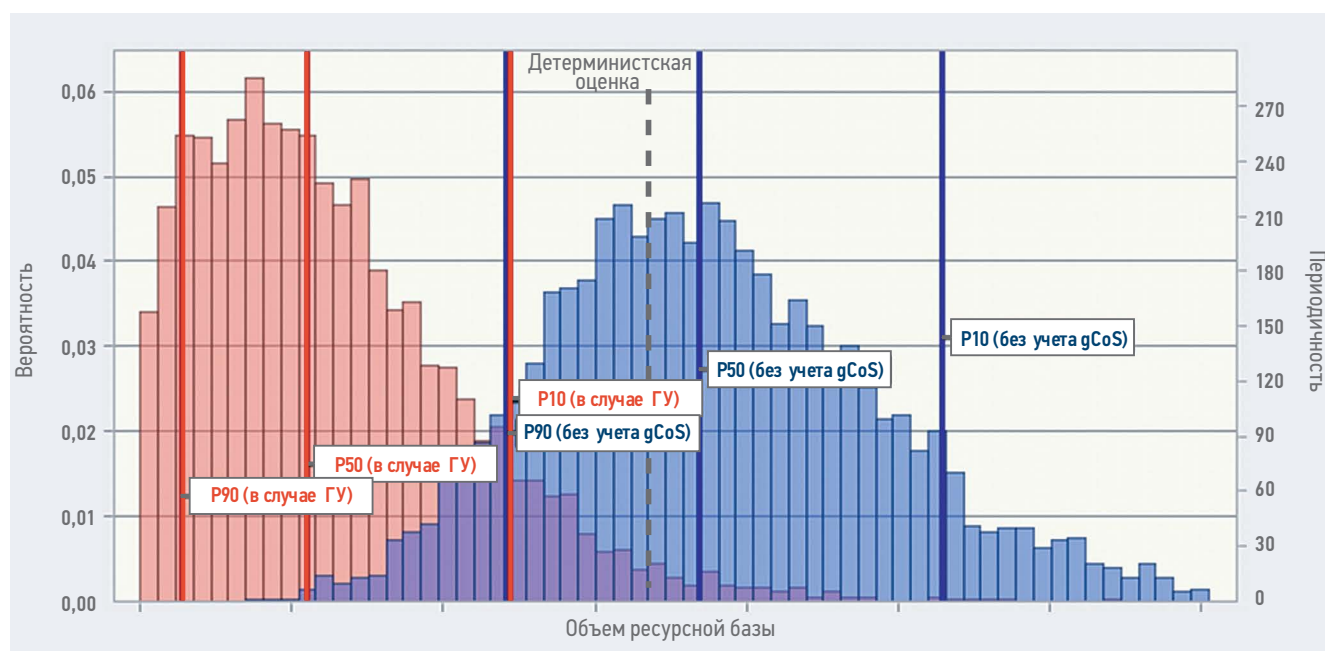


Рис. 5. Сравнение результатов вероятностной оценки ресурсной базы (без учета gCoS/в случае геол. успеха) и при детерминистском подходе.
Составлено авторами

Fig. 5. Comparison results of deterministic and probabilistic reserve estimates (excluding gCoS/in case of gCoS). Prepared by the authors

скважинных данных позволила спрогнозировать количество перспективных объектов и их ожидаемую РБ в трех сценариях (P10–P50–P90). На основании этого для каждого сценария были определены прогнозные профили добычи УВ, необходимые программы

геолого-разведочных работ и концепции наземной инфраструктуры. С учетом всех вышеперечисленных факторов это позволило получить оценку ожидаемой стоимости актива (EMV) и принять решение о приобретении актива.

Список литературы

1. Жарнов А.М. Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири // ВНИГРИ, 2016. — 12 с.
2. Prélat A., Covault J.A., Hodgson D.M., Fildani A., Flint S.S. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes // *Sedimentary Geology*. — 2010. — № 232. — P. 66–76.
3. Храмова А.В., Пахомов С.И., Натчук Н.Ю., Калашникова М.П., Ромашкин С.В., Мусихин А.Д., Семенова Н.Г. Фациальные модели ачимовской толщи Восточно-Уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки // *Георесурсы*. — 2020. — № 22(3). — С. 68–76.
4. Мезенцева А.В., Байнов Р.П., Зверев К.В., Соловьев В.В., Буткеев А.С., Улыбина И.В. Типизация конусов выноса в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. — 2019. — Т. 14. — №3. — С. 1–11.
5. Мингазова Д.И., Байнов Р.П., Викторова Е.М., Мусихин А.Д., Киселев П.Ю. Подход к вероятностной оценке ресурсной базы неструктурных объектов в условиях низкой изученности на примере ачимовской толщи Западной Сибири // «Геомодель 2021». — Геленджик, Россия, 6–10 сентября 2021 г.
6. Мингазова Д.И., Мусихин А.Д., Байнов Р.П., Викторова Е.М., Колесников Д.С., Тышневич А.А. Подходы к вероятностной оценке ресурсного потенциала участка недр в северной части Западной Сибири в условиях различной степени изученности по разрезу // «Геомодель 2022». — Геленджик, Россия, 5–8 сентября 2022 г.
7. Жигулина Д.И., Мингазова Д.И., Григорьев Д.С., Климов В.Ю., Латышева М.В., Киселев П.Ю. Подход к оценке ресурсного потенциала и дальнейшей разработке неструктурных ловушек в условиях ограниченности данных на примере ачимовской толщи Западной Сибири. // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. — 2021 — № 6(3). — С. 52–60. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-52-60>
8. Mutti E. Turbidite sandstones // *Instituto di Geologia Università di Parma*, 1992. — 275 p.

References

1. Zharkov A.M. Peculiarities of geological structure and forecast of hydrocarbon deposits distribution in Achimov formation of Western Siberia // *VNIGRI*, 2016, 12 p.
2. Prélat A., Covault J.A., Hodgson D.M., Fildani A., Flint S.S. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes // *Sedimentary Geology*, 2010, no. 232, pp. 66–76.
3. Hramova A.V., Pahomov S.I., Natchuk N.YU., Kalashnikova M.P., Musikhin A.D., Semenova N.G. (2020). Facies models of Achimov formation of East Urenoy licensing area as a basis for optimizing exploration and development systems // *Georesursy*, no. 22(3), pp. 68–76 (In Russ.).
4. Mezenceva A.V., Bajkov R.P., Zverev K.V., Solov'ev V.V., Butkeev A.S., Ulybina I.V. Typification of alluvial fans in Achimov deposits of Urenoy field // *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2019, vol.14, no. 3, pp. 1–11.
5. Mingazova D.I., Bajkov R.P., Viktorova E.M., Musikhin A.D., Kiselev P.YU. Approach to probabilistic assessment of resource base of non-structural objects under conditions of low exploration in the example of Achimov formation of Western Siberia // "Geomodel' 2021", Gelendzhik, Rossiya, 6–10 sentyabrya 2021.

6. Mingazova D.I., Musikhin A.D., Bajkov R.P., Viktorova E.M., Kolesnikov D.S., Tyshkevich A.A. Approaches to probabilistic assessment of resource potential of a subsoil plot in the northern part of Western Siberia under conditions of various degrees of exploration along the section // "Geomodel' 2021", Gelendzhik, Rossiya, 5–8 sentyabrya 2022.
7. Zhigulina D.I., Mingazova D.I., Grigor'ev D.S., Klimov V.YU., Latysheva M.V., Kiselev P.YU. Approach to assessment of resource potential and further development of non-structural traps under conditions of limited data on the example of Achimov formation of Western Siberia // PRONEFT. Professionally about oil, 2021, no. 6(3), pp. 52–60. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-52-60E>.
8. Mutti E. Turbidite sandstones // *Instituto di Geologia Universita di Parma*, 1992, 275 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Д. Мусихин — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.И. Мингазова — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.П. Байков — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.М. Викторова — разработала концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

П.Ю. Киселев — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

К.С. Тельнова — разработала концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Artem D. Musikhin — combined rocks materials for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dilyara I. Mingazova — combined rocks materials for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ruslan P. Baykov — combined rocks materials for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Evgeniia M. Viktorova — combined rocks materials for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Pavel Y. Kiselev — combined rocks materials for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Kseniya S. Telnova — combined rocks materials for investigations, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артем Дмитриевич Мусихин* — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»
Россия 190000, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

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

Руслан Петрович Байков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

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

Павел Юрьевич Киселев — руководитель программы оценки активов, Группа компаний «Газпром нефть»

Ксения Сергеевна Тельнова — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Artem D. Musikhin* — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Project manager, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Dilyara I. Mingazova — Lead geologist, Gazprom нефт company group

Ruslan P. Baykov — Lead geologist, Gazprom нефт company group

Evgeniia M. Viktorova — Project manager, Gazprom нефт company group

Pavel Y. Kiselev — Head of project evaluation programs, Gazprom нефт company group

Kseniia S. Telnova — Lead geologist, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2024



УДК 550.8.011
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-34-49>

ТЕОРИЯ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ. ЧАСТЬ 2: УНИВЕРСАЛЬНЫЙ КЛАССИФИКАТОР ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ОТБОРА ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

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

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

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. Отсутствие единого классификатора геолого-технических задач отбора и исследований проб пластовых флюидов приводит к неправильным представлениям и подходам при выполнении промысловых, лабораторных и аналитических работ. Решение этой проблемы является базовой задачей для создания методологического и технологического основания повышения качественной изученности пластовых флюидов.

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

Результаты. В работе представлена терминологическая система для описания различных состояний пластовых флюидов; на основе системы разработан универсальный классификатор геолого-технических задач отбора и исследований проб пластовых флюидов.

Заключение. Разработанные предложения рекомендуется использовать при формировании нормативно-методической документации в области отбора и исследований проб пластовых флюидов.

Ключевые слова: отбор проб, пластовые флюиды, геолого-технические задачи, подготовка скважины

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

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

Для цитирования: Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фукс А.Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 2: универсальный классификатор геолого-технических задач отбора проб пластовых флюидов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):34–49. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-34-49>

Статья поступила в редакцию 12.02.2024

Принята к публикации 25.03.2024

Опубликована 28.06.2024

THEORY OF DOWNHOLE SAMPLING IN MULTIPHASE FLOWS. PART 2: UNIVERSAL CLASSIFIER OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL TASKS OF RESERVOIR FLUID SAMPLING

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

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

²Kazan Federal University, RF, Kazan

³State Commission on Mineral Resources, RF, Moscow

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

The aim. The lack of a single classifier of geological and technical tasks of sampling and studies of reservoir fluids leads to misconceptions and approaches when performing field, laboratory and analytical work. Solving this problem is a basic task for creating a methodological and technological basis for improving the qualitative knowledge of reservoir fluids.

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

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

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

Keywords: sampling, reservoir fluids, well conditioning

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

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

For citation: Lobanov A.A., Kuporoso D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 2: Universal classifier of geological and technical tasks of reservoir fluid sampling. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):34–49. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-34-49>

Manuscript received 12.02.2024

Accepted 25.03.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Представим следующую ситуацию. Скважина эксплуатируется УЭЦН с газосепаратором; забойное давление ниже давления насыщения нефти газом; газосепаратор перенаправляет свободный газ в затрубное пространство скважины. Возможно ли отобрать качественную глубинную пробу в НКТ над насосом? По результатам проведенного авторами опроса 100 % опрошиваемых (порядка 30 коллег) сказали однозначное «Нет».

Причина такого ответа очевидна — нефть в трубном пространстве НКТ необратимо изменила свой состав и не соответствует по составу и свойствам начальному состоянию пластовой нефти. Однако следует отметить, что в вопросе не была указана цель отбора пробы. Если, к примеру, поставлена задача повысить изученность залежи отборами глубинных проб для подсчета запасов, то, безусловно, такая проба не пройдет дальнейшую экспертизу. Однако для изучения процесса образования АСПО в трубном пространстве НКТ эта проба будет иметь наивысшую степень представительности, поскольку именно она соответствует объекту исследований и термобарическим условиям изучаемых процессов.

Этот пример обнажает целый пласт реально существующих в отрасли проблем, которые можно сформулировать в виде двух тезисов:

1. Отсутствует единое и непротиворечивое определение понятий качества и представительности проб пластовых флюидов.
2. Отсутствует единый источник знаний о задачах, которые могут решаться за счет исследований проб.

В данной работе авторы предлагают свое видение решения второй проблемы в виде универсального классификатора геолого-технических задач отбора проб флюидов.

В профессиональной литературе и нормативно-методических документах представлено некоторое количество различных попыток обобщить задачи, решаемые с помощью отбора и исследований проб. Как правило, все они заключаются в перечислении либо направлений исследований

проб [1], либо тех функциональных задач, которые решаются с помощью этих исследований [2]. Однако ни тот ни другой подход не способен привести к созданию классификатора в его полном смысле; в результате получается скорее справочник внутри одной категории.

В качестве критерия для разделения различных задач авторы предлагают использовать концепцию состояний флюидов исследуемого объекта.

БАЗОВЫЕ ТЕРМИНЫ И КОНЦЕПЦИИ

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

Определим базовые термины, характеризующие объект исследований.

Пластовый флюид — текучая фаза пласта. Термин «текучая» означает, что данный флюид потенциально может стать подвижным под воздействием перепада давления или температуры. Физической моделью пластового флюида является его проба, помещенная внутрь исследовательской установки и воспроизводящая его интенсивные свойства. Соответственно, пластовым становится любой флюид, который оказался (в результате геологических или технологических процессов) внутри порового/трещинного пространства пласта или его модели (узлов исследовательской установки). Определение типа пластового флюида зависит от его термодинамических и физико-химических свойств, а также степени техногенного воздействия на пласт. **Техногенное воздействие на пласт** — любые технологические процессы, приводящие к изменению состояния пластовых флюидов.

Основными видами пластовых флюидов являются:

- **Пластовая нефть / пластовая нефтяная система** — совокупность преимущественно углеводородных соединений, находящихся в пласте в жидком состоянии от начального до текущего момента техногенного воздействия.

- **Пластовый газ / пластовая газовая система** — совокупность углеводородных и неуглеводородных соединений, содержащихся в пласте в газообразном состоянии от начального до текущего момента техногенного воздействия на пласт. Пластовый газ описывается следующей группой терминов:

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ КЛАССИФИКАТОР ПОЗВОЛЯЕТ ВЫБРАТЬ ОПТИМАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ И УСЛОВИЯ ОТБОРА ГЛУБИННОЙ ПРОБЫ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КОНКРЕТНЫХ ЗАДАЧ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ НЕОБХОДИМЫХ ПАРАМЕТРОВ ФЛЮИДА.

- **Пластовая газоконденсатная система** — пластовый газ, выделяющий жидкий углеводородный конденсат в результате снижения пластового давления ниже давления начала ретроградной конденсации при пластовой температуре. Пластовые газоконденсатные системы также называются пластовыми газами с ретроградной конденсацией.
- **Пластовый жирный газ** — пластовый газ, остающийся однофазным при пластовой температуре, но выделяющий жидкий углеводородный конденсат в процессах добычи и/или первичной подготовки скважинной продукции.
- **Пластовый сухой газ** — пластовый газ, не выделяющий жидкий углеводородный конденсат при переходе от пластовых до стандартных условий. Пластовые жирные и сухие газы также называются пластовыми газами без ретроградной конденсации.
- **Свободный газ газовой шапки** — пластовый газ, находящийся в газовом состоянии и в контакте с пластовой нефтью от начального до текущего момента техногенного воздействия на пласт.
- **Околокритический флюид** — совокупность преимущественно углеводородных соединений, находящихся в пласте в околокритическом состоянии от начального до текущего момента техногенного воздействия. С точки зрения термодинамики, все околокритические флюиды однозначно могут быть идентифицированы либо как пластовая околокритическая нефть, либо как пластовая околокритическая газоконденсатная система. Введение данной отдельной категории обусловлено сложностями экспериментального определения типа околокритического флюида.
- **Пластовая вода** — вода в жидкой фазе и насыщающие ее углеводородные

и неуглеводородные соединения, находящиеся в пласте в связанном и свободном состоянии от начального до текущего момента воздействия.

В зависимости от степени техногенного воздействия на пласт пластовые флюиды могут быть начальными, текущими, техногенными и технологическими:

- **Начальные (природные) пластовые флюиды** — пластовые флюиды, образованные в процессе геологического формирования залежи и находящиеся в ней на текущий момент техногенного воздействия с неизменным составом. Начальные пластовые флюиды могут представлять собой начальную пластовую нефть, начальный пластовый газ, начальный свободный газ газовой шапки, начальный околокритический флюид и начальную пластовую воду.
- **Начальная пластовая нефть** — пластовая нефть, находящаяся в пласте на текущий момент техногенного воздействия с неизменным составом.
- **Начальный пластовый газ** — пластовый газ, находящийся в пласте на текущий момент техногенного воздействия с неизменным составом.
- **Начальный околокритический флюид** — околокритический флюид, находящийся в пласте на текущий момент техногенного воздействия с неизменным составом.
- **Начальная пластовая вода** — пластовая вода, находящаяся в пласте на текущий момент техногенного воздействия с неизменным составом.
- **Текущие пластовые флюиды** — пластовые флюиды, образованные в процессе геологического формирования залежи и находящиеся в ней на текущий момент техногенного воздействия с неизменным фазовым состоянием, но измененным составом. Текущие пластовые флюиды образуются в результате фазовых переходов начальных пластовых флюидов и их смешения с загрязнителями. Можно выделить следующие текущие пластовые флюиды:
 - **Частично дегазированная пластовая нефть** — пластовая нефть, потерявшая часть газообразных компонентов в результате разгазирования.
 - **Частично деасфальтизированная пластовая нефть** — пластовая нефть, потерявшая часть асфальтенов в результате их выпадения.
 - **Частично депарафинизированная пластовая нефть** — пластовая нефть, потерявшая часть парафинов в результате их кристаллизации.

– **Обедненная пластовая газоконденсатная система** — пластовая газоконденсатная система, потерявшая часть тяжелых углеводородов в результате ретроградной конденсации.

- **Техногенные пластовые флюиды** — совокупность текучих фаз, образовавшихся в пласте вследствие фазовых переходов начальных пластовых флюидов и их массообмена с иными флюидами (иными начальными и текущими пластовыми флюидами, технологическими флюидами, перетоками из соседних пластов и т.д.). Представлены выделившимся свободным газом, пластовым конденсатом и т.д.

– **Пластовый конденсат** — совокупность преимущественно углеводородных соединений, перешедших из газового в жидкое состояние при изменении термодинамического состояния пласта в процессе техногенного воздействия.

– **Выделившийся пластовый газ** — совокупность углеводородных и неуглеводородных соединений, перешедших из жидкой или твердой в газовую фазу при изменении термодинамического состояния пласта. Может представлять собой как газ, выделившийся из нефти или воды, так и, например, газ, выделившийся в процессе прямого испарения пластового конденсата или в процессе разложения гидратов.

- **Технологические пластовые флюиды** — совокупность подвижных фаз, поступивших в залежь путем целенаправленной закачки. По функциональному предназначению выделяется вода поддержания пластового давления; технологические воды; фильтрат бурового раствора; закачиваемые газы, ПАВ, полимеры и т.д.; флюиды для борьбы с осложнениями (ингибиторы, растворители) и т.д.

Пример: на **рис. 1** представлена выкопировка карты изобар. Начальный пластовый углеводородный флюид залежи — однофазная пластовая нефть с давлением насыщения 140 атм. В зонах с более низким давлением произошел переход начального пластового углеводородного флюида в текущий пластовый флюид (частично дегазированная пластовая нефть; выделено зеленым цветом) и техногенный пластовый флюид (выделившийся пластовый газ).

По степени влияния на возможность изучения свойств начальных пластовых флюидов можно выделить незначительное и значительное техногенное воздействие:

- **Незначительное техногенное воздействие на пласт** — техногенное воздействие, при котором возможно отобрать

пробу целевого начального пластового флюида экономически целесообразными методами.

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

Введем также следующий набор терминов:

- **Целевой флюид отбора** — флюид, пробу которого необходимо отобрать для решения поставленной задачи. В качестве целевого флюида отбора могут выступать нефть, газ, конденсат, вода, эмульсии, многофазные смеси и т.д.
- **Целевое состояние флюида** — состояние, при котором исследуемый флюид обладает всем набором свойств для получения необходимой для решения поставленной задачи информации.
- **Восстановление флюида** — процедура приведения отобранного флюида в целевое состояние.
- **Целевая фаза флюида** — фаза, пробу которой необходимо восстановить до целевого состояния при невозможности отобрать качественную пробу целевого флюида.

Очевидно, что на **рис. 1** представлена ситуация значительного техногенного воздействия на пласт — вблизи добывающих скважин пластовая нефть разгазирована; воронка депрессии каждой отдельной скважины много больше расстояния между скважинами.

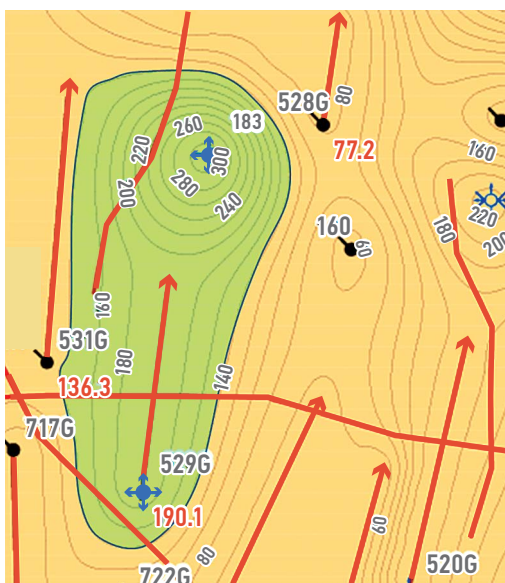


Рис. 1. Пример карты изобар пласта (давление в атм.). Составлено авторами

Fig. 1. Example of a reservoir isobar map (pressure in atm.). Prepared by the authors

Необходимо отметить, что:

1. Одно и тоже воздействие может быть одновременно и значительным, и незначительным в зависимости от того, какой целевой флюид необходимо исследовать. К примеру, в зависимости от количества и состава растворенного газа пластовая вода может находиться в однофазном состоянии при депрессиях, при которых пластовая нефть уже разгазирована.
2. Значительное техногенное воздействие не обязательно связано с длительной разработкой пласта. Локальное значительное техногенное воздействие может быть достигнуто даже в процессе испытания первых скважин, в особенности поисково-оценочных. К осложняющим факторам относятся:
 - низкие продуктивные и энергетические характеристики пласта (проницаемость, подвижность, пластовое давление и т.д.);
 - предельно насыщенное состояние флюида или состояние, близкое к предельной насыщенности;
 - высокая обводненность скважинной продукции, например в случае перфорации интервала, близкого к ВНК;
 - осложнения при выполнении работ на объекте: климатические условия (ветер, низкие температуры, плохая видимость и т.д.), образование твердых отложений (АСПО, гидраты, соли и т.д.), экстремальные пластовые условия, риски аварий и утраты контроля над скважиной и т.д.;
 - риски ограничений по технологическим условиям работ (к примеру, случившаяся авария на скважине);
 - неустраняемые притоки флюидов из иных пластов (по трещинам ГРП, заколонным перетокам и т.д.).

ИСКАЖЕНИЯ СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ

В данном цикле статей авторы будут называть **искажением свойств флюидов** любое неконтролируемое изменение состава исследуемого флюида. Важно отметить, что изменение состава может происходить как на микро-, так и на макроскопическом уровне; разница в уровнях рассмотрения обусловлена наличием необратимых фазовых переходов асфальтенов [3].

Пример: отобрана глубинная проба нефти, нестабильная по отношению к асфальтенам. При отборе использовался пробоотборник без сохранения фазового состояния флюида. В результате снижения давления в камере выпали асфальтены. При рассмотрении всего объема флюида в емкости (макроуровень) его общий состав не изменился, однако при рассмотрении флюида на микроуровне

часть асфальтенов пробы перешла в отдельную фазу и закрепились на стенке камеры.

БАЗОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОБАМ

Проба флюида — образец флюида, находящийся в емкости и предназначенный для получения информации об исследуемой пластовой или технологической системе. Авторы выделили 5 базовых требований, которым должна удовлетворять любая проба вне зависимости от поставленной задачи ее исследования:

- 1) Состояние емкости должно обеспечивать возможность безопасного проведения работ по отбору, оценке качества, подготовке, транспортировке и исследованию пробы.
- 2) Соблюдены условия и методология эксплуатации всех требуемых для отбора пробы устройств.
- 3) Емкость пробы должна быть чистой на момент заполнения ее флюидом и герметичной от момента подготовки к отбору до момента удаления пробы из емкости.
- 4) Материалы емкости и ее узлов (запорной арматуры, мешалок, поршней и т.д.) должны быть химически и диффузионно инертны по отношению к компонентам отбираемого флюида.
- 5) Объем целевого флюида должен быть достаточно для проведения всего планируемого комплекса работ (оценки качества, подготовки, исследований и хранения пробы).

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ КЛАССИФИКАТОР ЗАДАЧ

Все геолого-технические задачи, решаемые с помощью отбора и исследований проб пластовых флюидов, предлагается классифицировать по 5 категориям. Предлагаемый список задач и представление классификатора представлены в разделе 3.

КАТЕГОРИЯ 1

К категории 1 авторы предлагают отнести **геолого-технические задачи, решаемые за счет соблюдения базовых требований к пробам** (перечислены выше). Особенность проб этой категории в том, что, как правило, они характеризуют не сам пластовый флюид, а режим потока и процессы, протекающие в исследуемом узле.

Пример: поставлена задача «Мониторинг освоения скважины» для нефтяного объекта, который осваивается с помощью свабирования. На каждом цикле свабирования отбираются устьевые пробы, которые передаются

в лабораторию для определения содержания ионов хлора в воде с целью подтверждения замещения технической воды пластовой водой. В данном случае каждая отобранная проба характеризует не сам пластовый флюид напрямую (хотя на основании этих исследований в дальнейшем могут приниматься решения о свойствах пластовой воды), а процесс замещения жидкости глушения пластовым флюидом. Таким образом, каждая такая проба априори решает поставленную задачу в случае, если соблюдены базовые требования к ней.

Для задач категории 1 характерны следующие условия:

- вид пробы: любой¹;
- процедуры восстановления отобранного флюида до целевого состояния (см. табл. 1) не требуются;
- специальные условия готовности точки отбора к отбору проб: в целом отсутствуют; для характеристики обводненности потока в некоторых случаях требуется применение поверхностных пробоотборников, обеспечивающих представительство отбираемого флюида (щелевые пробоотборники, пробоотборник с несколькими трубками и т.д., см. ГОСТ 2517-2012).

Отметим, что в задачах категории 1 нет условий соответствия флюида пробы тому или иному состоянию флюида залежи. Далее при описании иных задач данное условие будет фигурировать, что влечет за собой логическую рекурсию, описанную в работе [4]: качество пробы определяется степенью соответствия состава ее флюида составу пластового флюида, однако состав пластового флюида мы узнаем по результатам исследования пробы.

В этой статье условия соответствия состава и свойств исследуемой пробы целевому пластовому флюиду следует трактовать следующим образом: в результате проведенного анализа всего накопленного объема информации об исследуемой пластовой системе должны быть предоставлены убедительные доказательства для экспертного признания факта соответствия исследованного флюида целевому (к примеру, начальному или текущему) состоянию пластового флюида.

¹ Вид пробы — характеристика пробы по отношению к точке отбора, отбираемому флюиду и технологии отбора. В наиболее общем смысле выделяются следующие виды проб: глубинные (отбираются глубинным пробоотборником), устьевые (отбираются на устье скважины), линейные (отбираются на линиях потока скважинной продукции до ее поступления в систему сбора и подготовки), сепараторные (отбираются с сепарационных установок) и групповые (отбираются с узлов, в которых происходит смешение продукции нескольких скважин). Подробное описание классификационной системы для характеристики проб представлено в работах [4, 8]. В этих работах представлены предпосылки материала данного цикла статей; некоторые предлагаемые определения состояний флюидов были уточнены и отличаются от предлагаемых в настоящей статье.

КАТЕГОРИЯ 2

К категории 2 авторы отнесли **геолого-технические задачи, решаемые на стадии незначительного техногенного воздействия на залежь за счет исследования проб начального пластового флюида или его рекомбинации.**

Пример: для решения задачи «Подсчет запасов и ПТД» при испытании разведочной скважины требуется получить информацию о начальном пластовом флюиде. Для решения задачи требуется как соблюдение базовых требований к пробе, так и проведение комплекса мероприятий по обеспечению и обоснованию соответствия флюида пробы заданным критериям (подготовка точки отбора, оценка качества проб, экспертиза результатов работ и т.д.).

Для успешного решения поставленной задачи пробы начального пластового флюида отбираются в случае испытания недонасыщенных углеводородных систем (либо двухфазных систем с ярко выраженным композиционным градиентом в однофазной зоне целевого флюида) с соблюдением следующего минимального набора условий:

- виды проб: глубинные и однофазные поверхностные пробы под давлением с соблюдением условия;
- специальная подготовка проб не требуется;
- условие готовности точки отбора к отбору проб: углеводородный флюид в точке отбора должен быть однофазным (с учетом всех фазовых переходов: разгазирования, конденсации, кристаллизации и т.д.), не должен быть загрязнен смешивающимися флюидами и должен соответствовать по составу и свойствам начальному пластовому флюиду.

Пробы фаз начального пластового флюида для его рекомбинации отбираются как в недонасыщенных, так и в предельно насыщенных пластовых системах с соблюдением следующего минимального набора условий:

- виды проб: сепараторные, устьевые, линейные под давлением;
- для воссоздания пробы пластового флюида требуется процедура физической рекомбинации на величину газового фактора;
- углеводородные флюиды в точке отбора должны быть не загрязнены смешивающимися флюидами и представлены термодинамически равновесными фазами в соотношении, соответствующем соотношению фаз начального пластового флюида.

КАТЕГОРИЯ 3

К категории 3 относятся **геолого-технические задачи, решаемые на стадии значительного техногенного воздействия на залежь за счет восстановления отобранного флюида до состояния начального пластового флюида**.

Пример: планируется проект закачки газа в недренируемые пропластки с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта. Прогнозируется, что в недренируемых пропластках находится начальный пластовый флюид; при этом действующий фонд скважин разрабатывает истощенные участки залежи (пластовое давление в зоне дренирования много ниже давления насыщения). Возможность отобрать пробу начального пластового флюида для проведения исследований взаимодействия пластовой нефти и газа закачки отсутствует. Задача «Планирование реализации газовых МУН», поставленная в рамках данного проекта, относится к 3-й категории и может решаться за счет, к примеру, покомпонентной рекомбинации пробы частично дегазированной нефти.

Категории 3–4 (см. следующий пункт) делятся на подкатегории:

- Подкатегория А: **Геолого-технические задачи, требующие воссоздания комплексного набора свойств пластового флюида**.
- Подкатегория Б: **Геолого-технические задачи, требующие воссоздания отдельного набора свойств пластового флюида**.

Пример: при определении коэффициента вытеснения нефти водой согласно ОСТ 39-195-86 требуется подготовить изовязкозную модель пластового флюида путем добавления керосина в устьевую пробу нефти до достижения равенства вязкости модели и вязкости пластового флюида. Задача относится к категории 3Б и требует воссоздания отдельного параметра флюида — его вязкости. Процедуры восстановления текущего пластового флюида до состояния начального пластового флюида делятся на две категории: экспериментальные и расчетные. К расчетным процедурам относятся процедуры прямой и обратной математической рекомбинации; PVT-моделирования; иные полуэмпирические и эмпирические процедуры (к примеру, расчет безвоздушной газовой смеси согласно ГОСТ 30319.0-96). В данной статье при формулировке категорий задач подразумеваются именно экспериментальные процедуры. Они представлены в **табл. 1**.

Необходимо отметить, что любое искажение свойств пластового флюида носит необратимый характер и никакая процедура не обеспечит абсолютно достоверное воссоздание всего набора свойств. Для признания успешности выполнения процедур требуется детальная оценка представительности получившейся пробы и согласованности ее свойств с уже имеющейся информацией о пластовой системе (исторические пробы; результаты испытания и эксплуатации скважин; свойства пластовых флюидов региональных

Таблица 1. Некоторые экспериментальные процедуры восстановления отобранной пробы до заданного состояния
Table 1. Some experimental procedures for restoring the sample to a predetermined state.

Сценарий	Целевая фаза	Насыщающая фаза	Семейство процедур
Перенасыщенность целевой фазы	Нефть, вода	Газ	Отведение свободного газа до достижения заданного давления насыщения
	Жидкие УВ	Асфальто-смоло-парафиновые вещества*	Фильтрация при заданной температуре
	Газоконденсатная система	Нестабильный конденсат	Отведение свободного конденсата под заданное давление начала конденсации
	Вода	Соли	Разбавление дистиллированной водой в случае, если не искажен элементный состав солей (к примеру, случай испарения воды)
Недонасыщенность целевой фазы	Нефть, вода	Газ	Физическая рекомбинация под газовый фактор или под заданное давление насыщения. Покомпонентная рекомбинация ² под заданный состав
	Газ	Конденсат	Рекомбинация под газовый фактор или давление начала ретроградной конденсации
	Жидкие УВ	Асфальто-смоло-парафиновые вещества	Процедуры отсутствуют в связи с невозможным составом твердой фазы
	Вода	Соль	Поэлементная рекомбинация

* — требуется отметить, что управление параметрами фазовых переходов тяжелых компонентов пластовой нефти возможно только в случае исследования кристаллизации парафинов; асфальтены имеют свойство необратимости фазовых переходов, вследствие чего их условия могут быть измерены только один раз по пробе [5, 6].

² Покомпонентная, поэлементная рекомбинация пластового флюида — рекомбинация пластового флюида путем смешения одной из его фаз с чистыми веществами для воссоздания его компонентного или элементного состава.

объектов-аналогов и т.д.). В качестве инструментов анализа можно применять PVT-моделирование, признанные адекватными для данной системы корреляции и различные эмпирические подходы (правила смещения, диаграммы стабильности и т.д.). Пример экспертного суждения об успешности выполненной процедуры представлен в следующем разделе.

КАТЕГОРИЯ 4

Категория 4 включает в себя **геолого-технические задачи, решаемые на стадии значительного техногенного воздействия на залежь за счет исследования проб текущего пластового флюида или восстановления отобранного флюида до состояния текущего пластового флюида.**

Пример: поставлена задача оценки условий кристаллизации парафинов пластовой нефти в текущих условиях залежи со значительным техногенным воздействием. Задача отнесена к категории 4А (см. предыдущий пункт). В результате рекомбинации глубинной пробы частично дегазированной нефти и затрубного газа получена проба пластовой нефти с давлением насыщения, соответствующему текущему. При этом расхождение газосодержания на данной ступени насыщения от начальной пластовой нефти составило $17 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (157 против $140 \text{ м}^3/\text{м}^3$, или 12 %). Согласно уравнениям К.Д. Ашмянца [7], чувствительность температуры насыщения нефти парафином (ТННП) к газосодержанию для данной пластовой нефти составляет $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ на каждый $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Таким образом, ожидаемое искажение ТННП составляет $1,7 \text{ }^\circ\text{C}$ при точности применяемого метода определения ТННП $\pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$. Представляется разумным признать такую рекомбинацию успешной.

КАТЕГОРИЯ 5

Категория 5 включает в себя **геолого-технические задачи, решаемые за счет исследования фаз пластового флюида.**

К категории 5 можно отнести, например, все задачи, подразумевающие исследования поверхностных проб стабильных фаз при атмосферном давлении. Другим примером задачи категории 5 может выступить ситуация из введения статьи (отбор глубинных проб частично дегазированной нефти) или промысловое определение коэффициента усадки нестабильного конденсата путем отбора его пробы из сепаратора.

К отбираемому флюиду при решении задач категории 3–5 предъявляется одно ключевое требование: отсутствие смешивающегося загрязнения флюида в точке отбора.

ПРЕДЛАГАЕМАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАДАЧ

Авторы обобщили задачи, возникавшие в ходе их производственной деятельности, в единый список, разбитый на 3 условные группы: «Разведка», «Разработка» и «Осложнения». Список представлен в **табл. 2**.

Примеры использования табл. 2:

- 1) Поставлены задачи «Мониторинг освоения скважины» и «Гидрогеологическая характеристика свойств пластовых вод» для гидрогеологического объекта. В **табл. 2** указано, что задачи решаются за счет исследования устьевых проб воды при атмосферном давлении; при этом первая задача относится к категории 1, а вторая — к категории 5. Замещение жидкости глушения пластовой водой подтверждено стабилизацией минерализации проб, отобранных в рамках первой задачи. Таким образом, первая задача считается успешно завершённой; следует приступить к отбору проб для решения второй задачи.
- 2) Поставлена задача «Подсчет запасов УВ флюидов и подготовка ПТД (включая ОПЗ и создание/актуализацию PVT-модели) углеводородных флюидов» для нефтяного недонасыщенного объекта. В **табл. 2** указано, что задача решается за счет исследований глубинных проб начального пластового флюида. Проведены работы по замеру забойного давления и газового фактора на разных режимах работы скважины. Интерпретация результатов замеров указывает на нарушение критериев, описанных в разделе 2.2 (флюид на забое скважины трехфазный и представлен смесью нефти, газа и воды). Таким образом, не обеспечены условия решения задачи; требуется проведение дополнительных мероприятий по подготовке точки отбора, либо изменение технологии отбора проб.

КРИТЕРИИ ГОТОВНОСТИ СКВАЖИНЫ К ОТБОРУ ПРОБ ДЛЯ РЕШЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗАДАЧ

ОБЩИЕ КРИТЕРИИ ГОТОВНОСТИ СКВАЖИНЫ К ОТБОРУ ГЛУБИННЫХ ПРОБ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ КАТЕГОРИИ 2–5

Среди общих критериев готовности скважины к отбору проб пластового флюида (как глубинных, так и поверхностных под давлением для проведения рекомбинации) можно выделить следующее:

- Рекомендуемый способ эксплуатации скважины: эксплуатация по НКТ. Требование эксплуатации по НКТ, помимо

Таблица 2. Геолого-технические задачи отбора и исследований проб пластовых флюидов
Table 2. Geological and technical tasks of sampling and research of reservoir fluids

Группа задач	Геолого-техническая задача	Методология отбора и виды проб	Комплексы исследований пластовых флюидов*	Категория задачи в зависимости от степени воздействия на пласт	
				Незначительное	Значительное
Разведка (поисково-оценочные, разведочные скважины)	Определение оптимального интервала испытания в колонне	Глубинные пробы, отобранные в открытом стволе скважины	Разрядка на промысле для оценки характера насыщения пласта	Категория 1	Категория 1
	Мониторинг освоения скважины	Устьевые, сепараторные пробы при атмосферном давлении	Стандартный комплекс физико-химических и хроматографических исследований УВ флюидов и воды	Категория 1	Категория 1
	Промысловая оценка качества проб	Все виды контрольных проб	Процедуры промысловой оценки качества проб [4–6, 8]	Категория 1	Категория 1
	Стандартный комплекс определения PVT и физико-химических характеристик пластовых УВ флюидов для: - ПЗ, ОПЗ, ПТД; - проектирование обустройства месторождения; - создание / актуализации PVT-модели и прогнозирования профиля добычи.	Глубинные пробы, однофазные устьевые пробы под давлением, поверхностные пробы для рекомбинации	Стандартный комплекс PVT исследований УВ флюидов	Категория 2	Категория 3А / категория 5
		Устьевые, сепараторные пробы при атмосферном давлении	Стандартные комплексы физико-химических и хроматографических исследований УВ флюидов	Категория 5	Категория 5
	Определение товарных свойств УВ-флюида	Устьевые, сепараторные пробы при атмосферном давлении	Комплекс определения товарных свойств	Категория 5	Категория 5
	Геохимическая характеристика пластовых флюидов	Устьевые, сепараторные пробы при атмосферном давлении. Дегазированные фазы глубинных проб	Комплекс геохимических исследований	Категория 5	Категория 5
	Стандартный комплекс определения PVT и физико-химических характеристик пластовых вод для: - ПЗ, ОПЗ, ПТД; - проектирования обустройства месторождения; - создания / актуализации PVT-модели и прогнозирования профиля добычи.; - создания петрофизических моделей.	Глубинные пробы, однофазные поверхностные пробы под давлением	Стандартный комплекс PVT исследований пластовой воды	Категория 2	Глубинные пробы воды в данных условиях не отбираются
		Устьевые, сепараторные пробы при атмосферном давлении	Стандартный комплекс физико-химических исследований воды	Категория 5	Категория 5
	Проведение лабораторных исследований кернового материала	Глубинные пробы, однофазные устьевые пробы под давлением, поверхностные пробы для рекомбинации	Стандартный комплекс PVT исследований флюидов	Категория 2	Категория задачи определяются экспертно в зависимости от специфики объекта
		Поверхностные пробы при атмосферном давлении	Стандартный комплекс физико-химических и хроматографических исследований флюидов	Категория 3Б	
Разработка (разведочные, эксплуатационные скважины, промысловая система подготовки и транспортировки скважинной и товарной продукции)	Промысловая оценка качества проб	Все виды контрольных проб	Процедуры промысловой оценки качества проб	Категория 1	Категория 1
	Мониторинг разработки и актуализация PVT модели УВ-флюида	Глубинные, однофазные устьевые под давлением, сепараторные под давлением	Стандартный комплекс PVT исследований УВ флюидов	Категория 2	Категория 3А или 4А (определяется экспертно)
		Устьевые, сепараторные пробы при атмосферном давлении	Стандартные комплексы физико-химических и хроматографических исследований УВ флюидов	Категория 5	Категория 5
	Геохимическая характеристика пластовых флюидов	Устьевые, сепараторные пробы при атмосферном давлении. Дегазированные фазы глубинных проб	Комплекс геохимических исследований	Категория 5	Категория 5

Продолжение таблицы 2

Группа задач	Геолого-техническая задача	Методология отбора и виды проб	Комплексы исследований пластовых флюидов*	Категория задачи в зависимости от степени воздействия на пласт	
				Незначительное	Значительное
Разработка (разведочные, эксплуатационные скважины, промысловая система подготовки и транспортировки скважинной и товарной продукции)	Контроль заводнения	Поверхностные при атмосферном давлении	Стандартный комплекс физико-химических исследований пластовых вод	Категория 1	Категория 1
	Планирование реализации газовых методов увеличения нефтеотдачи пласта	Глубинные пробы, однофазные устьевые пробы под давлением, поверхностные пробы для рекомбинации	Комплексы исследований взаимодействия агента закачки и пластового флюида	Категория 2	Категория задачи определяются экспертно в зависимости от специфики объекта
	Мониторинг реализации газовых методов увеличения нефтеотдачи пласта	Поверхностные при атмосферном давлении	Комплексы PVT, физико-химических и хроматографических исследований УВ флюидов	Категория 1	Категория 1
	Планирование одновременно-раздельной эксплуатации нескольких залежей	Глубинные пробы, однофазные устьевые пробы под давлением, поверхностные пробы для рекомбинации	Комплексы исследований совместимости УВ флюидов	Категория 2	Категория задачи определяются экспертно в зависимости от специфики объекта
		Поверхностные при атмосферном давлении	Комплексы исследований совместимости УВ флюидов	Категория 5	
	Планирование заводнения пласта	Глубинные пробы, однофазные устьевые пробы под давлением, поверхностные пробы для рекомбинации	Комплексы исследований совместимости вод	Категория 4	
		Поверхностные при атмосферном давлении	Комплексы исследований совместимости вод	Категория 5	
Осложнения (поисково-оценочные, разведочные, эксплуатационные скважины, промысловая система подготовки и транспортировки скважинной и товарной продукции)	Промысловая оценка качества проб	Все виды контрольных проб	Процедуры промысловой оценки качества проб	Категория 1	Категория 1
	Прогноз осложнений от образования асфальто-смоло-парафиновых отложений. Прогноз осложнений от образования гидратов. Прогноз осложнений от выпадения солей. Прогноз осложнений от образования эмульсий. Прогноз осложнений от коррозионной активности флюида. Прогноз осложнений от пенообразования. Прогноз осложнений от каплеуноса	Глубинные пробы, однофазные устьевые пробы под давлением, поверхностные пробы для рекомбинации	Комплексы исследований по направлению «Обеспечение потока» [9]	Категория 2	Категория задачи определяются экспертно в зависимости от специфики объекта
		Глубинные пробы фаз, поверхностные пробы фаз	Комплексы исследований по направлению «Обеспечение потока» [9]	Категория 5	
Прочие задачи	Опытно-промышленные испытания новых технологий	Все виды проб	Устанавливается экспертно в зависимости от задачи	Категория 1	Категория 1
	Мониторинг производственной безопасности	Все виды проб	Устанавливается экспертно в зависимости от задачи	Категория 1	Категория 1
	Экологический мониторинг недропользования	Все виды проб	Устанавливается экспертно в зависимости от задачи	Категория 1	Категория 1

* — в данной работе стандартным комплексом исследований будет называться комплексы исследований по ОСТ 153-39.2-048-2003

соображений безаварийности, обусловлено необходимостью исследования потока в скважине для обнаружения разделов и оценки гидродинамического режима работы скважины, однако на практике известны случаи успешного отбора проб

при эксплуатации по затрубному пространству.

- Должны отсутствовать признаки переток из других пластов:
 - в случае обнаружения переток, загрязняющих целевой флюид,

перед отбором проб должны быть проведены мероприятия по ликвидации перетоков.

– В случае отсутствия возможности ликвидировать перетоки в сопроводительной документации требуется указать источник загрязнения и поменять целевой флюид.

- Должны отсутствовать предпосылки и признаки смешивающегося загрязнения технологическими флюидами:
 - в случае если производилась закачка или проникновение смешивающихся с целевым флюидом технологических флюидов в призабойную зону пласта (к примеру, поглощение раствора на углеводородной основе при вскрытии нефтяной залежи), перед отбором проб требуется отработать суммарный объем загрязняющего поглощения и не менее 3 объемов скважины для полной промывки системы с отслеживанием стабилизации физико-химических свойств фаз отбираемого флюида.
 - В случае если ведется закачка агентов во внутреннее пространство скважины (к примеру, ингибиторов, реагентов, теплоносителей и т.д.), перед отбором проб закачка должна быть остановлена; требуется отработать не менее 3 объемов скважины для полной промывки системы.
 - После промывки или остановки закачки должна произойти стабилизация физико-химических показателей фаз скважинной продукции.
- На пути движения флюида от пласта до точки и узла отбора пробы должны отсутствовать признаки образования твердых отложений, включающих компоненты исследуемого флюида:
 - при наличии предпосылок или признаков образования отложений должна быть проведена оценка возможности вывода скважины на режим, при котором образование отложений не будет происходить. Оценка производится на основании имеющихся данных о физико-химических свойствах пластовых флюидов (к примеру, температуры насыщения нефти парафином, верхнего давления насыщения нефти асфальтеном, температуры образования гидратов и т.д.) исследуемого объекта или объектов-аналогов и математического моделирования поведения системы «пласт–скважина–поверхностная инфраструктура».
 - В случае невозможности предотвратить образование отложений перед отбором проб по скважине должны быть проведены мероприятия по очистке ствола НКТ. После очистки скважина должна отработать не менее 3 объемов интервала

образования отложений. В сопроводительной документации к пробам требуется указать факт образования отложений.

- Наиболее благоприятные условия для отбора проб складываются при полном отсутствии выноса твердых частиц (зерен горной породы, пропанта, металлической стружки, частиц коррозии и т.д.).
- Все используемые измерительные и испытательные средства должны работать в диапазонах параметров, соответствующих требованиям паспорта и действующим актам калибровки, поверки, опрессовки и прочих необходимых процедур обслуживания средств.

КРИТЕРИИ ГОТОВНОСТИ СКВАЖИНЫ К ОТБОРУ ГЛУБИННЫХ ПРОБ В ОДНОФАЗНОМ ПОТОКЕ

По мнению авторов, наиболее общие критерии готовности скважины к отбору глубинных проб в однофазном потоке для решения задач категории 2 (напомним читателям, что эти задачи решаются за счет исследования начального пластового флюида) формулируются следующим образом.

1. Тип пластового флюида: любой (принципиальные ограничения отсутствуют).

Примечание:

В профессиональном (как в отечественном, так и в зарубежном [1]) сообществе распространено мнение о невозможности отбора качественных глубинных проб начальной пластовой газоконденсатной системы. Это имеет исторические предпосылки (связанные не только с предельным характером насыщения многих пластовых газов, но и в немалой степени с несовершенством технологий исследований скважин, отбора проб и лабораторных исследований), однако в целом не соответствует действительности; на практике известны случаи успешного выполнения такого отбора при испытании скважин не только в открытом, но и в обсаженном стволе.

2. Рекомендуемый (но не обязательный) режим потока в скважине: динамика.

Примечание:

Общепринятым является представление о том, что наиболее представительная проба пластового флюида отбирается при испытании скважины после перфорации в условиях динамики, однако это может вступать в противоречие с иными, более важными критериями. В условиях невозможности отбора проб в динамике требуется выполнять отбор проб по одной из технологий отбора в многофазном потоке (см. п. 4) или изменять категорию решаемой задачи.

3. Режим работы скважины: любой (фонтанирующий, механизированный и газлифтный).

Примечание:

В профессиональном сообществе распространено мнение об обязательном фонтанировании скважины для качественного отбора глубинных проб. Однако данный критерий может вступать в противоречие с объективными геологическими, техническими и экономическими условиями выполнения работ, а также нарушать иные, более важные критерии. Исторически такие представления были обусловлены отсутствием датчиков давления на входе в УЭЦН и закономерным отсутствием возможности достоверно оценивать фазовое состояние на входе в насос, а также отсутствием доступных устройств перекрытия ствола НКТ. В современных условиях данное требование устарело. На **рис. 2** представлен график зависимости промыслового газового фактора и давления на приеме УЭЦН скважины, эксплуатируемой с давлением на приеме, выше давления насыщения нефти газом. Газосодержание пластовой нефти составляет $51 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения — 12 МПа. В течение всего периода наблюдений на скважине возможно отобрать качественную глубинную пробу начальной пластовой нефти над УЭЦН.

4. Обязательно: в скважине ведется замер забойного давления; в случае наличия насоса — замер давления на приеме насоса и оценка забойного давления.
5. По стволу НКТ выделяется интервал однофазного состояния флюида (рост или стабильность плотности потока при подъеме, см. Часть 1 данного цикла статей).

Примечания:

- Оптимальной ситуацией является отбор глубинной пробы в условиях превышения давления отбора пробы над давлением

фазового перехода флюида более чем на 10 %.

- Давление на ГНР в динамике, как правило, на 1–3 МПа ниже истинного давления насыщения нефти газом.
 - В некоторых случаях (давление отбора пробы практически равно давлению насыщения нефти газом начальной пластовой нефти) возможно отобрать представительную пробу из интервала с пузырьковым режимом течения, однако представительность данных проб может быть поставлена под сомнение при экспертной оценке свойств пластового флюида.
 - В наиболее общем случае при монофазном состоянии целевого флюида на глубине отбора проб внутренняя структура и гидродинамическое состояние потока не оказывают влияния на вероятность успешного отбора проб.
6. Поведение газового фактора и плотности фаз скважинной продукции указывает на поступление однофазного флюида на забой скважины.
 7. Результаты промысловой оценки качества отобранных проб подтверждают однофазное состояние флюида на забое и приеме насоса (при наличии).

Выбор глубины отбора проб в монофазном потоке осуществляется по результатам предварительного и синхронного с отбором пробы исследования потока в скважине. Компоновка методов должна включать в себя в обязательном порядке при любом отборе глубинной пробы термобарометрию по стволу скважины; рекомендуется применять влагометрию, резистивиметрию и оптический анализ флюидов.

Глубина отбора пробы должна выбираться с учетом следующих рекомендаций:

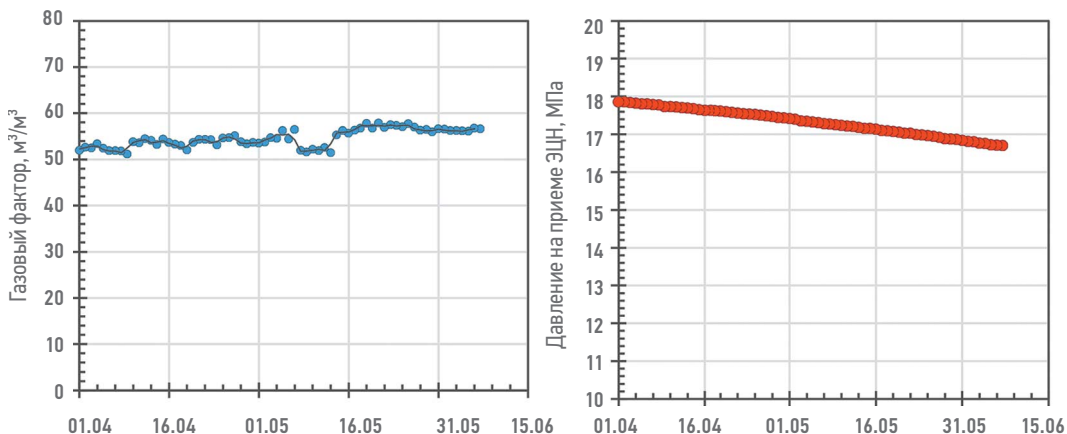


Рис. 2. Параметры скважины, эксплуатируемой ЭЦН с давлением на приеме выше давления насыщения нефти газом. Составлено авторами

Fig. 2. Operational parameters of a well operated by an ESP with a reception pressure above the bubble-point pressure. Prepared by the authors

Таблица 3. Матрица условий отбор глубинных проб в многофазных потоках.
Table 3. Matrix of conditions for downhole sampling in multiphase flows.

Условия		Целевая фаза		
		Жидкие УВ	Газ	Вода
Загрязняющий флюид	Жидкие УВ	Экспериментальное восстановление целевой фазы невозможно	Отбор в присутствии свободной УВ-жидкости	Отбор в обводненных потоках
	Газ	Отбор жидкости в присутствии свободного газа	Экспериментальное восстановление целевой фазы невозможно	Отбор жидкости в присутствии свободного газа
	Вода	Отбор в обводненных потоках	Отбор в обводненных потоках	Экспериментальное восстановление целевой фазы невозможно

- Оптимальная глубина должна находиться в максимальной близости к интервалу перфорации, но на 50–100 м выше верхней границы признаков ВНР и менее чем на 100–200 м ниже ГНР.
- Условия в точке отбора должны быть выше условий образования твердой фазы. В случае отсутствия возможности оценить температуру насыщения нефти парафином рекомендуется выбирать глубину отбора проб с температурой не ниже 60 °С.
- Допустимый угол наклона скважины определяется технологией доставки камер и обычно составляет 51° для кабельных подъемников и 45° для проволочных подъемников.

- Глубина отбора пробы должна быть на 100–200 м ниже глубины установки пусковой муфты газлифтной скважины.

ПРИНЦИПЫ ОТБОРА ПРОБ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ

Авторами предлагается следующая матрица условий отбора глубинных проб в многофазных потоках для решения задач (табл. 3). Задача отбора глубинных проб в обводненных потоках может возникать в следующих условиях (рис. 3):

- 1) Исследуется объект с неполным выносом технологической воды (фильтрат бурового раствора, жидкости освоения, глушения, ГРП). Вода может накапливаться

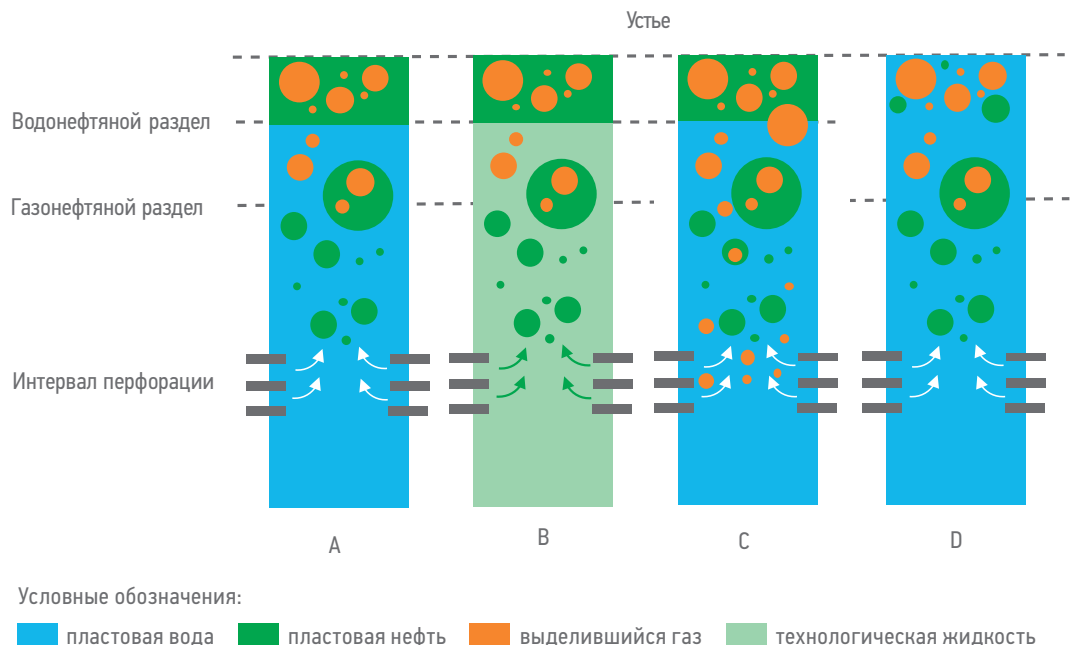


Рис. 3. Условия отбора глубинных проб нефти в обводненных потоках. Составлено авторами
 А — стакан пластовой воды перекрывает интервал однофазного состояния нефти; В — стакан технологической воды перекрывает интервал однофазного состояния нефти; С — работа скважины естественным газлифтом; D — полный вынос скважинной продукции

Fig. 3. Conditions for downhole oil sampling in flooded streams. Prepared by the authors
 A — the column of reservoir water overlaps the interval of the single-phase state of the oil; B — the column of process water overlaps the interval of the single-phase state of the oil; C — well operation by natural gas lift; D — complete removal of borehole products

в стволе, образует стакан, который перекрывает интервал однофазного состояния нефти или полностью выносится на устье. Практически всегда данное условие встречается при отборе глубинных проб нефти после проведения ГРП в низкопроницаемых коллекторах.

- 2) Исследуется объект, работающий со смесью углеводородов и пластовой воды.
- 3) Исследуется объект с низкой энергетикой: скважина фонтанирует только при условии выделения газа на забое (естественный газлифт) при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом либо вообще не фонтанирует.
- 4) Исследуется объект с различной комбинацией факторов 1–3.

Задача отбора глубинных проб жидкости в присутствии свободного газа может возникнуть в следующих условиях:

- 1) Исследуется предельно насыщенная нефтяная залежь или нефтяная оторочка. В таких условиях любая депрессия на пласт приведет к выделению газа на забое скважины.
- 2) Исследуется пластовая вода газонасыщенных объектов.
- 3) Исследуется текущий пластовый флюид скважины с неполным выносом скважинной продукции (в скважине наблюдаются признаки ГКР или ГНР с рециркуляцией жидких УВ).

Задача отбора глубинных проб газа в присутствии свободной УВ жидкости может возникнуть в следующих условиях:

- 1) Исследуется газ газовой шапки.
- 2) Исследуется текущий пластовый флюид скважины с неполным выносом скважинной продукции (в скважине наблюдаются признаки ГКР или ГНР с рециркуляцией жидких УВ).

Классификацию методов и обзор рыночных предложений по технике и технологии отбора авторы представляют в своих следующих работах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Зачастую при формировании исходных данных для ПТД встречается усреднение свойств по всем отобранным пробам без анализа исторических предпосылок и задач отбора и исследований проб. Сама по себе эта проблема требует отдельного обсуждения и выработки правил для применения различных подходов, однако одной из ее корневых причин является отсутствие единых принципов организации информации о свойствах пластовых флюидов. По мнению авторов, внедрение предложенного классификатора в отраслевые нормативно-методические документы повысит уровень системности данного направления и поспособствует налаживанию четких взаимосвязей между задачами, стоящими перед недропользователем, исследовательскими лабораториями и аналитическими группами.

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

АСПО — асфальто-смоло-парафиновые отложения;
ВНК — водонефтяной контакт;
ВНР — водонефтяной раздел;
ГКР — газоконденсатный раздел;
ГНР — газонефтяной раздел;
ГРП — гидравлический разрыв пласта;
МУН — методы увеличения нефтеотдачи пласта;
НКТ — насосно-компрессорные трубы;
ОПЗ — оперативный подсчет запасов;
ПАВ — поверхностно-активные вещества;
ПЗ — подсчет запасов;
ПТД — проектно-технические документы;
ТННП — температура насыщения нефти парафином;
УВ — углеводороды;
УЭЦН — установка электроцентробежного насоса.

Список литературы

1. Лэйк Л. Справочник инженера-нефтяника. Том I. Введение в нефтяной инжиниринг. Москва: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. — 1136 с.
2. Moffatt B.J., Williams J.M. Identifying and Meeting the Key Needs for Reservoir Fluid Properties A Multi-Disciplinary Approach // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September, New Orleans, Louisiana. Society of Petroleum Engineers (SPE), 1998.
3. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Тихомиров Е.В., Жунов В.В., Коваленко В.А., Сергеев Г.Д., Липатникова Е.Н. К вопросу обоснования использования технологии отбора глубинных проб с азотной компенсацией давления // ПроНефть. Профессионально о нефти, 2020. — № 1. — С. 69–74.
4. Лобанов А.А. Разработка системы комплексной количественной оценки качества проб пластовых нефтей. Часть II — Описание системы // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2021. — № 5 (125). — С. 34–53.
5. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Лунашов А.Н., Тихомиров Е.В., Жунов В.В., Коваленко В.А., Мошарев П.А., Золотухин А.Б. Системный подход к управлению качеством глубинных проб пластовых нефтей в современных условиях // Недропользование XXI век, 2020. — № 2а (85). — С. 60–81.
6. Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I., Tikhomirov E., Mosharev P., Struchkov I. Systematic approach to quality management of downhole sampling: analysis of current trends in Russia // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 2021. — Т. 200. — P. 108338.

7. Ашмян К.Д., Вольпин С.Г., Ковалева О.В. Методическое руководство по определению фазового состояния (жидкость — твердая фаза) пластовых нефтей при разработке нефтяных месторождений, 2020. — 40 с.
8. Лобанов А.А. Разработка системы комплексной количественной оценки качества проб пластовых нефтей. Часть I — Вопросы терминологии и классификации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2020. — Т. 12. — С. 54–71.
9. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзев И.О., Тихомиров Е.В., Щеколдин К.А., Стручков И.А., Коваленко В.А., Сергеев Г.Д., Липатникова Е.Н. Исследование выпадения асфальтенов при несмешивающемся взаимодействии пластовой высоковязкой нефти и жидкого углекислого газа // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 22–24 October, Moscow, Russia. Москва: Society of Petroleum Engineers, 2019.

References

1. Lake L.W. *Petroleum Engineering Handbook. Volume I General Engineering*. Texas, USA: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2006.
2. Moffatt B.J., Williams J.M. Identifying and Meeting the Key Needs for Reservoir Fluid Properties A Multi-Disciplinary Approach // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 27–30 September, New Orleans, Louisiana. Society of Petroleum Engineers (SPE), 1998.
3. Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I., Tikhomirov E., Zhukov V., Kovalenko V., Sergeev G., Lipatnikova E. On the issue of substantiating the use of nitrogen pressure-compensation downhole sampling technology // *PRONEFT. Professionally about oil*, 2020, v. 15, № 1. P. 69–74.
4. Lobanov A.A. Development of a system for a complex quantitative assesment of reservoir oils samples quality. Part II. The system description // *Equip. Technol. oil gas complex*, 2021, № 5 (125), pp. 34–53.
5. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Lukashov A.N., Tikhomirov E.V., Zhukov V.V., Kovalenko V.A., Moscharev P.A., Zolotukhin, A B. Systems Approach to Management of In-place Oil Downhole Samples under Current Conditions // *Nedropolzovanie XXI vek*, 2020, № 2A, pp. 60–82.
6. Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I., Tikhomirov E., Mosharev P., Struchkov I. Systematic approach to quality management of downhole sampling: analysis of current trends in Russia // *J. Pet. Sci. Eng. Elsevier*, 2021, v. 200, p. 108338.
7. Ashmyan K.D., Volpin S.G., Kovaleva O.V. *Methodological guide for determining the phase state (liquid — solid phase) of reservoir oils in the development of oil fields*, 2020, 40 p.
8. Lobanov A.A. Development of a system for a complex quantitative assesment of reservoir oils samples quality. Part II. The system description // *Equip. Technol. oil gas complex*, 2021, № 5 (125), pp. 34–53.
9. Lobanov A., Fedorovskiy S., Promzelev I., Tikhomirov E., Schekoldin K., Struchkov I., Kovalenko V., Sergeev G., Lipatnikova E. Investigation of Asphaltenes Precipitation Under Immiscible Interaction of Reservoir Heavy Oil and Liquid Carbon Dioxide // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 22–24 October, Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers, 2019.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

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

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

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

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

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

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

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

Александр Борисович Фукс — доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

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

Dmitry N. Kuporosov — Expert, Gazprom нефt
company group

Andrey V. Yuzhaninov — Expert, Gazprom нефt
company group

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

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2024



УДК 622.276.5.001.42
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-50-57>

ПРАКТИКА ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ. ЧАСТЬ 2: ИСПЫТАНИЕ МЕТОДОВ МИНИМАЛЬНОГО ВЛИЯНИЯ НА СТРУКТУРУ ПОТОКА ВНУТРИ НКТ

**А.А. Лобанов^{1,2,*}, А.В. Южанинов¹, В.А. Коваленко^{1,2}, И.А. Тихомиров¹,
М.А. Аксенов¹, М.А. Звонков¹, В.Л. Каспирович¹, Т.С. Ющенко¹, И.И. Газизуллин¹,
А.А. Охотникова¹, А.В. Волков¹, Д.Ю. Колупаев¹**

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

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. В работе представлены результаты испытания новых подходов к отбору глубинных проб пластовой нефти в расслоенном водонефтяном потоке.

Материалы и методы. на основании проведенных промысловых работ по отбору глубинных проб оценивалось влияние двух факторов успешности захвата пластовой нефти:

- Положение впускного канала (сверху/снизу) относительно поршня приемной камеры глубинного пробоотборника. Для этого применялись автономные и кабельные пробоотборники, спускаемые в скважину в различных конфигурациях.
- Положение впускного клапана относительно нижней образующей НКТ. Для этого в компоновке с пробоотборниками спускалось два геофизических центратора.

Результаты. В работе показано, что поршневая приемная камера может выступать в качестве эффективной ловушки для отбора нефти в обводненном потоке даже в случае узкого извилистого впускного канала; для пробоотборников с положением впускного канала снизу приемной камеры не выявлено положительного влияния геофизических центраторов; применение геофизических центраторов в компоновке с пробоотборниками с положением впускного канала сверху приемной камеры способно привести к захвату некоторого объема нефти, достаточного для последующего проведения лабораторной подготовки и исследований проб.

Заключение. Результаты работы рекомендуется учитывать при планировании отбора проб с возможным риском обводненности скважины.

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

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

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

Для цитирования: Лобанов А.А., Южанинов А.В., Коваленко В.А., Тихомиров И.А., Аксенов М.А., Звонков М.А., Каспирович В.Л., Ющенко Т.С., Газизуллин И.И., Охотникова А.А., Волков А.В., Колупаев Д.Ю. Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 2: испытание методов минимального влияния на структуру потока внутри НКТ. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):50–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-50-57>

Статья поступила в редакцию 12.02.2024

Принята к публикации 25.03.2024

Опубликована 28.06.2024

PRACTICE OF DOWNHOLE SAMPLING IN MULTIPHASE FLOWS. PART 2: TESTING OF METHODS OF MINIMAL INFLUENCE ON THE FLOW STRUCTURE INSIDE THE TUBING

**Alexey A. Lobanov^{1,2,*}, Andrey V. Yuzhaninov¹, Vyacheslav A. Kovalenko^{1,2}, Igor A. Tikhomirov¹,
Maxim A. Aksenov¹, Mikhail A. Zvonkov¹, Vladimir L. Kaspirovich¹, Taras S. Yushchenko¹,
Ilmur I. Gazizullin¹, Alexandra A. Okhotnikova¹, Alexey V. Volkov¹, Dmitry Yu. Kolupaev¹**

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

²Kazan Federal University, RF, Kazan

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. The paper presents the results of testing new approaches to the sampling of downhole samples of reservoir oil in a stratified oil-water stream.

Materials and methods. The influence of two factors of success in capturing reservoir oil was evaluated:

- The position of the inlet channel (top / bottom) relative to the piston of the sample chamber of the downhole sampler. For this purpose, autonomous and cable samplers were used, which were lowered into the well in various configurations.
- The position of the inlet valve relative to the lower forming tubing. To do this, two geophysical centralizers were lowered in combination with samplers.

Results. It is shown that the piston intake chamber can act as an effective trap for oil extraction in a watered stream, even in the case of a narrow winding inlet channel; for samplers with the position of the inlet channel from the bottom of the receiving chamber, no positive effect of geophysical centralizers was revealed; the use of geophysical centralizers in combination with samplers with the position of the inlet channel on top of the sample chamber can lead to the capture of a certain amount of oil sufficient for subsequent laboratory preparation and sample studies.

Conclusion. It is recommended to take the results of the work into account when planning sampling with a possible risk of well flooding.

Keywords: multiphase flow, flow structure, downhole samples, well testing, PVT, geophysical centralizer

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

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

For citation: Lobanov A.A., Yuzhaninov A.V., Kovalenko V.A., Tikhomirov I.A., Aksenov M.A., Zvonkov M.A., Kaspirovich V.L., Yushchenko T.S., Gazizullin I.I., Okhotnikova A.A., Volkov A.V., Kolupaev D.Yu. Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 2: Testing of methods of minimal influence on the flow structure inside the tubing. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):50–57. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-50-57>

Manuscript received 12.02.2024

Accepted 25.03.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Отбор глубинных проб на скважинах, вводимых в эксплуатацию, или их испытание после проведения гидроразрыва пласта зачастую может служить единственной возможностью получить представительную информацию о свойствах пластовой нефти низкопроницаемой залежи, однако при этом требуется исключить техническое противоречие, описанное авторами в работе [1]: для того чтобы обеспечить вынос воды с забоя скважины, необходимо увеличить депрессию на пласт, что повлечет за собой разгазирование пластовой нефти на забое скважины, и наоборот. Кроме того, при отборе проб на скважинах эксплуатационного фонда, осложняют задачу высокие зенитные углы наклона скважины на глубинах отбора: пробоотборник под действием собственного веса ложится на нижнюю образующую НКТ и в случае расслоенной структуры водонефтяного потока может полностью покрываться водой.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Описываемые работы проводились в 2023 году на горизонтальной скважине после проведения ГРП. Обводненность скважиной

продукции составляла 35–40 % при дебите нефти 34 т/сут на штуцере 4 мм. Поведение газового фактора, динамика забойного давления и их сопоставление с исторической изученностью залежи глубинными пробами указывало на однофазное состояние нефти на забое скважины (дальнейшие исследования отобранных проб это подтвердили), однако дальнейшая очистка скважины от воды

ОСНАЩЕНИЕ ГЛУБИННОГО ПРОБООТБОРНИКА ВСТРОЕННОЙ БАТАРЕЕЙ ДЛЯ ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПОЗВОЛЯЕТ ВЫПОЛНЯТЬ СПУСК ПРИБОРА С РАЗЛИЧНЫМ ПОЛОЖЕНИЕМ ВПУСКНОГО КЛАПАНА.

была невозможна в связи с близостью забойного давления к давлению насыщения. Ранее, в 2022 году, было проведено несколько попыток отбора глубинных проб на соседних скважинах с аналогичными условиями (обводненность 30–50 %). Работы проводились кабельным глубинным пробоотборником (см. описание ниже). Всего было отобрано более 10 проб с различных глубин, однако все они были на 100 % обводнены. Стало очевидным, что существующие технические решения принципиально не позволяют отобрать качественные глубинные пробы в подобных условиях.

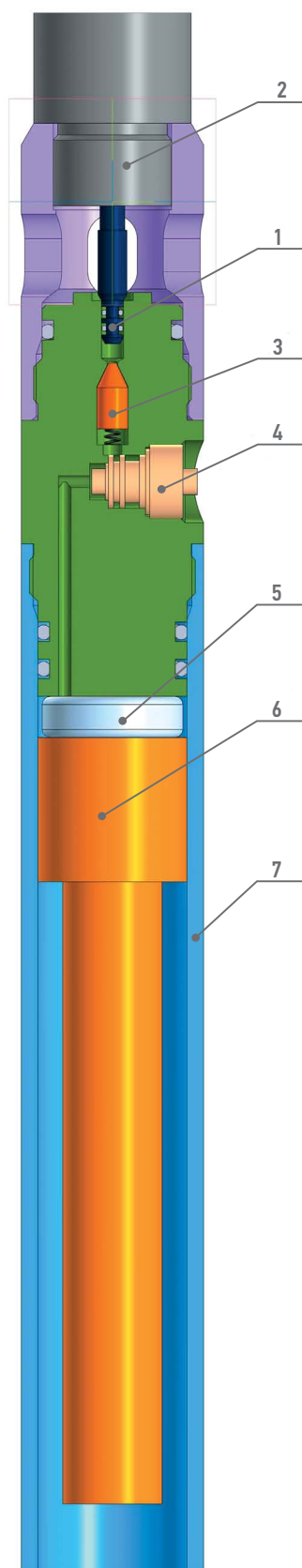


Рис. 1. Схема герметизации приемной камеры пробоотборника. 1 — шток-отсекатель; 2 — электронный блок с электродвигателем для управления штоком-отсекателем; 3 — обратный клапан; 4 — механический ручной клапан; 5 — перемешивающий элемент; 6 — разделительный поршень; 7 — кожух приемной камеры. Составлено авторами

Fig. 1. Sealing scheme of the sample chamber.

1 — shut-off rod; 2 — electronic unit with electric motor for controlling the shut-off rod; 3 — check valve; 4 — mechanical manual valve; 5 — mixing element; 6 — separating piston; 7 — intake chamber casing. Prepared by the authors

ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Работы производились с применением глубинного пробоотборника, описанного в работах [2, 3]. Пробоотборник характеризуется следующими ключевыми особенностями:

- Наличие внешнего (снаружи приемной камеры) и внутреннего (внутри приемной камеры) датчиков давления и температуры.
- Конструкция клапанного узла, включающего в себя три барьера для герметизации камеры: обратный клапан, механический ручной клапан и шток-отсекатель, управляемый электродвигателем. Схема клапанного узла кабельной модификации описываемого глубинного пробоотборника представлена на **рис. 1**.

В период спуска пробоотборника шток-отсекатель 1 перекрывает впускное отверстие приемной камеры; при этом приемная камера со стороны балластной камеры заполнена силиконовым маслом. После выхода на точку отбора электродвигатель электронного блока 2 выдвигает шток-отсекатель в верхнее положение. Флюид проникает через обратный клапан 3 в приемную камеру, обеспечивая переток буферной жидкости из приемной в балластную камеру через гидросопротивление 2. После заполнения камеры обратный клапан закрывает приемную камеру под действием разжатия пружины. При подаче сигнала на электронный блок шток-отсекатель выдвигается в крайнее нижнее положение, прерывая гидродинамическую связь ствола скважины и приемной камеры. После подъема пробы на дневную поверхность перед отсоединением электронного блока перекрывается ручной механический клапан 4. Таким образом, за все время нахождения флюида в камере герметизация обеспечивается двумя барьерами.

Специально для данных работ реализовано два технических решения:

1. Разработан глубинный пробоотборник в автономной модификации, в котором электродвигатель питался от встроенной батареи, что позволило производить спуск прибора в различных положениях впускного канала относительно поршня приемной камеры (сверху и снизу); кроме того, стало возможным проводить спуск одновременно двух пробоотборников (кабельной и автономной; автономной и автономной модификации).
2. В компоновку скважинных приборов был включен геофизический пружинный центратор, обеспечивающий поднятие впускного канала глубинного пробоотборника и его положение по центру НКТ.

ОПИСАНИЕ ПРОВОДИМЫХ РАБОТ

Работы проводились с применением кабельного геофизического подъемника. Для оценки структурного режима потока в скважине было

проведено исследование распределенным влагомером. Результаты представлены на **рис. 2**.

На рисунке хорошо видно, что в целевом интервале отбора проб (глубина 2200 м)

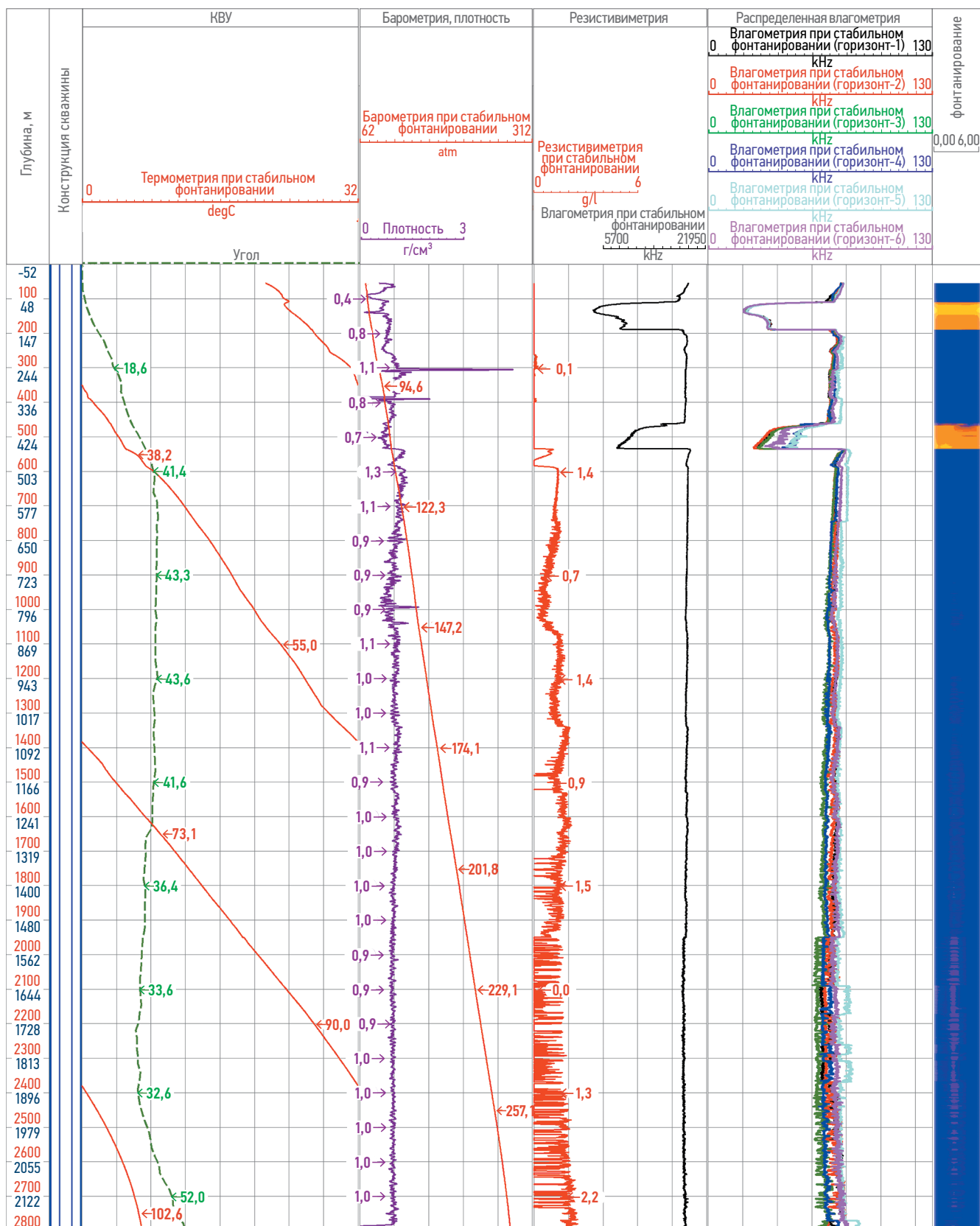


Рис. 2. Геофизический планшет распределенной влагометрии. Составлено авторами
Fig. 2. Geophysical tablet of distributed moisture measurement. Prepared by the authors

выделяется расслоенный структурный режим потока, при этом визуальный анализ показывает следующие результаты:

- 42 % высоты сечения НКТ занято чистой водой (снизу НКТ, область синей заливки);
- 13 % высоты сечения НКТ занято чистой нефтью (сверху НКТ, область коричневой заливки);
- 45 % высоты сечения НКТ занято некой переходной зоной, где показания влагомера волнообразно меняются.

После проведения распределенной влагометрии было выполнено 4 СПО глубинных пробоотборников; результаты представлены в следующем разделе. После отбора и промысловой оценки качества (по комплексу, описанному в работах [2, 4]) пробы транспортировались в лабораторию, где производилась лабораторная оценка качества и стандартный комплекс РVT-исследований. Отметим, что авторы выполняли данную работу в условиях приоритетности производственных задач, поэтому информация носит достаточно ограниченный характер.

- Для пробоотборников с положением впускного канала снизу приемной камеры не выявлено влияния геофизического центратора на обводненность проб. В дальнейшем этот вывод подтвердился на других скважинах.
- Применение геофизических центраторов в компоновке с пробоотборниками с положением впускного канала сверху приемной камеры привело к накоплению в камере некоторой части нефти, вполне достаточной для последующего получения целевого объема флюида для лабораторных исследований. К примеру, для 82 % обводненности доступный объем пластовой нефти в приемной камере составляет порядка 60 см³. С учетом минимального мертвого объема разрядной головки (порядка 5 см³) вполне возможно провести отбор нескольких проб и объединить флюид в лабораторных условиях.

Необходимо отметить, что последующие работы на аналогичных скважинах подтвердили данные выводы.

РЕЗУЛЬТАТЫ

ВЛИЯНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА ОБВОДНЕННОСТЬ ПРОБ

Общая последовательность работ представлена в **табл. 1**. Пробы отбирались с глубины 2200 м при зенитном угле наклона скважины 30°. Все камеры открылись и закрылись на необходимой глубине отбора пробы; разгерметизации камер не зафиксировано.

В **табл. 1** показано следующее:

- Положение впускного отверстия является определяющим фактором успешности отбора проб. Все автономные приборы с впускным отверстием сверху камеры показали примерно одинаковую и весьма незначительную обводненность (2–5 %); при этом кабельные приборы с положением впускного отверстия снизу имели обводненность 82–100 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные результаты были учтены при актуализации типового Технического задания на услуги отбора глубинных проб. Помимо требований, сформулированных по результатам эксплуатации разработанного глубинного пробоотборника (таких, как наличие внешнего и внутреннего датчика давления и температуры; принудительная герметизация приемной камеры; ручной механический клапан для перекрытия камеры и т.д.), были разработаны следующие типовые формулировки по категориям требований:

- Положение впускного отверстия относительно средоразделительного поршня приемной камеры: «Исполнитель должен быть оснащен глубинными пробоотборниками с возможностью спуска в различных положениях (впускное отверстие

Таблица 1. Общая последовательность работ. Подготовлено авторами
Table 1. The general sequence of work. Prepared by the authors

№ пробы	№ СПО	Положение впускного отверстия	Тип компоновки	Обводненность пробы, %
№1	1	Сверху приемной камеры	Кабельная модель без центратора	100
№2	1	Снизу приемной камеры	Автономная модель без центратора	5
№3*	2	Снизу приемной камеры	Автономная модель с центратором	5
№4	3	Снизу приемной камеры	Автономная модель с центратором	2
№5	4	Сверху приемной камеры	Кабельная модель с центратором	82

* — при отборе пробы №3 произошла блокировка гидросопротивления камеры, в связи с чем объем отобранной пробы составил 220 см³.

ниже поршня; впускное положение выше поршня)».

- Возможность центрирования пробоотборника в стволе НКТ: «Исполнителем должна быть обеспечена возможность спуска пробоотборника в компоновке между двумя геофизическими центраторами».

Очевидно, что описанные решения обладают достаточно ограниченным набором условий применения; ключевым из них является расслоенный структурный режим потока в скважине. Представляется перспективной

разработка технических решений, позволяющих регулировать положение клапанного узла в сечении скважины для отбора проб в более широком диапазоне режимов работы скважины.

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ГРП — гидроразрыв пласта;

НКТ — насосно-компрессорные трубы;

СПО — спуско-подъемная операция.

Список литературы

1. Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фукс А.Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 1: Базовые термины и понятия многофазных потоков // *ПРОнефть. Профессионально о нефти*, 2024. — № 1. С. 6–20.
2. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary // *SPE Russ. Pet. Technol. Conf.* 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.
3. Лобанов А.А., Сафаров И.Ф., Звонков М.А., Антошкин М.В., Фролов А.С., Пискарев М.А., Харисов А.Ю., Колода А.В. Как происходит незамеченное устаревание технологий: история развития и новые сведения о работе глубинных пробоотборников // Российская отраслевая энергетическая конференция, 3–5 октября 2023. Москва: Геомодель, 2023. — С. 16.
4. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Тихомиров Е.В., Звонков М.А., Коваленко В.А., Купоросов Д.Н., Бастратов А.А., Нартымов В.С., Харисов А.Ю., Стручков И.А., Плешанов Н.Н., Макаров С.Е., Фролов А.С. Сквозной контроль качества глубинных проб от точки отбора до лабораторной установки: это возможно и необходимо // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 12–15 октября 2021. Москва: SPE, 2021. — С. 37.

References

1. Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: Basic terms and concepts of multiphase flows // *PRONEFT. Professionally about oil*, 2024, v. 1. P. 6–20.
2. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.
3. Lobanov A.A., Safarov I.F., Zvonkov M.A., Antoshkin M.V., Frolov A.S., Piskarev M.A., Harisov A. U., Koloda A.V. How technology obsolescence goes unnoticed: the history of development and new information about the work of downhole samplers // *Russian industry energy conference*. 3–5 October 2023, p. 16.
4. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

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

Andrey V. Yuzhaninov — Expert, Gazprom нефт company group

Вячеслав Андреевич Коваленко — главный специалист по отбору проб пластовых флюидов, Группа компаний «Газпром нефть», научный сотрудник, Казанский федеральный университет

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

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

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

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

Тарас Сергеевич Ющенко — кандидат физико-математических наук, руководитель направления по PVT и работе скважин, Группа компаний «Газпром нефть»

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

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

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

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

Vyacheslav A. Kovalenko — Chief Specialist in Reservoir Fluid Sampling, Gazprom нефт company group, Research Associate, Kazan Federal University

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

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

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

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

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

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

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

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

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

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2024



УДК 553.981(571.5):622.279.32
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-58-65>

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ТАЛАХСКОГО ГОРИЗОНТА С УЧЕТОМ ЕГО ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Д.А. Самоловов*, И.А. Максименко, Е.А. Горенкова, А.А. Гомонов, М.В. Тряпышко
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

В данной работе описывается процесс определения оптимальных параметров системы разработки газовых объектов Восточной Сибири, находящихся на ранних стадиях проектирования, с помощью аналитических моделей, а также зависимость оптимальных параметров системы разработки от геологических особенностей объектов разработки и экономических условий.

На основании результатов испытаний скважин определены коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b , зависящие от множества факторов, в том числе, и от фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Цель работы заключается в определении оптимального количества проектного фонда скважин, оценке влияния геологических и экономических параметров на оптимальные параметры системы разработки газовых месторождений.

Материалы и методы. Расчеты произведены на основании аналитической технико-экономической модели, описывающей систему разработки газового месторождения, в основе которой лежит стандартное уравнение притока для газовой скважины и уравнения материального баланса.

Результаты. Расчеты показали устойчивость выбранных оптимальных проектных решений талахского горизонта на месторождении А к технико-экономическим условиям и конструкции лифта скважины, а также нерентабельность разработки талахского горизонта на месторождении Б в текущих технико-экономических условиях, что обусловлено относительно высоким вкладом нелинейных эффектов фильтрации газа, которые приводят к снижению продуктивности и относительно низкому отношению продуктивности скважин к стоимости их строительства.

Заключение. Результаты и рекомендации, представленные в работе, могут быть использованы для оптимизации процессов добычи полезных ископаемых на месторождениях Восточной Сибири.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, талахский горизонт, оптимизация разработки газового месторождения, оптимальная система разработки, безразмерные параметры для газа, аналитические методы для газовых месторождений

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Самоловов Д.А., Максименко И.А., Горенкова Е.А., Гомонов А.А., Тряпышко М.В. Подбор оптимальных параметров системы разработки талахского горизонта с учетом его геологических особенностей на месторождениях Восточной Сибири. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):58–65. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-58-65>

Статья поступила в редакцию 20.02.2024

Принята к публикации 25.03.2024

Опубликована 28.06.2024

SELECTION OF OPTIMAL PARAMETERS OF TALAKH HORIZON DEVELOPMENT TAKING INTO ACCOUNT ITS GEOLOGICAL FEATURES IN THE FIELDS OF EASTERN SIBERIA

Dmitriy A. Samolovov*, Irina A. Maksimenko, Anton A. Gomonov, Ekaterina A. Gorenkova, Mikhail V. Tryapysheko

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. This paper discusses the determination of optimal development system parameters for early-stage gas projects in Eastern Siberia using analytical models. It explores the relationship between these optimal parameters, geological characteristics, and economic conditions. Based on the test data of actual wells, the filtration resistance coefficients a and b , which depend on many factors, including the filtration-capacitance properties of the reservoir, were determined.

The purpose of the work is to determine the optimal number of the design well stock, to assess the influence of geological and economic parameters on the optimal parameters of the gas field development system.

Materials and methods. Calculations were conducted using an analytical technical and economic model that describes the gas field development system. This model is built upon the standard inflow equation for gas wells and material balance equations.

Results. Calculations based on the methodology showed stability of optimal design solutions of Talakh horizon at field A to technical and economic conditions and well elevator design, as well as unprofitable development of Talakh horizon at field B under current technical and economic conditions, which is due to relatively high contribution of nonlinear effects of gas filtration in the bottomhole zone of the well on productivity and relatively low ratio of well productivity to the cost of well construction.

Conclusion. The results and recommendations presented in this paper are valuable for optimizing gas and oil extraction processes in Eastern Siberian fields.

Keywords: East Siberia, Talakh horizon, optimization of gas field development, optimal development system, dimensionless parameters for gas, analytical methods for gas fields

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

For citation: Samolovov D.A., Maksimenko I.A., Gomonov A.A., Gorenkova E.A., Tryapysko M.V. Selection of optimal parameters of Talakh horizon development taking into account its geological features in the fields of Eastern Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):58–65. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-58-65>

Manuscript received 20.02.2024

Accepted 25.03.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

На Востоке России активно формируются новые центры газодобычи и единая система транспортировки газа. В сентябре 2007 года была утверждена «Государственная программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» (Восточная газовая программа), которая обеспечит поставки газа потребителям регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока на долгосрочную перспективу, позволит организовать новый мощный канал экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона [1]. Обустройство промысла для разработки газовых месторождений Восточной Сибири связано с существенными капитальными вложениями в строительство скважин, объектов инфраструктуры, подготовки и транспорта газа.

Рассматриваемый объект разработки — талахский горизонт, находится в нижней части вендского нефтегазоносного комплекса, установленного в разрезе осадочного чехла Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО). Отложения горизонта представлены преимущественно песчаниками и гравелитами, содержащими многочисленные прослои алевролитов и аргиллитов. Эти отложения приурочены к восточному склону северо-восточного окончания Непско-Ботуобинской антеклизы и распространены на значительной части территории юго-западной Якутии (рис. 1).

Материалы нескольких десятков параметрических и поисковых скважин характеризуют

остальную часть рассматриваемой территории. Все выявленные на территории юго-западной Якутии залежи углеводородов (УВ) в отложениях вендского терригенного комплекса приурочены к восточному склону Непско-Ботуобинской антеклизы. Здесь открыто 21 месторождение, в том числе уникальное по запасам газа Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение. На разных месторождениях установлена промышленная нефтегазоносность вилючанского, талахского, хамакинского, харыстанского, улаханского и ботуобинского терригенных продуктивных горизонтов [2].

ДЛЯ КОЛЛЕКТОРА ТАЛАХСКОГО ГОРИЗОНТА ОБЛАКО
«ПОРИСТОСТЬ — ПРОНИЦАЕМОСТЬ» ИМЕЕТ БОЛЬШУЮ
ДИСПЕРСИЮ: ДЛЯ ПОРИСТОСТИ НА УРОВНЕ 10 %
ПРОНИЦАЕМОСТЬ МОЖЕТ КОЛЕБАТЬСЯ ОТ 0,1 ДО 100 мД.

Дизъюнктивные нарушения, характерные для месторождений НБ НГО, оказывают существенное воздействие на процессы миграции и накопления углеводородов. Размеры разломов варьируют от 10–15 метров до более чем 100 метров. Значительная часть залежей приурочена к разломным структурам разного генезиса и порядка, где разрывные нарушения выступают в качестве экранирующей границы, что отражается в блоковом строении территории и сложной конфигурации залежей. Кроме того, тектонический фактор играет ключевую роль в частичном или полном разрушении залежей и вертикальной миграции флюидов по разломам [3]. Коллектор талахского горизонта характеризуется сложным строением, что связано

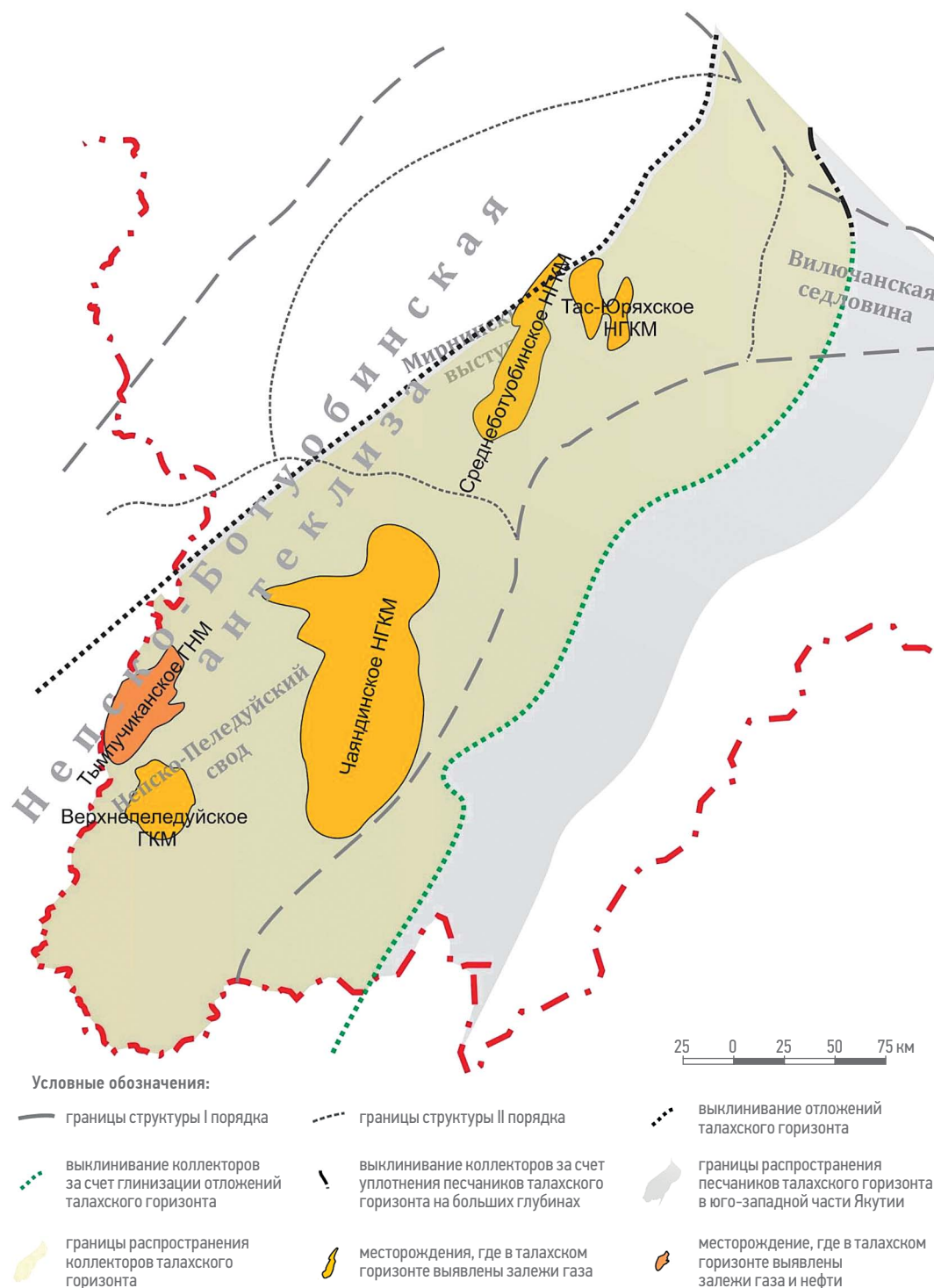


Рис. 1. Распространение отложений талахского продуктивного горизонта. Л.Д. Колотущенко (ООО «ЦНИП ГИС»)
Fig. 1. Distribution of Talakhsky productive horizon. L.D. Kolotuschenko (ООО «TSNIP GIS»)

с полиминеральным составом породообразующих обломков, сменой зернистости, с цементом различного минерального состава, активным проявлением постседиментационных процессов преобразованиями: кальцитизация, ангидритизация, доломитизация, сульфатизация, засоление, регенерация породообразующих минералов [4]. Природа засоления до сих пор остается дискуссионным вопросом [5]. Тем не менее сложность

возникает уже на первых этапах изучения петрофизических параметров. Облако «пористость — проницаемость» имеет большую дисперсию. Для пористости на уровне 10 %, проницаемость может колебаться в пределах трех порядков величины (от 0,1 до 100 мД). При попытке классификации по минеральному составу было выявлено, что чистые песчаники присутствуют в разных частях этого распределения, в то время

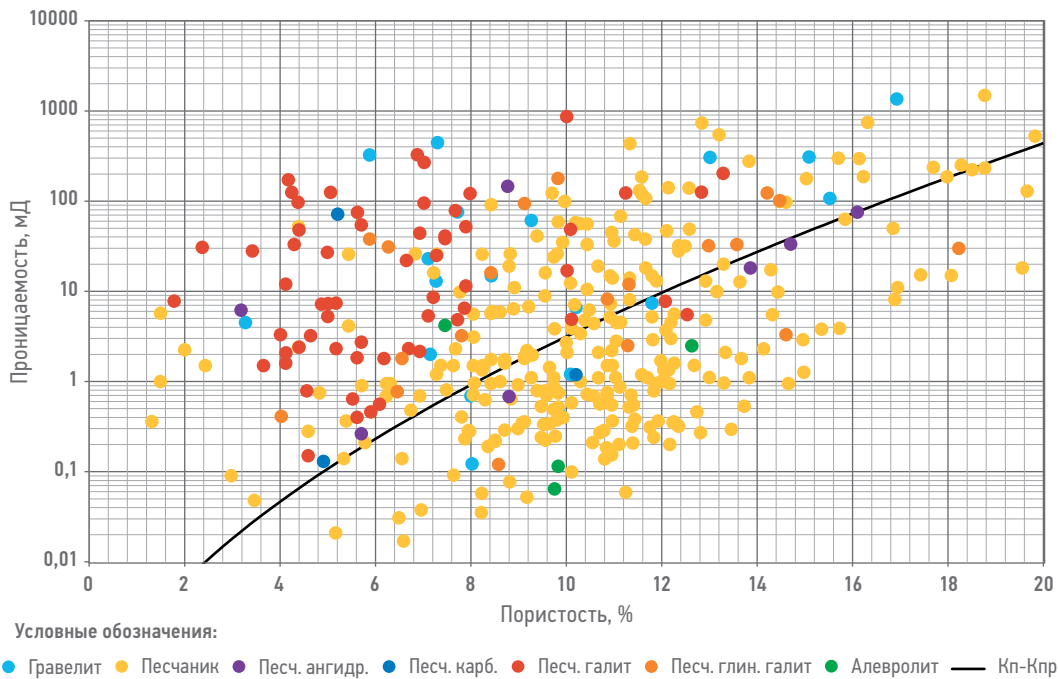


Рис. 2. Кросс-плот пористость — проницаемость — петротипизация. Составлено авторами
 Fig. 2. Cross-plot porosity — permeability — petrotypification. Prepared by the authors

как гравелиты и засоленные песчаники обычно имеют более высокие значения проницаемости, а алевролиты — более низкие. Тем не менее основной объём коллектора представлен песчаниками и неопределенность по проницаемости сохраняется (рис. 2). В разрезе песчаников на керне выделяются мелкие прослои аргиллитов (до 20 см), которые плохо диагностируются геофизическими приборами. Доля таких пропластков в среднем достигает 20 % от всего интервала песчаника (рис. 3). Данный фактор необходимо учитывать при геологическом моделировании коллекторов.

ЦЕЛЬ

В данной статье будет проведена экспресс-оценка оптимальных параметров системы разработки рассматриваемых объектов (количество скважин) и даны рекомендации по оптимизации процессов добычи газа.

МЕТОДОЛОГИЯ

В качестве начального приближения для оценки оптимального количества газовых скважин используются результаты применения аналитической методики, описанной в [6]. Данный подход основан на следующих ключевых допущениях:

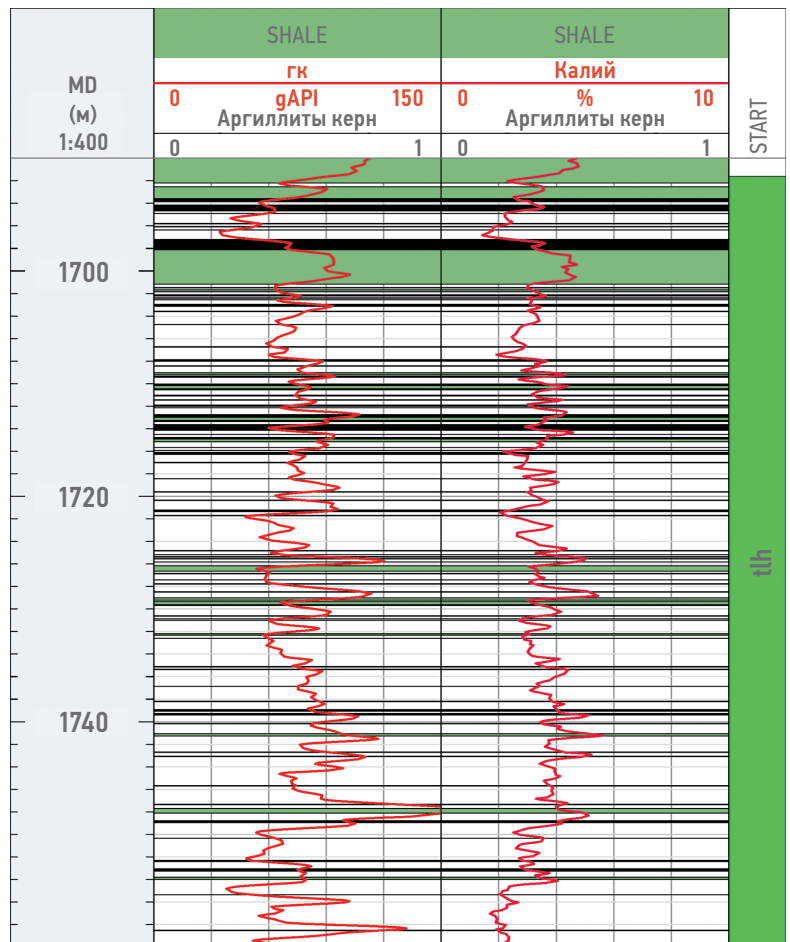


Рис. 3. Глинистые пропластки в талахском горизонте, выделенные по фотографиям керна и сопоставленные с кривыми гамма-каротажа и калия (ГК-С). Составлено авторами

Fig. 3. Clayey pay zones in the Talakh horizon, identified based on core photographs and correlated with gamma-ray and potassium (GR-K) log curves. Prepared by the authors

1. Коэффициент сверхсжимаемости газа постоянен. Учитывая невысокое начальное содержание конденсата для рассматриваемых объектов (не более 20 г/м³), а также слабо выраженную зависимость коэффициента сверхсжимаемости от давления (рис. 4), рассматриваемые условия не противоречат данному допущению.
2. Постоянное значение коэффициентов притока a и b . Учитывая достаточно высокую проницаемость рассматриваемых объектов — порядка 50–100 мД, данное допущение также является оправданным, так как процессы нестационарной фильтрации, обуславливающие динамику коэффициентов притока, происходят относительно быстро — выход на стационарный режим притока фиксируется через 30 суток. Изменчивость коэффициентов притока также может вызывать процесс формирования в околоскважинной зоне так называемого конденсатного вала — двухфазной зоны с пониженной подвижностью газа, однако в рассматриваемых условиях из-за низкого содержания конденсата и при относительно невысоких депрессиях (до 20 бар) подобный процесс может оказывать влияние на приток только на последних стадиях разработки, вклад которых в формирование значения критерия оптимальности системы разработки (NPV) пренебрежимо мал.
3. Величина конденсатогазового фактора (КГФ) постоянна. Учитывая относительно небольшую изменчивость прогнозной величины КГФ — с 20 до 10 г/м³

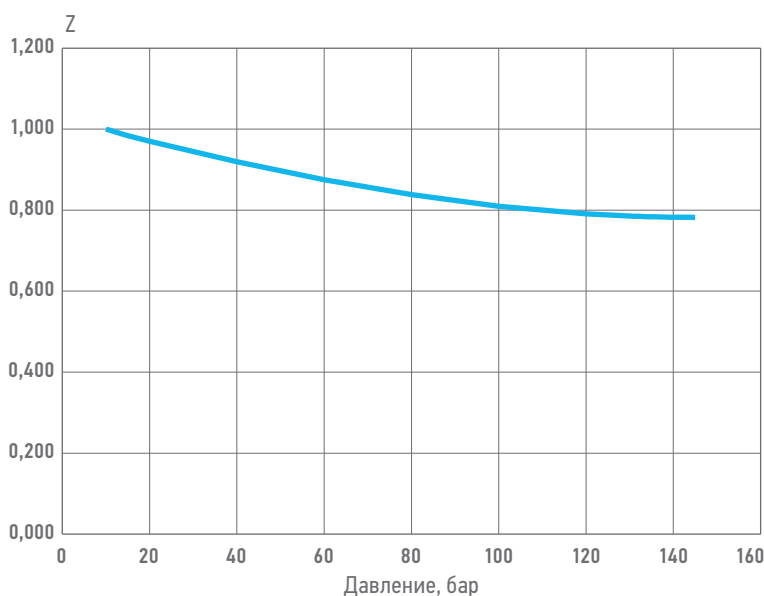


Рис. 4. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа рассматриваемых объектов разработки. Составлено авторами

Fig. 4. Dependence of gas compressibility coefficient of the considered development objects. Prepared by the authors

за 10 лет, — и в целом относительно невысокий вклад от реализации ЖУВ в экономику проекта (не более 10 %), данное допущение также является оправданным.

4. Постоянная величина годового темпа отбора газа. Рассматриваемые объекты разработки подключаются к имеющейся инфраструктуре внешнего транспорта, поэтому годовой темп отбора газа обусловлен доступными мощностями, высвобождающимися по мере истощения основного объекта разработки. Данное обстоятельство несколько выходит за рамки используемой оптимизационной методики, однако, учитывая достаточно быстрое падение профиля добычи основного объекта при подключении в систему сбора данных объектов (рис. 5), можно считать профиль добычи практически постоянным.

Таким образом, рассматриваемая углеводородная система находится в условиях допущений, сформулированных при разработке оптимизационной методики [5]. Далее представлены результаты оценки оптимального количества скважин.

Для оценки оптимального количества скважин необходимо рассчитать значения следующих безразмерных параметров:

Безразмерные коэффициенты притока:

$$a_D = \frac{a V_r r}{p_{пл}^2}, b_D = \frac{b V_r r}{a}, \quad (1)$$

где a, b — соответственно линейный и нелинейный коэффициенты в уравнении притока для газовой скважины, бар²/тыс. м³/сут, бар²/(тыс. м³/сут)²; V_r — начальные геологические запасы газа, тыс. м³; r — коэффициент дисконтирования, 1/сут; $p_{пл}$ — начально пластовое давление, бар.

Безразмерные ограничения устьевых давления и скорости:

$$p_{uD} = \frac{p_{y\text{ мин}}}{p_{пл}}, \quad (2)$$

где $p_{y\text{ мин}}$ — минимальное устьевое давление, бар.

$$p_{uD} = \frac{v_{y\text{ макс}} \pi D_{\text{нкт}}^2 p_{y\text{ мин}}}{V_r r p_{атм}}, \quad (3)$$

где $v_{y\text{ макс}}$ — максимальное значение устьевой скорости, м/с; $D_{\text{нкт}}$ — внутренний диаметр НКТ, м.

Безразмерная стоимость строительства скважины с обустройством:

$$c_{wD} = \frac{c_w}{p_{nb} V_r}, \quad (4)$$

где c_w — стоимость строительства скважины с обустройством, млн руб.; p_{nb} — net-back цена газа за вычетом НДС, экспортной пошлины,

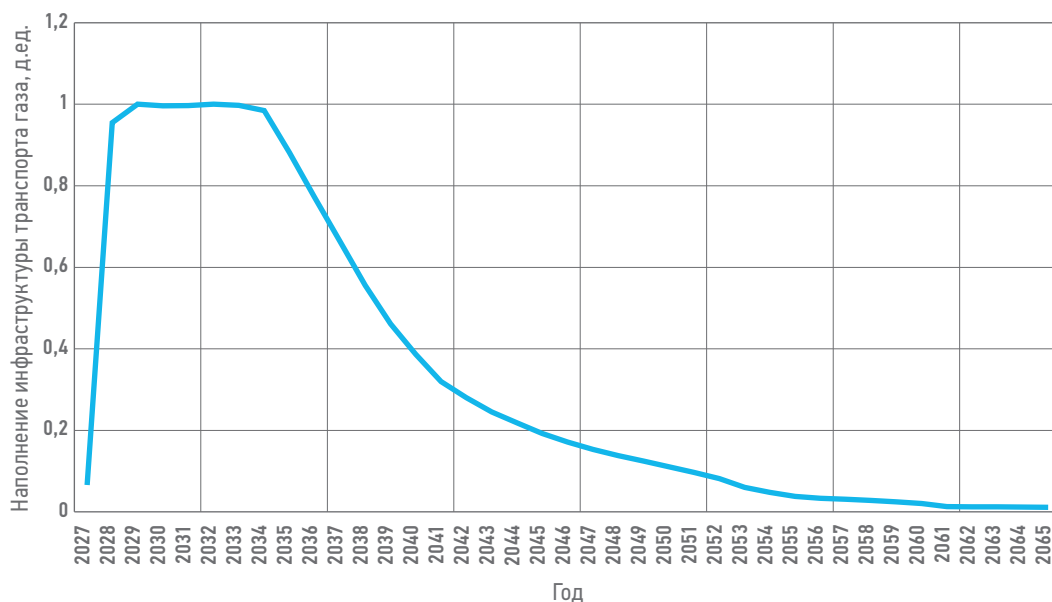


Рис. 5. Падение профиля добычи газа (основной объект). Составлено авторами
Fig. 5. Declining of gas production (main object). Prepared by the authors

налогов и затрат на подготовку и транспортировку, млн руб./тыс. м³. Теория [6] сформулирована как метод оценки не только оптимального количества скважин, но и оптимального годового темпа отбора. Однако для рассматриваемых условий — подключения в существующую инфраструктуру внешнего транспорта — величина темпа годового отбора не требует оптимизации и оценки затрат. Поэтому результат применения методики — оптимальное количество скважин, величина годового темпа отбора — в данном случае играет роль ограничения:

$$R_{pD} = \frac{q_0}{V_r r}, \quad (5)$$

где q_0 — ограничение суммарной добычи газа, тыс. м³/сут.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Значения основных параметров, оказывающих влияние на оптимальное количество скважин для рассматриваемых условий, приведено в табл. 1.

На рис. 6 приведен результат расчёта безразмерных параметров, влияющих на величину оптимального количества скважин. Подобное расположение расчётных точек говорит, во-первых, об устойчивости оптимальных проектных решений талахского горизонта месторождений А и Б к технико-экономическим условиям и конструкции лифта скважины, так как соответствующая точка расположена на пологой части кривой и за пределами влияния ограничений

по устьевой скорости; во-вторых, о слабой зависимости результатов от величины коэффициента b в уравнении притока, описывающего нелинейные потери давления, — обычно именно этот коэффициент достаточно трудно определить, так как основная часть нелинейных потерь давления происходит вблизи ствола скважины, в так называемой «скин-зоне», подверженной влиянию дополнительных факторов. Для талахского горизонта месторождения А оптимальное количество

Таблица 1. Свойства и значения безразмерных параметров для рассматриваемого объекта

Table 1. Properties and dimensionless parameters for presented reservoir

Параметр	Месторождение А	Месторождение Б
Коэффициент притока a , бар ² /тыс. м ³ /сут	12,6	174
Коэффициент притока b , бар ² /(тыс. м ³ /сут) ²	0,014	12,6
НГЗ газа V_r , млрд м ³	343	11,9
Начальное пластовое давление $p_{пл}$, бар	132	141
Минимальное устьевое давление $p_{у}^{мин}$, бар	32	32
Максимальная скорость на устье, $v_{у}^{макс}$, м/с	20	20
Внутренний диаметр НКТ $D_{НКТ}$, м	0,1	0,1
a_D	95,1	45,6
b_D	146,2	330,5
$a_D / a_D^{рент}$	0,16	0,08
p_{iD}	0,32	0,32
v_{uD}	0,045	0,045
c_{wD}	0,0017	0,0017
R_{pD}	0,02	0,02

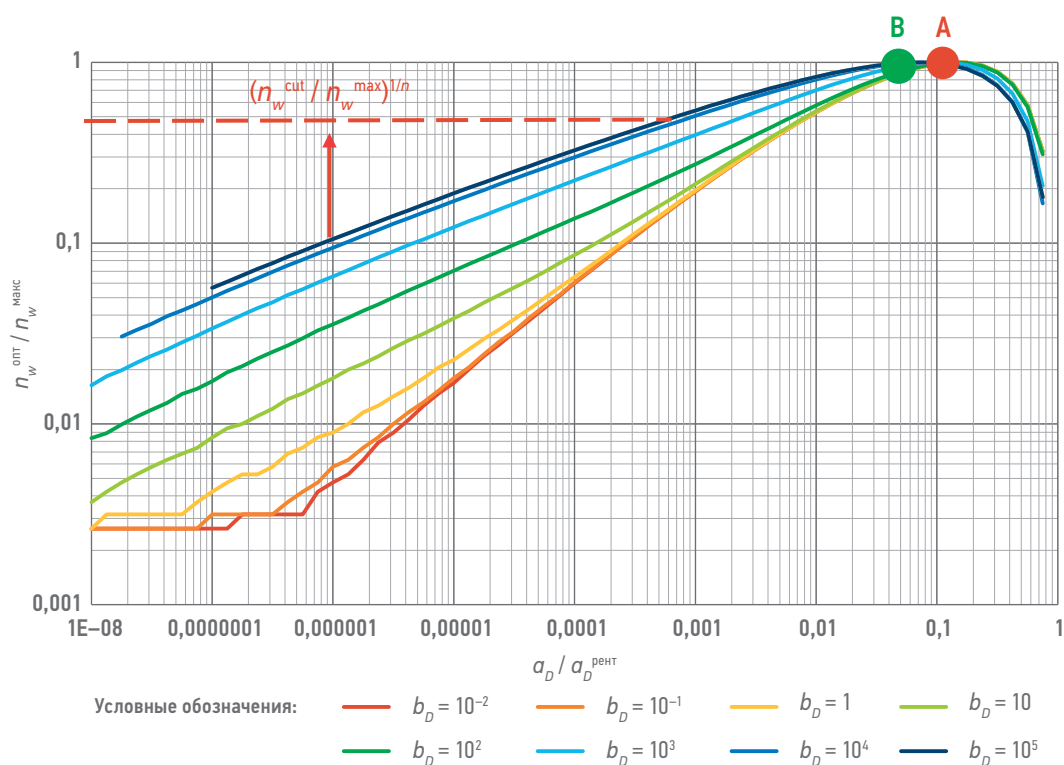


Рис. 6. Расположение рассматриваемых технико-экономических условий на палетке для определения оптимального количества скважин. Составлено авторами

Fig. 6. Arrangement of technic and economic conditions on the palette to determine the optimal number of wells. Prepared by the authors

скважин составляет 92 шт., для месторождения Б — 3 шт.

ВЫВОДЫ

В данной статье проведена экспресс-оценка оптимальных параметров системы разработки талахского горизонта месторождений Восточной Сибири, в том числе количество скважин и годовые темпы отбора газа. Методология оценки основана на ключевых допущениях, включая

постоянные значения коэффициентов сверхсжимаемости газа, коэффициентов притока a и b , конденсатогазового фактора и годового темпа отбора. Результаты оценки показывают стабильность оптимальных решений относительно технико-экономических условий и конструкции лифта скважины.

Результаты и рекомендации, представленные в работе, могут использоваться для оценок эффективности и оптимизации систем разработки нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири.

Список литературы

1. Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 3.09.07 № 340 «О программе создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР».
2. Колотущенко Л.Д. Проблемы оценки нефтегазоносности талахского продуктивного горизонта венда на юго-западе Якутии. Сб. докл. Международной научно-практической конференции. Анапа, Краснодарский край, 2013 г. / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» — Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2013. — С. 13.
3. Ивченко О.В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиз и сопредельные территории) / О.В. Ивченко, Е.Е. Поляков, М.В. Ивченко // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. — М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. — № 1 (25). — С. 40–59.
4. Ранитин Е.А. Петрофизические особенности коллекторских свойств продуктивных отложений талахского горизонта непско-ботуобинской антеклизы // Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Новые технологии — нефтегазовому региону. Том 1. Тюмень, 2014. — С. 49–51.
5. Салмин М.В. Влияние засоленности на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов осинского, хамакинско-го и талахского горизонтов Восточной Сибири // Сборник статей VIII Международной научно-практической конференции: Современная наука: актуальные вопросы, достижения и инновации. Пермь, 2019. — С. 22–26.
6. Апасов Р.Т., Багдугудинов Р.Р., Варавва А.И., Корякин Ф.А., Нехаев С.А., Перевозкин И.В., Самолозов Д.А., Сандалова Е.Е.,

Ямалетдинов А.Ф. Расчет оптимальных параметров системы разработки газового месторождения. Нефтяное хозяйство. — 2021. — №12. — С. 74–78.

References

1. The state-run Development Program for an integrated gas production, transportation and supply system in Eastern Siberia and the Far East.
2. Kolotuschenko L.D. *Problems Evaluation of Petroleum Potential in Talahskiy Productive Horizon Venda in the Southwestern Yakutii*. — The collection of reports of the International scientific-and-practise conference. Anapa, Krasnodar region, 2013 / «Research-and-Production firm «Nitpo» LLC, — Krasnodar: «Research-and-Production firm «Nitpo» LLC, 2013. — P. 13.
3. Ivchenko O.V. *Influence of fault tectonics on the oil-and-gas-bearing capacity of Vendian– Lower-Cambrian deposits at the southern regions of the Siberian platform (Nepa-Botuoba antecline and contiguous territories)* / O.V. Ivchenko, Ye.Ye. Polyakov, M.V. Ivchenko // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia*. — Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. — № 1 (25). — pp. 40–59.
4. Rakitin E.A. *Petrophysical features of reservoir properties of productive deposits of the Talakh horizon of the Nepa-Botuoba antecline* // Materials of the All-Russian scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists with international participation. New technologies for the oil and gas region. Volume 1. Tyumen, 2014. — pp. 49–51.
5. Salmin M.V. *The influence of salinity on the filtration-capacitive properties of reservoirs of the Osinsky, Khamakinsky and Talakh horizons of Eastern Siberia* // Collection of articles of the VIII International Scientific and Practical Conference: Modern science: current issues, achievements and innovations. Perm, 2019 — pp. 22–26.
6. Apasov R.T., Badgutdinov R.R., Varavva A.I., Koryakin F.A., Nekhaev S.A., Perevozkin I.V., Samolovov D.A., Sandalova E.E., Yamaletdinov A.F. Estimation of optimal parameters for gas field development system. *Oil industry*. — 2021. — № 12. — pp. 74–78.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.А. Самоловов — автор методики, принял активное участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи.

И.А. Максименко — приняла активное участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи.

Е.А. Горенкова — автор геологической модели, приняла активное участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи.

А.А. Гомонов — оказал экспертную поддержку в области петрофизического моделирования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

М.В. Тряпышко — принял активное участие в организации и координации работ кросс-функциональной команды, оказал экспертную поддержку по предоставлению макроэкономических параметров, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Dmitriy A. Samolovov — author of analytical method, took an active part in developing the article concept, prepared the text.

Irina A. Maksimenko — took an active part in developing the article concept and approved the final version of the article.

Ekaterina A. Gorenkova — author of geological model, took an active part in developing the article concept, prepared the text.

Anton A. Gomonov — provided expert support in petrophysical modeling, approved the final version of the article.

Mikhail V. Tryapysheko — took an active part in the organization and coordination of modeling work, provided expert support in economic parameters, developed the article concept, and approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дмитрий Алексеевич Самоловов* — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Ирина Анатольевна Максименко — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Екатерина Александровна Горенкова — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Антон Андреевич Гомонов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Dmitriy A. Samolovov* — Expert, Gazprom нефть company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Irina A. Maksimenko — Head of area, Gazprom нефть company group

Ekaterina A. Gorenkova — Head of area, Gazprom нефть company group

Anton A. Gomonov — Head of area, Gazprom нефть company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© В.В. Караченцев,
А.Е. Симаков, 2024



УДК 622.276.5.001.42:532.575.5
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-66-74>

АНОМАЛЬНЫЙ РОСТ ДАВЛЕНИЯ ВО ВРЕМЯ ЗАПИСИ КВД НА ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: ПОЛЬЗА ИЛИ ВРЕД?

В.В. Караченцев*, А.Е. Симаков

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В статье поднимается тема осложнения, возникающего во время записи кривых восстановления давления на некоторых обводненных скважинах Приразломного месторождения. Осложнение заключается в резком росте давления, который может возникнуть в любой момент проведения гидродинамического исследования. Эта аномалия приводит к искажению кривой восстановления давления и, соответственно, к погрешностям в интерпретации.

Цель настоящей работы — разобрать механизм и причины аномального роста давления на обводненных горизонтальных скважинах, предложить метод восстановления истинного вида искаженных кривых восстановления давления с выявлением проблемных интервалов пласта.

Материалы и методы. В основе работы лежит анализ реальных показаний датчиков давления и температуры, установленных на различных глубинах в стволе скважины, в периоды аномального роста давления.

Результаты. Сделан вывод о том, что во время аномалии происходит снижение уровня раздела фаз нефть — вода ниже датчиков давления. Приведены рассуждения о причинах и механизмах снижения уровня раздела фаз. Также предложен математический инструмент для расчета глубины снижения раздела фаз в стволе скважины, что позволяет корректно пересчитывать давления с глубины замера на целевую глубину и получать гладкие кривые восстановления давления без аномалий.

Заключение. Выделены условия, при которых возможно наблюдение аналогичных аномалий на других скважинах. Сделан вывод о важности обращения внимания на подобные эффекты.

Ключевые слова: аномальный рост давления, гидродинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, датчики давления и температуры, обводненность, уровень раздела фаз, нефть, горизонтальный ствол скважины, Приразломное месторождение

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Караченцев В.В., Симаков А.Е. Аномальный рост давления во время записи КВД на обводненных скважинах с горизонтальным окончанием приразломного месторождения: польза или вред? ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):66–74. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-66-74>

Статья поступила в редакцию 16.10.2023

Принята к публикации 11.12.2023

Опубликована 28.06.2024

ABNORMAL PRESSURE RISE DURING THE BUILD-UP ON FLOODED HORIZONTAL WELLS OF
PRIRAZLOMNOYE OILFIELD: BENEFIT OR HARM?

Vitaliy V. Karachentsev*, Aleksandr E. Simakov

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The article raises the topic of complications that arise during the recording of pressure build-up curves at some flooded wells of the Pirazlomnoye field. The complication is a sharp increase in pressure, which can occur at any time during a well test. This anomaly leads to a distortion of the pressure build-up and, accordingly, to errors in interpretation.

Goal. The purpose of this work is to analyze the mechanism and causes of anomalous pressure growth in water-flooded horizontal wells, to propose a method for restoring the true appearance of distorted pressure build-up with identifying problematic reservoir intervals.

Materials and methods. The work is based on the analysis of real readings from pressure and temperature sensors installed at various depths in the wellbore during periods of abnormal pressure growth.

Results. It is concluded that during the anomaly there is a decrease in the level of the oil-water phase interface below the pressure sensors. Reasoning about the reasons and mechanisms for reducing the phase separation level is given. A mathematical tool is also proposed for calculating the depth of phase separation reduction in the

wellbore, which allows you to correctly recalculate pressures from the measurement depth to the target depth and obtain smooth pressure recovery curves without anomalies.

Conclusion. In conclusion, the conditions under which it is possible to observe similar anomalies in other wells are highlighted. It is concluded that it is important to pay attention to such effects.

Keywords: abnormal pressure rise, well tests, pressure build-up, pressure and temperature gauges, water cut, interface level phases, oil, horizontal wells, Prirazlomnoye oilfield

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

For citation: Karachentsev V.V., Simakov A.E. Abnormal pressure rise during the build-up on flooded horizontal wells of prirazlomnoye oilfield: benefit or harm? PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):66–74. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-66-74>

Manuscript received 16.10.2023

Accepted 11.12.2023

Published 28.06.2024

Аномальное поведение давления во время записи кривой восстановления давления (КВД) — явление, которое распространено не повсеместно, но хорошо известно уже достаточно давно [1–3]. Как правило, разговоры об аномальном росте давления (АРД) во время гидродинамических исследований (ГДИ) связаны со скважинами, из которых добывают нефть с высоким газосодержанием при давлениях ниже давления насыщения. Это явление есть следствие интенсивного выделения газа в створе остановленной скважины и отжатием уровня раздела фаз (УРФ) «нефть — газ» во время записи кривой восстановления давления (КВД) ниже датчиков давления. На примере скважин Верхнечонского месторождения были достаточно детально рассмотрены такие проявления [4]. В той же работе предлагается решение оценки снижения УРФ для более корректного пересчета давления. Явление достаточно сильно искажает вид КВД и вносит существенную неопределенность в результаты интерпретации таких исследований. В этом смысле АРД является, конечно, негативным фактором, существенно снижающим качество исследования.

С другой стороны, малоизвестны случаи АРД в скважинах с низким газовым фактором, но относительно высокой обводненностью. Во всяком случае, в литературе они слабо освещены. Возможная причина этого, вероятно, в несущественном влиянии на качество исследования, хотя оно, безусловно, есть. Действительно, скачок давления на КВД не значителен и, скорее всего, просто игнорируется или списывается на внутрискважинные фазовые процессы сегрегации. Но между тем, АРД на обводненной скважине может дать вполне конкретную информацию о работе пласта и помочь в принятии правильных решений в плане разработки объекта. В данной работе будут рассмотрены реальные случаи АРД на обводненных

горизонтальных скважинах Приразломного месторождения.

ПРИМЕРЫ ПРОЯВЛЕНИЯ АРД НА ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Впервые явление АРД на Приразломном месторождении было отмечено в 2018 году во время плановой остановки платформы на техническое обслуживание на скважине, которая первой была запущена в промышленную эксплуатацию. На тот момент объемная обводненность этой скважины (N1) была наибольшей и составляла 62 %. АРД отмечалось на этой скважине также и в последующие годы, вплоть до момента перевода скважины под закачку (рис. 1).

Аналогичное явление было отмечено и на другой скважине (N2) уже в 2022 и 2023 годах. Обводненность скважины N2 на тот момент составляла около 60 % (табл. 1).

ПРАВИЛЬНАЯ ОБРАБОТКА ЯВЛЕНИЯ АРД В ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИНАХ ПОЗВОЛЯЕТ ВЫЯВИТЬ ВНУТРИКОЛОННЫЙ ПЕРЕТОК, ИНТЕРВАЛ ПОГЛОЩЕНИЯ И ПРИНЯТЬ СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.

В августе 2023 года АРД отмечался также на скважине N3, обводненность которой составляла на момент остановки около 56 %. Стоит отметить, что скважины N1, N2 и N3 являются соседними.

По скважинам N1 и N2 отмечается, что с увеличением обводненности момент начала АРД наступает позже. Также несколько отличаются длительности этого явления на разных скважинах в разное время. Все скважины оборудованы системой телеметрии, которая записывает данные по температуре и давлению с датчиков, установленных на приеме и выкиде электроцентробежного насоса

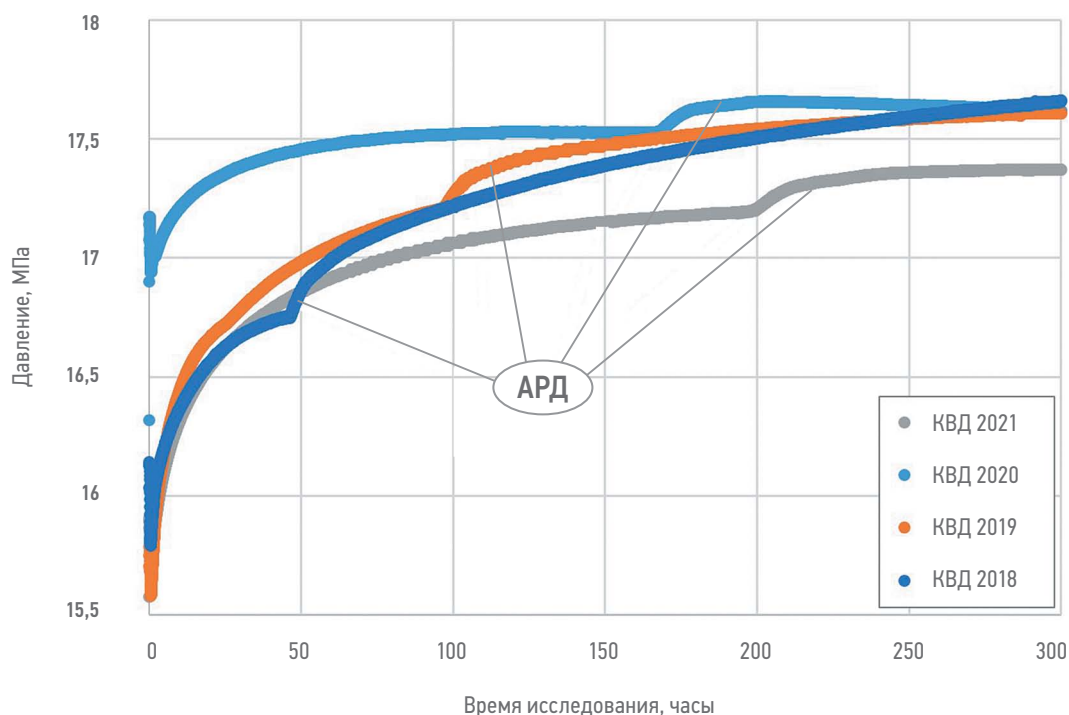


Рис. 1. Графики КВД с АРД, записанные в 2018–2021 годах на скважине N1. Составлено авторами
Fig. 1. Pressure buildup graphs with abnormal pressure rise, recorded in 2018–2021 at well N1. Prepared by the authors

(ЭЦН). Для интерпретации КВД, как правило, используются показания с датчика на приеме насоса, которые пересчитываются затем на отметку кровли продуктивного пласта.

МЕХАНИЗМ И ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АРД

Для примера рассмотрена КВД на скважине N1 в 2020 году. Анализируя показания датчиков в период проявления АРД, отмечается следующее. Сперва аномальный рост давления фиксирует датчик, установленный на выкидной линии ЭЦН, через некоторое время рост с аналогичным темпом начинает фиксироваться датчиком на приеме насоса.

Все другие рассмотренные случаи имеют такую же очередность событий. Через некоторое время разница в показаниях датчиков давления уменьшается на 0,022 МПа (рис. 2). По известному вертикальному расстоянию между датчиками было рассчитано, что плотность жидкости в стволе скважины между датчиками за это время изменилась на 170 кг/м³. Это значение почти совпадает с разницей плотностей воды (1023 кг/м³) и нефти (851 кг/м³) в пластовых условиях, принятых на Приразломном месторождении. После того как плотность жидкости между датчиками снизилась, отмечается рост температуры на уровнях приема ЭЦН и электродвигателя. Это может указывать на то, что электродвигатель оказался в чуть более горячей среде с худшей теплоотдачей. Аналогичное поведение давления и температуры отмечается и во время других КВД с АРД на скважинах N1, N2 и N3. Наблюдения указывают, что во время АРД происходит снижение уровня раздела фаз (УРФ) «нефть — вода» ниже датчиков давления. Таким образом, причина АРД на обводненных скважинах та же, что и на скважинах с высоким ГФ, — снижение УРФ. Но физические процессы, приводящие к этому снижению, очевидно, иные. В общем случае механизм возникновения АРД во время записи КВД на обводненных скважинах Приразломного месторождения можно описать следующими этапами:

Таблица 1. Обводненность на скважинах на моменты проведения КВД
Table 1. Water cut in wells at the time of pressure build-up

Скважина	Год КВД	Обводненность, %	Начало АРД, ч
N1	2018	62	46
N1	2019	81	97
N1	2020	87	168
N1	2021	89	199
N2	2022	60	195
N2	2023	65	320
N3	2023	56	94

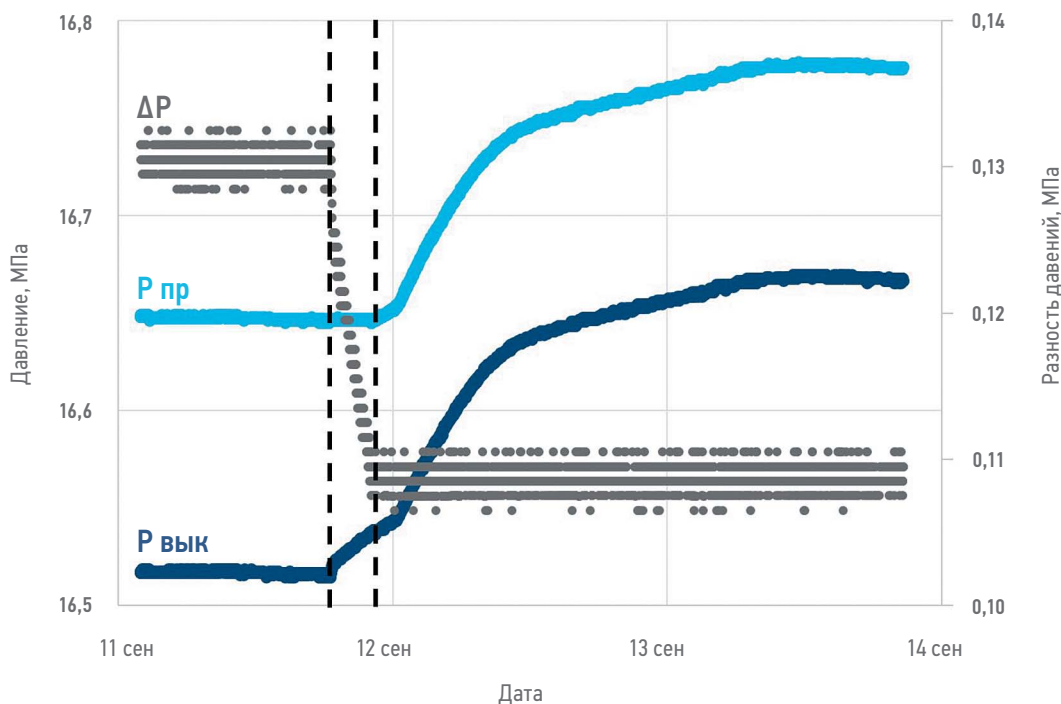


Рис. 2. Показания датчиков давления на скважине N1 в период АРД на КВД от 2020 года. $P_{\text{пр}}$ — показания датчика давления, установленного на приеме ЭЦН; $P_{\text{вык}}$ — показания датчика давления, установленного на выкидной линии ЭЦН; ΔP — разница показаний датчиков на приемной и выкидной линиях ЭЦН.
Составлено авторами

Fig. 2. Pressure sensor readings at well N1 during the pressure build-up period of 2020. $P_{\text{пр}}$ — pressure at the ESP intake; $P_{\text{вык}}$ — pressure at the ESP discharge; ΔP — difference in sensor readings. Prepared by the authors

1. В момент остановки скважины начинается сегрегация фаз, в течение которой вода занимает нижнюю часть ствола.
2. В зависимости от уровня обводненности добываемой жидкости, конструкции скважины и глубины установки датчиков после разделения фаз датчик давления может оказаться в воде. В рассмотренных примерах обводненность составляла более 55–60 %.
3. При наличии интервалов пласта с различным пластовым давлением могут возникать внутриколонные перетоки между этими интервалами. Наличие внутриколонных перетоков подтверждено промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ), проведенными на других скважинах месторождения.
4. В зоне с низким пластовым давлением происходит поглощение воды, т.к. она занимает нижнюю часть ствола. В это время интервалы пласта с более высоким давлением могут отдавать нефть (рис. 3).
5. Таким образом в стволе увеличивается количество нефти и уменьшается объем воды, что и приводит к снижению уровня раздела фаз «вода — нефть».
6. После достижения УРФ глубины замора давления, датчик оказывается в более легкой нефти. Из-за меньшего градиента давления в менее плотной среде

при дальнейшем снижении УРФ происходит рост показаний датчика, превышающий темп восстановления давления.

7. АРД прекращается только тогда, когда стабилизируется УРФ. После чего наблюдается классическое восстановление давления.

Последний этап описанного выше механизма, а именно момент стабилизации УРФ на одном уровне в стволе скважины, может быть ключевым для получения важной информации о пласте. Ведь чтобы снижение УРФ прекратилось, необходимо достичь условия равновесия пластовых давлений между различными зонами (пропластками). Но также УРФ стабилизируется, когда достигает интервала поглощения. Если УРФ останавливается выше кровли пласта, то, вероятнее всего, произошло выравнивание давлений или количество поступающей из пласта в скважину воды из интервалов с более высоким пластовым давлением стало равно количеству поглощаемой воды в интервалы с низким пластовым давлением. Проведенные ранее на других скважинах ПГИ отмечали внутриколонные перетоки, а моделирование остановки скважин в действующей трехмерной гидродинамической модели (ГДМ), свидетельствовало о большой продолжительности этого явления, превышающей время исследования. Поэтому

вероятность того, что УРФ снизится до интервала поглощения раньше, чем наступит баланс по давлению или притоку и закачке воды между различными зонами, крайне высока. Это предположение инструментально можно проверить, спустив геофизический зонд с влагомером на одну из таких скважин. Но, к сожалению, рассмотренные скважины имеют технические ограничения, не позволяющие провести полноценное ПГИ. Поэтому оценку глубины УРФ во время АРД производили расчетным способом.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ СТАБИЛИЗАЦИИ УРФ «НЕФТЬ — ВОДА»

Общие принципы оценки глубины стабилизации УРФ «нефть — газ» описаны в статье [4]. В текущей работе данный способ используется со следующим дополнением. В связи с тем что плотность газа и нефти различаются кратно, рост показаний датчика давления существенно больше, чем рост давления за счет его восстановления в пласте. Поэтому последним пренебрегают, а участок

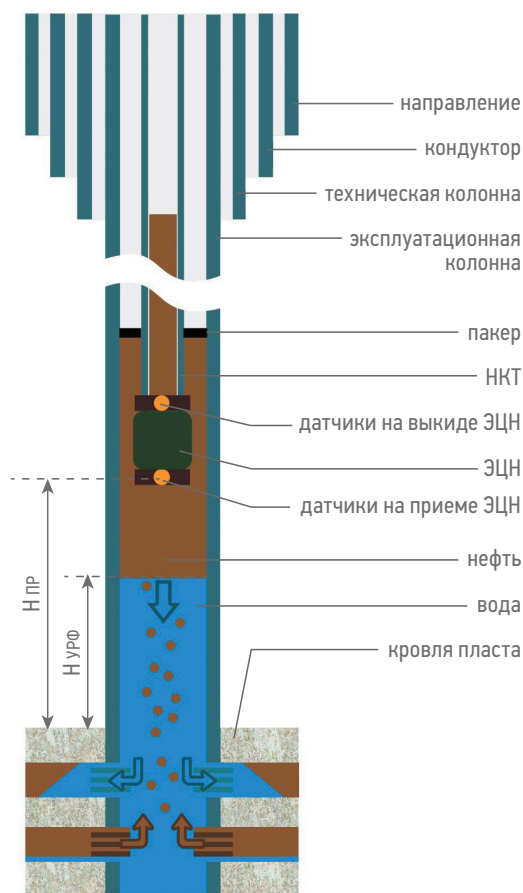


Рис. 3. Типовая конструкция ствола добывающей скважины Приразломного месторождения. Составлено авторами

Fig. 3. Typical wellbore design for the Prirazlomnoye oilfield. Prepared by the authors

непосредственно АРД просто исключается. В текущей работе предложен способ восстановить вид КВД на всем протяжении исследования, включая период АРД.

Уравнение для расчета высоты столба воды от кровли пласта до УРФ вода-нефть ($H_{урф}$) (рис. 3) выглядит следующим образом:

$$H_{урф} = \frac{P_{кр.пл.} - \rho_n g H_{пр} + P_{пр}}{g (\rho_v - \rho_n)}, \quad (1)$$

где $P_{кр.пл.}$ — давление на отметке кровли пласта; $P_{пр.}$ — давление на отметке приема ЭЦН; ρ_n — плотность нефти; ρ_v — плотность воды; g — ускорение свободного падения; $H_{пр}$ — вертикальное расстояние между датчиком на приеме насоса и кровлей пласта.

Главная сложность решения этого уравнения заключается в том, что давление на кровле пласта — величина неизвестная в период АРД. До АРД оно пересчитывается с давления на приеме насоса по плотности воды, а после его начала неизвестно, как меняется средняя плотность жидкости между датчиком и кровлей пласта. Для того чтобы рассчитать давление, нужно знать глубины УРФ, поэтому необходимо принять допущение об идентичности темпов восстановления давления в период АРД и в периоды до и после него. Это допущение позволит использовать в формуле (1) рассчитанные значения давления на кровле пласта, которые будут максимально близкими к фактическим значениям.

Рассчитать давление можно двумя способами:

1. Воспользоваться специализированным ПО для воспроизведения участка КВД в период АРД.
2. Аналитически рассчитать с помощью приближенного уравнения.

При этом оба способа должны достаточно точно воспроизводить КВД непосредственно до АРД и после него. В этом плане первый способ может быть более надежным, но также более трудоемким. Использование аппроксимирующей формулы позволит существенно сэкономить время.

Предлагаемое уравнение для расчета давления в период АРД:

$$P_t = P_0 + A(t - t_0) e^{b(t - t_0)}, \quad (2)$$

где P_0 — давление в момент времени t_0 (начало АРД); P_t — давление в момент времени t (в период АРД); $A = \frac{P_0 - P_n}{t_0 - t_n}$ — ко-

эффициент, характеризующий темп восстановления давления, где P_n — давление в момент времени t_n (до АРД); b — коэффициент,

характеризующий изменение темпа восстановления давления во времени, подбирается вручную, но в первом приближении можно рассчитать, как:

$$b = \frac{\ln\left(\frac{P_0 - P_n}{P_n - P_m}\right)}{t_0 - t_n}, \text{ где } t_0 - t_n = t_n - t_m.$$

Алгоритм расчета следующий:

1. Участок КВД до АРД пересчитывается на целевую отметку по плотности воды.
2. Строится график зависимости глубины УРФ от времени. Первая точка кривой на этом графике будет соответствовать глубине спуска датчика на приеме ЭЦН в момент начала АРД.
3. Далее пересчитываются точки давления после начала АРД по формуле (2).
4. Рассчитывается коэффициент A по небольшому участку кривой непосредственно перед АРД.
5. Для каждого полученного значения давления рассчитывается положение УРФ с помощью уравнения (1) и наносится на график. Визуально участок кривой УРФ после периода АРД должен образовывать горизонтальную линию, как показано на **рис. 4, кривая с**. Это условие совпадения темпов восстановления давления

после АРД теоретической кривой и фактических замеров.

6. Для того чтобы получить горизонтальный участок, необходимо скорректировать в первую очередь коэффициент b . В некоторых случаях также может потребоваться корректировка коэффициента A . Поиск коэффициентов A и b можно автоматизировать.

По горизонтальному участку кривой УРФ определяется глубина, на которой УРФ прекращает снижение.

РЕЗУЛЬТАТЫ «РЕСТАВРАЦИИ» КВД

Теперь, рассчитав изменение глубины УРФ (соответственно, и средней плотности столба жидкости) в стволе скважины между отметками замера и целевой отметкой во время записи КВД, можно достаточно корректно пересчитать всю КВД с глубины замера, например, на кровлю пласта. Ниже представлен пример результата такого пересчета (**рис. 5, 6**).

Разница в оценках параметров фактической КВД (пересчитанной по постоянной плотности) и скорректированной (пересчет по переменной плотности) составила:

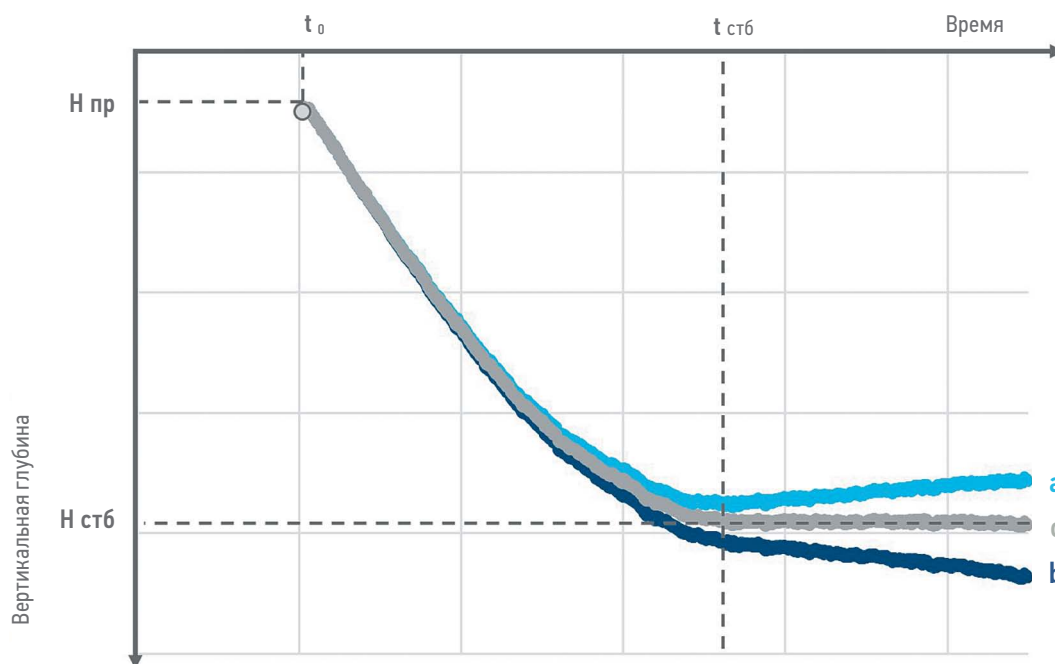


Рис. 4. График уровня раздела фаз. а, b, с — кривые УРФ, рассчитанные с учетом различных значений коэффициента b ; t_0 — время начала аномального роста показаний датчика давления на приеме насоса; $t_{стб}$ — время, когда прекращается снижение УРФ; $H_{пр}$ — глубина установки датчика на приеме насоса; $H_{стб}$ — глубина, на которой УРФ стабилизируется. Составлено авторами

Fig. 4. Phase interface level graph. а, b, с — phase interface level curves calculated taking into account different values of the coefficient b ; t_0 — time of the beginning of an abnormal increase in pressure sensor readings at the pump intake; $t_{стб}$ — time when the level of interface stops; $H_{пр}$ — installation depth of the sensor at the pump intake; $H_{стб}$ is the depth at which the level of interface stabilizes. Prepared by the authors

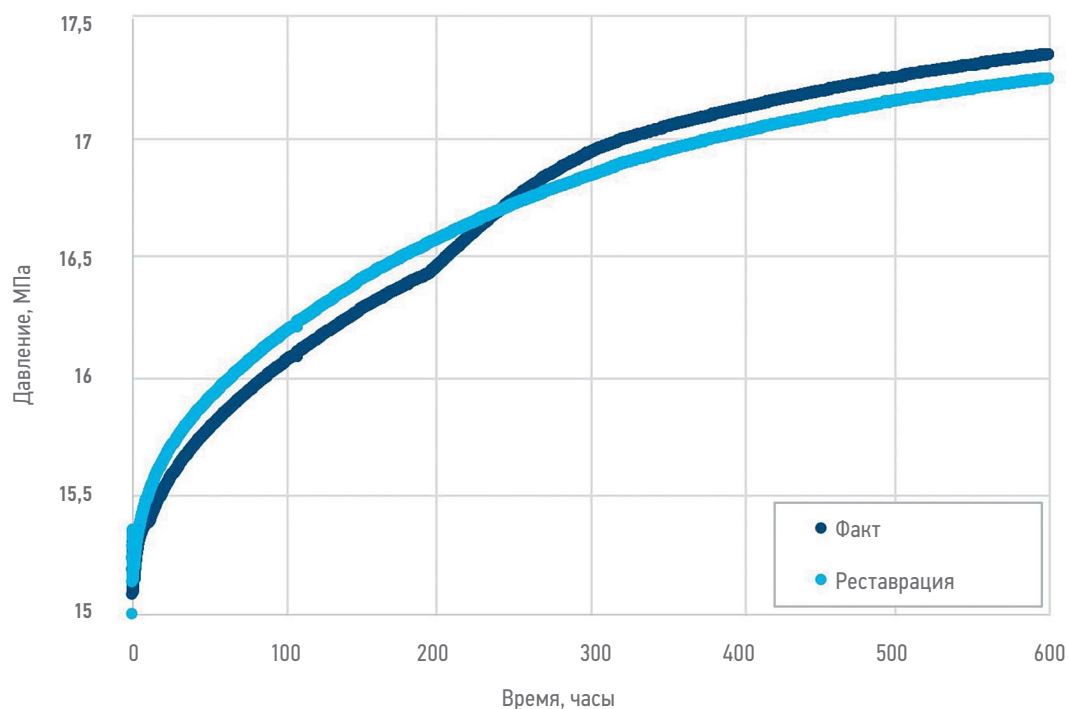


Рис. 5. Фактическая и скорректированная КВД скважины N2, данные 2022 года. Составлено авторами
Fig. 5. Actual and adjusted buildup pressure of well N2, data for 2022. Prepared by the authors

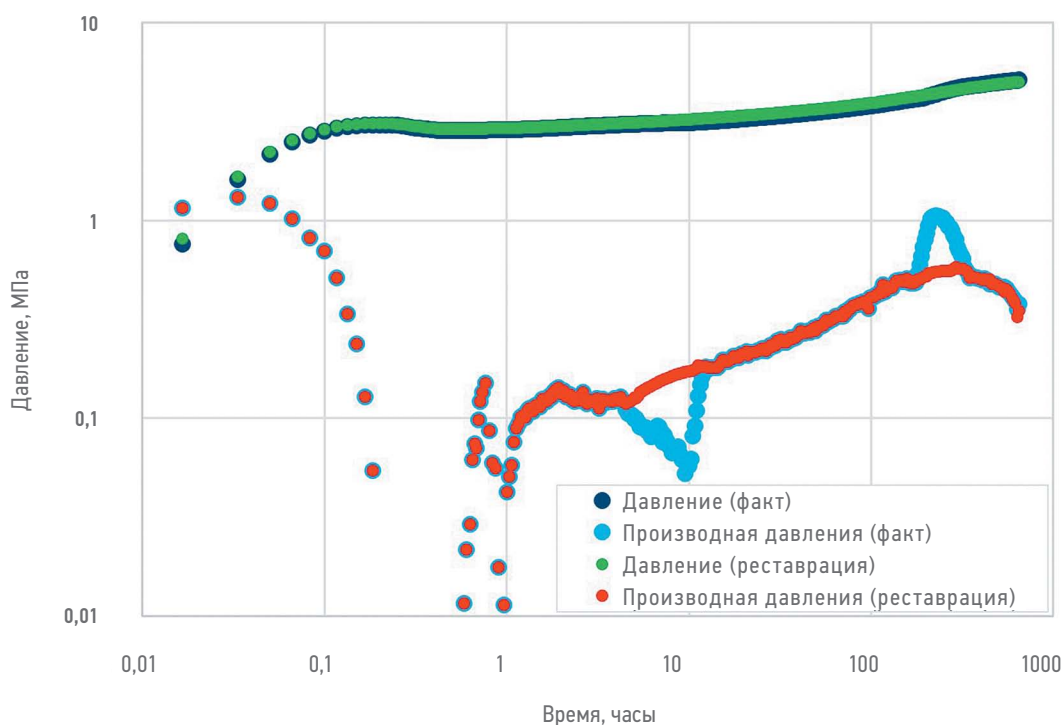


Рис. 6. Диагностический билгарифмический график фактической и реставрированной КВД скважины N2 (2022 год). Составлено авторами

Fig. 6. Diagnostic logarithmic graph of actual and restored pressure buildup of well N2 (year 2022). Prepared by the authors

1. По пластовому давлению — около 1 бар.
2. По коэффициенту продуктивности — 2,6 %
3. По скин-фактору — 6,9 %
Можно сказать, что искажение КВД
вследствие аномального роста давления

на обводненных скважинах приводит
к незначительным погрешностям в оцен-
ках параметров, что связано с относитель-
но небольшой разницей в плотности воды
и нефти. Тем не менее бесспорным плюсом

Таблица 2. Оценки глубин стабилизации уровня раздела фаз
Table 2. Estimates of the depth of stabilization of the phase interface level

Параметры	Скв. N1, 2020 г.	Скв. N1, 2021 г.	Скв. N2, 2022 г.	Скв. N2, 2023 г.	Скв. N3, 2023 г.
Глубина установки датчика давления на приеме ЭЦН (а.о.), м	2242		2199,5		2219,5
Глубина залегания кровли пласта (а.о.), м	2319		2333		2322,2
Вертикальное расстояние между отметками кровли пласта и датчика давления на приеме ЭЦН, м	77		133,5		102,6
Глубина стабилизации уровня раздела фаз (а.о.), м	2327	2326	2337	2336	2335

«реставрации» является то, что вопросов к виду скорректированной КВД уже не возникает. Главной причиной того, что не стоит пренебрегать явлением АРД в обводненных скважинах, конечно, является возможность выявить внутриколонный переток и интервал поглощения.

По описанной выше методике были рассчитаны глубины стабилизации УРФ для рассматриваемых скважин.

Результаты определения глубины стабилизации УРФ представлены в **табл. 2**.

Замечено, что во всех случаях уровень раздела фаз стабилизируется ниже кровли пласта. В скважине N2 ствол открытый, поэтому глубина стабилизации УРФ соответствует глубине пропластка, в который происходит поглощение. Согласно результатам интерпретации геофизических исследований скважины (РИГИС) этот интервал имеет высокие значения пористости и проницаемости. В скважине N1 окончание представлено перфорированной трубой. Стабилизации УРФ произошла в нижней части верхнего интервала перфорации. По данным РИГИС в скважине N1 интервал поглощения также относится к пропласткам с высокими фильтрационными свойствами. Более того, судя по корреляции скважин, это одни и те же пропластки. В скважине N3 ситуация аналогичная — интервал поглощения находится в зоне лучших ФЕС.

ВЫВОДЫ

Подводя итоги проделанной работы, стоит выделить основные условия для возникновения АРД во время записи КВД на обводненных скважинах с горизонтальным окончанием:

1. Достаточная высокая обводненность добываемой жидкости.
2. Размещение датчиков давления на достаточной глубине в стволе скважины.
3. Возникновение внутриколонных перетоков во время остановки.

Первое и второе условия необходимы для возможности диагностирования наступления третьего. В стволе скважины, заполненном однофазной жидкостью нет резкого изменения градиента давления, т.е. нет границы раздела фаз, перемещение которой возможно проследить по аномальным показаниям датчиков давления. Третье условие — следствие неравномерной выработки неоднородного по фильтрационным свойствам пласта при недостаточной и неравномерной компенсации отборов.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что эффект АРД во время записи КВД на обводненных скважинах может оказаться полезным индикатором, сигнализирующим о проблеме в разработке объекта, а предложенный в статье метод расчета глубины стабилизации УРФ позволит определить проблемную зону пласта и принять соответствующие геолого-технологические решения.

Список литературы

1. Matthews C.S., Stegemeier G.L. A Study of Anomalous Pressure Build-Up Behavior // *Petroleum Transactions, AIME*. — 1958. — №213. — P. 44–50.
2. Pitzer S.C., Rice J.D., Thomas C.E. A Comparison of Theoretical Pressure Build-Up Curves with Field Curves Obtained from Bottom-Hole Shut-In Tests. // *Journal of Petroleum Technology, AIME*. — 1959. — №21. — P. 49–52.
3. Mattar L., Santo M. How wellbore dynamics affect pressure transient analysis. // *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. — 1992. — Vol. 31. — No. 2. — P. 33–40.
4. Котележков В.С. Прогнозирование вероятности проявления и учет аномального роста давления при регистрации КВД на Верхнечонском НГКМ. // *Инженерная практика*, N09-2013. — №137.

References

1. Matthews C.S., Stegemeier G.L. A Study of Anomalous Pressure Build-Up Behavior // *Petroleum Transactions, AIME*. — 1958. — №213. — P. 44–50.
2. Sidney C. Pitzer, John D. Rice and Clifford E. Thomas. A Comparison of Theoretical Pressure Build-Up Curves with Field Curves Obtained from Bottom-Hole Shut-In Tests. // *Journal of Petroleum Technology, AIME*. — 1959. — №21. — P. 49–52.

3. Mattar L., Santo M. How wellbore dynamics affect pressure transient analysis // *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. — 1992. — Vol. 31. — No. 2. — P. 33–40.
4. Kotezhnikov V.S. Forecasting the probability of occurrence and taking into account anomalous pressure growth when recording pressure build-up at the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field // *Engineering practice*, N09-2013. — No. 137.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

Vitaliy V. Karachentsev — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Александр Евгеньевич Симаков — директор программ развития продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Vitaliy V. Karachentsev* — Head of Direction, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alexander E. Simakov — Director of product development programs, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

О СОЛЮБИЛИЗАЦИОННОМ ЭФФЕКТЕ КАК КЛЮЧЕВОМ ФАКТОРЕ ПРИ КУСТОВОМ СБРОСЕ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ

© Коллектив авторов,
2024



А.Н. Колеватов¹, К.С. Фот^{2,*}, Н.А. Барышев¹

¹ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», РФ, Ижевск

²АО «НК «Конданефть», РФ, Ханты-Мансийск

Электронный адрес: ksfot.ru@gmail.com

Введение. С целью снижения операционных издержек при транспортировке балластной попутно добываемой воды на месторождении X добывающей нефтяной компании Урало-Поволжья были произведены опытно-промышленные испытания шурфовой установки, осуществляющей предварительный «холодный» сброс попутно добываемой воды непосредственно на кустовой площадке данного месторождения. Осуществление мероприятий по наладке шурфовой установки производилось за счёт смены и регулирования режима работы насосного оборудования частотно-регулируемым приводом, ограничением поступления жидкости на прием. Однако в ходе проведения данных опытно-промышленных испытаний не установлена возможность по достижению качества сбрасываемой воды по остаточному содержанию нефтепродуктов согласно ОСТ 39-225-88 для дальнейшей реализации системы поддержания пластового давления.

Цель работы — определение первопричины, по которой невозможно достичь требуемого качества сбрасываемой попутно добываемой воды согласно ОСТ 39-225-88 при установленных проектных технологических параметрах.

Материалы и методы. В качестве методов исследования использовались термохимический метод гравитационного отстоя «Bottle test» по определению остаточного содержания нефтепродуктов в воде с течением времени, моделирование снижения межфазного натяжения на границе раздела «нефть — вода» при использовании деэмульгатора и ингибитора коррозии, применяемых на объекте исследования, использование стагагмометрического метода при помощи стагагмометра «Рубин-02А» с целью выявления критической концентрации мицеллообразования и подтверждением эффекта солублизации.

Результаты. В ходе анализа промышленных данных, лабораторных и опытно-промышленных работ выявлено, что залповые обработки ингибитора коррозии и деэмульгатора на фонде скважин приводят к значительному снижению межфазного натяжения на границе раздела «нефть — вода» и, как следствие, вызывают эффект солублизации, при котором невозможно достичь нормативных значений качества воды по содержанию остаточных нефтепродуктов даже с учетом значительного увеличения времени гравитационного отстоя.

Заключение. Полученные результаты работы позволяют адаптировать применение технологии холодного сброса попутно добываемой воды с использованием шурфовой установки на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: шурфовая установка, кустовой сброс воды, содержание нефтепродуктов, солублизационный эффект, поверхностно-активные вещества

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Колеватов А.Н., Фот К.С., Барышев Н.А. О солублизационном эффекте как ключевом факторе при кустовом сбросе попутно добываемой воды. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):75–83. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-75-83>

Статья поступила в редакцию 15.01.2024

Принята к публикации 25.03.2024

Опубликована 28.06.2024

ON THE SOLUBILIZATION EFFECT AS A KEY FACTOR IN THE CLUSTER DISCHARGE OF ASSOCIATED PRODUCED WATER

Alexey N. Kolevatov¹, Kirill S. Fot^{2,*}, Nikita A. Baryshev¹

¹Izhevsk Petroleum Research Center CJSC, RF, Izhevsk

²Kondaneft Oil Company JSC, RF, Khanty-Mansiysk

E-mail: ksfot.ru@gmail.com

Introduction. In order to reduce operating costs during the transportation of ballast produced water at the X field located in the Ural-Volga region, the oil company conducted pilot field tests of a sump well that performs preliminary cold discharge of produced water directly at the well pad of this field. The commissioning of the «sump well» was carried out by changing and regulating the operating mode of the pumping equipment using a frequency-controlled drive, as well as by limiting the flow of liquid to the reception of the sump well. However, during these pilot field tests at the «sump well», the quality of the discharged water in terms of the residual content of petroleum products according to Industrial Russian standard OST 39-225-88 was not achieved in order to further implement the reservoir pressure maintenance system.

Aim. The purpose of this work was to determine the root cause for which it is impossible to achieve the required quality of discharged ballast produced water according to Industrial Russian standard OST 39-225-88 with the established design technological parameters.

Materials and methods. The thermochemical method of gravitational sedimentation called Bottle test was used as a research method to determine the residual content of petroleum products in water over time of gravitational sedimentation. In addition, the stalagmometric method (using the stalagmometer called Rubin-02A) was also used to simulate the reduction of interfacial tension at the oil-water interface using a demulsifier and a corrosion inhibitor, which were used at the object of the study. The identification of the critical concentration of mycelium formation and confirmation of the solubilization effect was carried out using a stalagmometer called the Rubin-02A trademark.

Results. During the analysis of field data, lab and pilot works, it was revealed that one-time well treatments with a corrosion inhibitor and a demulsifier lead to a significant decrease in interfacial tension at the oil-water interface, and as a result, a solubilization effect occurs. With the resulting solubilization effect, it is impossible to achieve standard water quality values for the content of residual petroleum products in water, even taking into account a significant increase in the time of gravitational sedimentation.

Conclusion. The obtained results of the work will make it possible to adapt the application of cold discharge technology of associated produced water using a «sump well» at the late stages of oil field development.

Keywords: sump well, cluster water discharge, oil product content, solubilization effect, surfactants

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

For citation: Kolevatov A.N., Fot K.S., Baryshev N.A. On the solubilization effect as a key factor in the cluster discharge of associated produced water. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):75–83. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-75-83>

Manuscript received 15.01.2024

Accepted 25.03.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Большинство нефтяных месторождений страны уже пребывают или начинают вступать в позднюю стадию разработки. Высокая обводненность добываемой и перекачиваемой продукции является незаменимым спутником для данной стадии. В свою очередь, это способствует неоправданному росту операционных издержек при транспортировке балластной попутно добываемой воды по трубопроводам при падающей добыче нефти и прибыли добывающих компаний. Одним из путей решения данной проблемы является ранний сброс попутно добываемой пластовой воды непосредственно на кустовых площадках с дальнейшей её закачкой обратно в пласт для поддержания пластового давления. Основным условием применимости данной технологии является поздняя стадия разработки, когда обводненность на фонде скважин превышает 75 %, при этом количество сбрасываемой воды не должно превышать приёмистость нагнетательной скважины на кусте (или водовода) и качество сбрасываемой воды должно соответствовать требованиям OST 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству [1, 2].

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Реализация раннего сброса попутно добываемой воды актуальна для месторождения

Х нефтедобывающей компании, средневзвешенная обводненность которого составляет 89 %. Инфраструктурная составляющая данного месторождения состоит в том, что скважинная продукция с кустов А–Д объединяется в общий нефтесборный коллектор, после чего направляется до площадки насосной станции (ПНС) месторождения У. Протяженность данного нефтесбора составляет 3,25 км. С ПНС осуществляется перекачка объединенного флюида с месторождения Х и с участка месторождения У по напорному трубопроводу протяженностью 11,4 км до установки подготовки нефти (УПН). Таким образом, общее расстояние составляет более 14 км. На **рис. 1** представлена принципиальная схема системы нефтесбора месторождения Х.

Для организации системы ППД на месторождении Х подтоварная вода с УПН перекачивается центробежными насосами внешней откачки на кустовую насосную станцию (КНС) месторождения Х и закачивается обратно в пласт. С целью снижения операционных затрат по перекачке балластной пластовой воды, было принято решение по реализации раннего сброса свободной попутно добываемой воды при помощи шурфовой установки непосредственно на выходе с куста Д месторождения Х с последующей её закачкой в пласт через КНС (**рис. 1**).

Некоторые физико-химические свойства нефти, характерные для данного месторождения, представлены в **табл. 1**.

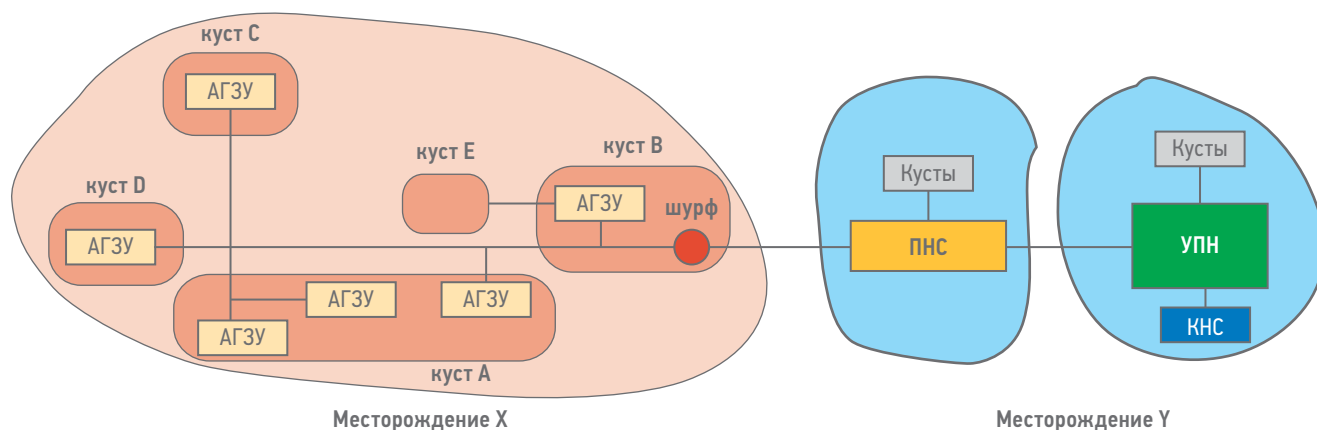


Рис. 1. Принципиальная схема системы нефтесбора месторождения X: АГЗУ — автоматическая групповая замерная установка; шурф — шурфовая установка по раннему сбросу попутно добываемой воды на кусту; кусты — группа нефтяных скважин на одной небольшой промышленной площадке; ПНС — площадка насосной станции; УПН — установка подготовки нефти; КНС — кустовая насосная станция.

Составлено авторами

Fig. 1. Schematic diagram of the oil and gas gathering main system of the X field: APMS — Automatic Pad Metering Station; sump well — pit installation for early discharge of associated produced water on a well pad; well pads — a group of oil wells on one small field site; PSS — pumping station site; OTP — oil treatment plant; WIPS — water-injection pumping station. Prepared by the authors

Шурф представляет собой горную выработку глубиной 52 метра и состоит из обсадной колонны, колонны для отбора водогазонефтяной эмульсии, колонны НКТ со спущенной на ней насосным агрегатом типа УЭЦН-500-1200, а также устьевой арматуры и наземной обвязки (рис. 2).

Принцип работы шурфовой установки заключается в следующем. Водогазонефтяная эмульсия собирается с кустов скважин месторождения X и по системе нефтесбора транспортируется на прием шурфа. Эмульсия тангенциально подается в основную обсадную колонну, где в верхней части колонны за счет воздействия подаваемого непосредственно на кустах и на прием шурфа реагента-деэмульгатора, а также под действием центробежной силы происходит отделение воды от нефти. Выделившийся в нефтесборе попутный нефтяной газ, нефть, а также не отделившаяся вода, оказываясь на уровне 5 метров ниже устья шурфа, далее попадают в колонну для отбора газа и нефти, откуда под давлением, развиваемым скважинными насосами добывающих скважин, через систему нефтесбора транспортируются далее по потоку на ПНС. Отделившаяся пластовая вода с остаточным содержанием нефти очищается за счет разности плотностей при движении

к нижней части шурфа. После чего остаточная отделившаяся нефть также направляется в систему нефтесбора, а очищенная вода с нижней части шурфа откачивается при помощи УЭЦН (или альтернативный вариант — без УЭЦН, под давлением скважинных насосов добывающих скважин) в систему ППД месторождения X.

Общий дебит жидкости на входе в шурф составляет 850–900 м³/сут. Время пребывания жидкости в шурфе при такой производительности составляет чуть более 10 минут. Для успешной реализации системы ППД на месторождении X необходимо закачивать примерно 500 м³/сут воды.

ПРОБНЫЕ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ

После строительства шурфа последовали опытно-промышленные испытания по запуску данной установки и выводу её на режимные технологические показатели. Испытания осуществлялись как в летне-осеннее, так и в весенне-зимнее время года. Основной целью испытаний являлось обеспечение качества сбрасываемой воды по содержанию нефтепродуктов согласно ОСТ 39-225-88 (не более

Таблица 1. Диапазоны физико-химических показателей нефтей месторождения X (при 20 °С)
Table 1. Ranges of physico-chemical parameters of oil fields X (at 20 °C)

Месторождение	Плотность нефти кг/м ³	Вязкость нефти мм ² /с	Содержание, %		
			парафины	смолы	асфальтены
Месторождение X	884–955	24,32–932,9	3,6–4,5	19,7–29,9	3,9–5,5

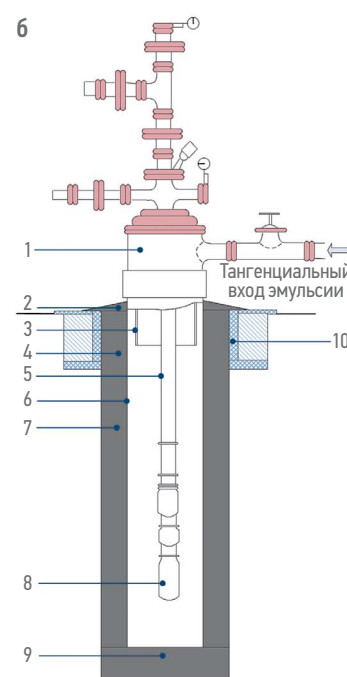


Рис. 2. а) внешний вид шурфовой установки раннего сброса попутно добываемой воды на месторождении X; б) схема установки:
 1 — колонная головка ($D = 508$ мм); 2 — цементная стяжка; 3 — эксплуатационная колонна ($D = 324 \times 9,5$ мм, $L = 5$ м); 4 — цементный камень;
 5 — подвесной патрубок; НКТ ($D = 73 \times 5,5$ мм, $L = 10$ м); 6 — труба обсадная ($D = 508 \times 11,1$ мм, $L = 52$ м); 7 — цементный камень;
 8 — УЭЦН ($L = 40$ м, ПЭД в кожухе); 9 — цементный стакан; 10 — шахтное направление. Составлено авторами
Fig. 2. а) the appearance of the sump well for the early discharge of associated water at field X; б) sump well scheme: 1 — casing head ($D = 508$ мм);
 2 — cement screed; 3 — production casing ($D = 324 \times 9,5$ мм, $L = 5$ м); 4 — cement stone; 5 — tubing hanger; tubing ($D = 73 \times 5,5$ мм, $L = 10$ м);
 6 — casing pipe ($D = 508 \times 11,1$ мм, $L = 52$ м); 7 — cement stone; 8 — electrical submersible pump unit ($L = 40$ м, downhole motor); 9 — cement cup;
 10 — conductor casing. Prepared by the authors

50 мг/дм³) при дебите сбрасываемой попутно добываемой воды не менее 500 м³/сут. Однако, как видно из **табл. 2**, при эксплуатации УЭЦН-500-1200 обеспечивается дебит выходящей попутно добываемой воды из шурфовой установки в диапазоне 460–650 м³/сут, но не достигается качество воды по содержанию нефтепродуктов (297–433 мг/дм³).

С целью достижения требуемых показателей, было принято решение провести эксперимент по снижению производительности насосного оборудования и увеличению времени пребывания жидкости в шурфе для гравитационного отстоя. Для этого была произведена замена УЭЦН-500-1200 на УЭЦН-160-1400. При пробном запуске шурфа также были проведены работы по изменению режимов работы УЭЦН-160-1400 частотно-регулируемым приводом (ЧРП), работы по ограничению поступления жидкости на прием шурфа через насосную передвижную установку ЦА-320 с последующим отбором проб. Из **табл. 2** видно, что проектного результата по содержанию нефтепродуктов достигнуто не было, несмотря на увеличение количества времени более чем в 2 раза. Следующим испытанием являлась замена УЭЦН-160-1400 на УЭЦН-60-500.

Подготовительные и непосредственно опытно-промышленные работы выполнялись аналогичным образом, как и при работе с более производительным насосным оборудованием. Но, несмотря на увеличение времени отстоя в шурфе практически в 6–8 раз относительно работы насосного оборудования УЭЦН-500-1200, достичь требуемых показателей качества сбрасываемой воды по содержанию остаточных нефтепродуктов (не более 50 мг/дм³) не удалось (**табл. 2**). Помимо этого, при таком небольшом входящем дебите жидкости в шурф не были бы достигнуты проектные показатели, обеспечивающие достаточное количество воды для системы ППД месторождения X.

Стоит также отметить, что в результате проведения анализов в пробах обнаружено значительное объемное содержание «верхней шапки» нефти, что указывает на незначительную высоту столба жидкости, где проходит граница раздела «остаточная эмульсия — вода» в шурфе. Поэтому было принято решение проводить дальнейшие испытания без использования погружного насосного оборудования, а перекачку отстоявшейся воды осуществлять с нижнего уровня под общим давлением системы от скважинных насосов.

Таблица 2. Результаты пробных запусков шурфовой установки с различным насосным оборудованием
Table 2. Results of trial runs of a sump well with various pumping equipment

№	Насосное оборудование	Параметры работы шурфа		Кол-во нефтепродуктов в воде	Примечание
		Q вход. жидк.	Q вых. воды		
		м³/сут	м³/сут		
1	УЭЦН 500-1200	900	460	297,0	Базовое значение содержания нефтепродуктов: 600–1000 мг/дм³
2			550	433,0	
3			650	403,0	
4	УЭЦН 160-1400	400	216	291,0	Дальнейшее снижение подачи по УЭЦН 160-1400 невозможно (при помощи ЧРП)
5		320	192	371,0	
6	УЭЦН 60-500	120	60	304,6	При запуске шурфа на разных режимах проектные показатели по уровню качества подготовленной воды не достигнуты
7		130	65	286,7	
8		140	70	278,7	
9		150	75	390,0	

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Результаты опытно-промышленных испытаний подтвердились и при проведении лабораторных испытаний. Как видно из рис. 3, даже по истечении 80 минут содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде более чем в 3 раза превышает нормативное значение. Интересно, что по истечении 40 минут отстоя процесс осветления водной фазы резко замедляется и в дальнейшем практически не происходит. Также можно заметить, что на процесс осветления практически никак не сказывается присутствие деэмульгатора.

Таким образом, встал вопрос о дальнейшем поиске путей решения данной проблемы. Были рассмотрены различные варианты вплоть до дополнительного бурения, но проведенные лабораторные и опытно-промышленные испытания показали, что увеличение времени отстоя для данной системы нецелесообразно.

Более подробный анализ системы нефтесбора и скважинного фонда месторождения X свидетельствует, что на фонде интенсивно используется подача ингибиторов коррозии и деэмульгаторов как при помощи постоянного дозирования через установку дозирочную электронасосную (УДЭ), так и при помощи залповых обработок.

Известно [3], что ингибиторы коррозии и деэмульгаторы — это поверхностно-активные вещества (ПАВ), молекулы которых образуют ориентированные монослои на границе раздела фаз (в данном случае «нефть — вода») и проявляют поверхностную или межфазную активность, т.е. снижают межфазное

натяжение в среде, в которой растворены. В ряде случаев ПАВ определяют как молекулы, способные ассоциироваться с образованием мицелл. При этом самоорганизация происходит следующим образом: липофильные части молекул ПАВ ассоциируются внутри агрегата, оставляя снаружи гидрофильные части для контакта с водной средой.

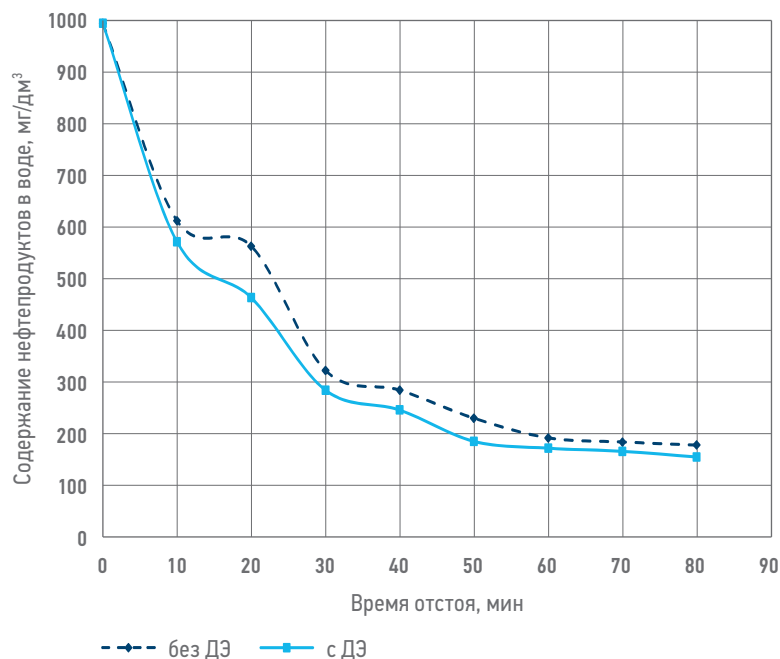


Рис. 3. Зависимость содержания нефтепродуктов в сбрасываемой воде от времени отстоя при использовании деэмульгатора (OFC-D, удельный расход 100 г/т) и без деэмульгатора (лабораторный эксперимент). Составлено авторами
Fig 3. The dependence of the content of petroleum products in the discharged water on the settling time when using a demulsifier (the trademark of the demulsifier is OFC-D, specific consumption 100 ppm) and without a demulsifier (laboratory experiment). Prepared by the authors

Основное свойство мицелл — это эффект солюбилизации. Данное явление выражается в самопроизвольном растворении мицеллярной фазой ПАВ различных веществ (твердых, жидких и газообразных), которые незначительно растворимы в обычных условиях в данной дисперсионной среде, образуя при этом термодинамически стабильный

ОТКАЗ ОТ ЗАЛПОВЫХ ОБРАБОТОК ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ И ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ В СКВАЖИНАХ И НА НЕФТЕСБОРЕ ПОЗВОЛИТ СБРАСЫВАТЬ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМУЮ ВОДУ ЧЕРЕЗ ШУРФОВЫЕ УСТАНОВКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ.

изотропный раствор. Также стоит отметить, что солюбилизация происходит только в том случае, когда в растворе есть мицеллы ПАВ и концентрация этих ПАВ выше критической концентрации мицеллообразования (ККМ). Другими словами, при стандартных условиях нефть в воде нерастворима (либо её растворимость в воде ничтожно мала), но как только в системе появляются ПАВ, причем их концентрация становится равной или выше определенной ККМ, то растворимость нефти в воде может значительно повыситься во много раз.

Так, например, солюбилизирующая способность деэмульгаторов и ингибиторов коррозии характеризует их свойство образовывать солюбилизированный раствор нефти в воде, а интенсивное гидродинамическое воздействие усугубляет данное явление. Смешение таких растворов с водой может происходить в любых соотношениях, не изменяя при этом устойчивости прямой эмульсии. По причине того что эти гидрофобные части ассоциируют (объединяются) с образованием наноккапелек нефти взаимопроникающих частей, которые отделены от воды или растворителя гидрофильной или сольвофильной концевой группой (головой), это ведет к образованию микроэмульсии нефти в воде [4].

Из практики известно [4–6], что пластовая вода, отделившаяся из эмульсии при применении больших концентраций водорастворимых ПАВ, имеет желтую или коричневую окраску. Это обусловлено тем, что в воде присутствует мелкодисперсная эмульгированная нефть с размером капель до 5 мкм. Важным моментом является тот факт, что нефть, находящаяся в воде в эмульгированном виде, способна отделяться при отстаивании в отдельную фазу, а нефть, пребывающая в воде в солюбилизированном виде, при отстаивании не отделяется

в отдельную фазу и может в таком виде находиться длительное время. Также известно [3–5] и то, что межфазное натяжение на границе раздела «нефть — вода» зависит от количества присутствующих в них ПАВ как природных (смолистых веществ, наftenовых, органических кислот и т. п.), так и внесенных техногенных (деэмульгаторы, эмульгаторы, ингибиторы и т. д.).

С целью проверки теории «солюбилизации» для условий шурфовой установки были проведены дополнительные лабораторные исследования по зависимости межфазного натяжения на границе «нефть — вода» от деэмульгатора и ингибитора коррозии при различных дозировках сталагмометрическим методом при помощи сталагмометра «Рубин-02 А». Испытуемые пробы отбирались со скважин месторождения X, которые не обрабатывались в течение ближайших 14 суток нефтепромысловыми реагентами и на которых не производилось ремонтных работ.

Так на **рис. 4** можно увидеть, что использование деэмульгатора и ингибитора коррозии при повышенных дозировках значительно снижает межфазное натяжение на границе раздела фаз. Также видно, что увеличение дозировки ингибитора коррозии более чем в 2 раза приводит к катастрофически резкому падению кривой по мере увеличения дозировки деэмульгатора. Подобный удельный расход ингибитора коррозии характерен при пробковой заливочной технологии. При этом межфазное натяжение снижается в степенной зависимости и становится настолько малым, что даже незначительная турбулизация потока способна привести к интенсивному эмульгированию нефти в воде [4].

Ориентировочным диапазоном ККМ на графике показан начальный плавный стабильно падающий участок после резкого степенного падения функции [3]: для голубой кривой это будет соответствовать значению оси абсцисс при дозировке 200–300 г/т (и 100 г/м³ дозировка ингибитора коррозии). Подобные исследования по изучению влияния ингибиторов коррозии и деэмульгаторов при дозировках соответствующих дозировкам при залповых обработках были проведены рядом исследователей [4, 6, 7]. В данных работах утверждается, что залповые обработки как деэмульгаторов, так и ингибиторов коррозии являются причиной ухудшения качества дренажных вод по содержанию нефтепродуктов вследствие образования солюбилизированных растворов.

ПОВТОРНЫЕ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ

На основании данных исследований было принято решение о возобновлении опытно-промысловых испытаний с заблаговременным отказом от залповых технологий нефтепромысловой химии за 7 суток до повторного пробного запуска шурфовой установки. При этом подача как ингибитора коррозии, так и деэмульгатора с постоянным дозированием при помощи УДЭ осуществлялась в прежнем регламентном режиме. Расход жидкости в шурфовую установку был осуществлен с производительностью 500 м³/сут, а откачка очищенной попутно добываемой воды с нижней части шурфа производилась под собственным давлением от скважинных насосов (без УЭЦН). Результаты опытно-промысловых испытаний представлены в табл. 3.

Как видно из таблицы, качество сбрасываемой попутно добываемой воды с нижней части шурфовой установки, поступающей в систему ППД месторождения X, было достигнуто нормативных значений (не более 50 мг/дм³) менее чем за 15 минут гравитационного отстоя. Помимо этого, были произведены лабораторные анализы по определению межфазного натяжения на границе раздела фаз «нефть — вода», которые представлены в табл. 4.

По результатам анализа видно, что пробы воды, отобранные со скважины А и шурфа (с выхода на ППД), на момент проведения опытно-промысловых испытаний имеют высокие значения межфазного натяжения, близкие к межфазному натяжению, полученному на границе раздела «керосин — дистиллированная вода». Это свидетельствует об отсутствии либо о невысоком содержании природных и техногенных ПАВ. Следовательно,

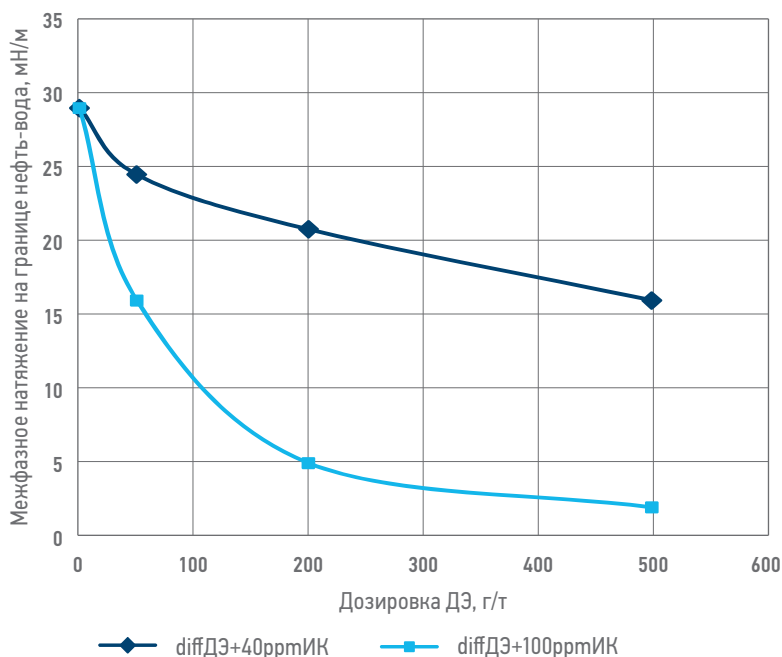


Рис. 4. Изотермы межфазного натяжения на границе раздела фаз «нефть — попутно добываемая вода» при различных дозировках деэмульгатора OFC-D и ингибитора коррозии Реапон-ИФ. По оси абсцисс указаны варьирующиеся дозировки деэмульгатора. Синяя кривая отражает значения по межфазному натяжению относительно варьирующихся дозировок деэмульгатора (г/т) и дополнительной дозировки ингибитора коррозии в 40 г/м³; голубая кривая — с дозировкой ингибитора коррозии в 100 г/м³. Составлено авторами

Fig. 4. Isotherms of interfacial tension at the interface of the «oil-produced water» phases at different dosages of the OFC-D demulsifier and the corrosion inhibitor Reapon-IF. The varying dosages of the demulsifier are indicated along the abscissa axis. The dark blue curve reflects the values of interfacial tension relative to the varying dosages of the demulsifier (ppm) and the additional dosage of the corrosion inhibitor at 40 g/m³; the light blue curve reflects the values with a dosage of the corrosion inhibitor at 100 g/m³. Prepared by the authors

содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде напрямую зависит от применения залповых обработок нефтепромысловой химии (деэмульгаторов и ингибиторов коррозии), значительно понижающих межфазное натяжение на границе раздела фаз и приводящих к возникновению солюбилизационного эффекта.

Таблица 3. Содержание нефтепродуктов в воде в период опытно-промысловых испытаний шурфовой установки
Table 3. The content of petroleum products in produced water during the pilot field tests of the sump well

№ пробы	Содержание нефтепродуктов	Время отбора пробы после заполнения шурфа
	мг/дм ³	мин
1	88,5*	5
2	38,8	15
3	9,4	25
4	13,3	40
5	5,3	50
6	1,3	60



* Содержание нефтепродуктов для водной фазы. Присутствие «нефтяной шапки» отражает факт недостаточного времени заполнения объема шурфа и установки четной границы раздела фаз «остаточная эмульсия — свободная вода».

Таблица 4. Результаты лабораторных экспериментов по определению межфазного натяжения отобранных проб во время проведения опытно-промышленных испытаний шурфовой установки

Table 4. The results of lab experiments to determine the interfacial tension of the samples during the pilot field tests of the sump well

№	Проба	Плотность воды	Температура испытаний (жидкости)	Межфазное натяжение*
		кг/м ³	°С	мН/м
1	Дистиллированная вода — керосин	1000	16,5–17,0	39,2
2	скв. А (не обработанная нефтепромысловыми химреагентами)	1159	16,5–17,0	33,2
3	Шурф (выход на ППД) (после остановки залповых обработок)	1129	16,5–17,0	31,1
4	Шурф (выход на ППД) (до остановки залповых обработок)	1127	16,0–18,0	17,9
5		1124		13,1

* Межфазное натяжение на границе «нефть — пластовая вода».

Данный факт подтверждается результатами как лабораторных, так и опытно-промышленных испытаний.

ВЫВОДЫ

1. Повышенные дозировки нефтепромысловых химических реагентов (деэмульгаторов и ингибиторов коррозии) вследствие применения заливающих (залповых) технологий на фоне скважин значительно снижают межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть — вода». При этом ингибиторы коррозии снижают межфазное натяжение на границе раздела «нефть — вода» значительно выше.
2. Залповые обработки нефтепромысловой химии (ингибиторы коррозии и деэмульгаторы), снижая межфазное натяжение, вызывают образование солюбилизационного эффекта, являющегося причиной

повышенного содержания нефтепродуктов в воде.

3. Для успешной реализации технологии предварительного сброса попутно добываемой пластовой воды без нагрева при помощи шурфовых установок на кустовых площадках для достижения требуемых нормативных показателей качества сбрасываемой воды по содержанию нефтепродуктов необходимо отказаться от использования технологии залповых обработок нефтепромысловой химии (деэмульгаторы, ингибиторы коррозии) на скважинном фонде и по системе нефтесбора. Предпочтение должно отдаваться другим химическим и физическим технологиям.
4. Помимо контроля качества сбрасываемой воды по ОСТ 39-225-88 для её закачки в систему ППД, необходимо на постоянной основе производить мониторинг такого параметра как межфазное натяжение на границе раздела «нефть — вода».

Список литературы

1. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Министерства нефтяной промышленности от 28.03.88 № 147: дата введения 1990-07-01.
2. Шаякберов В.Ф., Латыпов И.А., Исмагилов Р.Р. Технология предварительного кустового сброса воды с использованием выведенных из эксплуатации скважин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2011. — №3. — С. 36–37.
3. Шрамм Л.Л. Поверхностно-активные вещества в нефтегазовой отрасли. Состав, свойства, применение: пер. с англ. яз. под ред. М.С. Подзоровой, В.Р. Магадова. — СПб.: ЦОП «Профессия», 2018. — 592 с.
4. Сахавутдинов Р.З., Губайдуллин Ф.Р., Исмагилов И.Х. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. — 324 с.
5. Черек А.М., Трейгер Л.А. Контроль состояния эмульсии в технологии подготовки нефти по межфазному натяжению // Нефть. Газ. Новации, 2011. — № 10. — С. 32–35.
6. Шаймарданов В.Х. Проблемы сточных вод на нефтепромыслах ОАО «Удмуртнефть». — Ижевск: КИГИТ, 2007. — 60 с.
7. Шаймарданов В.Х., Масленников Е.П., Лоскутова Л.В. Некоторые особенности подготовки сточной воды на нефтепромыслах // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2007. — №4. — С. 51–55.

References

1. OST 39-225-88. Water for flooding oil reservoirs. Quality requirements: official publication: approved and put into effect by Order of the Ministry of Petroleum Industry dated 03/28/88 No. 147: date of introduction 1990-07-01.
2. Shayakberov V.F., Latypov I.A., Ismagilov R.R. Technology of preliminary cluster water discharge using decommissioned wells // Scientific and Technical Bulletin of JSC Rosneft Oil Company, 2011. — No. 3. — pp. 36–37.
3. Shramm L.L. *Surfactants in the oil and gas industry. Composition, properties, application*: translated from English, edited by M.S. Podzorova, V.R. Magadova. — St. Petersburg: PSC «Profession», 2018. — 592 p.
4. Sahabutdinov R.Z., Gubaidullin F.R., Ismagilov I.H. *Features of formation and destruction of water-oil emulsions at the late stage of oil field development*. — M.: JSC «VNIIOENG», 2005. — 324 p.
5. Cherek A.M., Trager L.A. Control of the emulsion state in the technology of oil preparation by interfacial tension // Oil. Gas. Innovations, 2011. — No. 10. — pp. 32–35.

6. Shaimardanov V.H. *Wastewater problems in the oil fields of JSC Udmurtneft*. Izhevsk: KIGIT, 2007. — 60 p.
7. Shaimardanov V.H., Maslennikov E.P., Loskutova L.V. Some features of wastewater treatment in oil fields // *Scientific and Technical Bulletin of JSC Rosneft Oil Company*, 2007. — No. 4. — pp. 51–55.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

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

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

Kirill S. Fot — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексей Николаевич Колеватов — эксперт по нефтепромысловой химии отдела нефтепромысловой химии, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

Кирилл Сергеевич Фот* — начальник отдела химизации производственных процессов, АО «НК «Конданефть»
628002, Россия, г. Ханты-Мансийск, ул. Сутормина, д. 16.
e-mail: ksfot.ru@gmail.com

Никита Александрович Барышев — инженер 1-й категории отдела нефтепромысловой химии, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

Alexey N. Kolevatov — Expert of oilfield chemistry department, Izhevsk Petroleum Research Center CJSC

Kirill S. Fot* — Head of Production Chemistry, Kondaneft Oil Company JSC
16, Sutormina str., 628002, Khanty-Mansiysk, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, Russia.
e-mail: ksfot.ru@gmail.com

Nikita A. Baryshev — Engineer of 1 category the oilfield chemistry department, Izhevsk Petroleum Research Center CJSC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГПП С КИСЛОТНЫМ ГРП НА КАРБОНАТНЫХ ОБЪЕКТАХ С ЗАКАНЧИВАНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ НЕОБСАЖЕННЫМ СТВОЛОМ

**М.Н. Пичугин*, А.В. Чураков, И.Г. Файзуллин, М.А. Виноходов, М.А. Морозов,
Ю.Н. Дотков**

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Статья описывает опыт применения одного из направлений технологии гидродескоструйной перфорации (ГПП) с ГРП на скважинах, конструкция которых представляет из себя необсаженный горизонтальный участок в трещиноватом карбонатном объекте. Технология представляет собой повторное ГРП на зоны, ранее не стимулированные при вводе скважин в эксплуатацию (или где стимуляция была только в виде ОПЗ/БОПЗ). Осложняющим фактором выступает наличие в скважинной продукции сероводорода с содержанием до 6 %, что ограничивает пул технологий и методов, которые применимы к данному типу объектов.

Материалы и методы. В работе на примере конкретной скважины приведена схема оценки стимуляции пласта при первичной обработке (ОПЗ/БОПЗ). Наиболее подходящим решением стало применение подхода ГПП с ГРП сразу на 2 интервала пласта. Изоляция межтрубного пространства от сероводорода осуществлялась включением в компоновку пакера, а для оценки результата работ и качества разобщения интервалов использовались забойные датчики мониторинга давления и температуры.

Результаты. Авторы показывают опыт компании, материалы промышленных испытаний, методы и схемы адаптации технологии. Приведенные в статье результаты позволяют сделать вывод, что предлагаемое решение при качественном выборе кандидатов под ГРП может дать эффект в виде дополнительной добычи и тем самым продлить срок работоспособности скважин действующего фонда.

Заключение. В данной работе отражен успешный опыт реализации технологии ГПП с ГРП с точки зрения подготовки и выполнения операций, анализа имеющейся информации, рисков и ограничений. Качественный подход позволил успешно выполнить все запланированные мероприятия на скважине, начиная от спуска компоновки и двухэтапного ГРП, заканчивая её извлечением. Авторы считают, что при правильной оценке скважин-кандидатов, их потенциала и ранее выполненных работ решение может найти широкое применение в схожих геологических условиях и конструкциях заканчивания.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП), кислотный гидроразрыв пласта (кГРП), гидродескоструйная перфорация (ГПП), заканчивание скважин, карбонатный коллектор, стимуляция, кислота

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Пичугин М.Н., Чураков А.В., Файзуллин И.Г., Виноходов М.А., Морозов М.А., Дотков Ю.Н. Применение технологии ГПП с кислотным ГРП на карбонатных объектах с заканчиванием горизонтальным необсаженным стволом. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):84–90. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-84-90>

Статья поступила в редакцию 09.02.2024

Принята к публикации 25.03.2024

Опубликована 28.06.2024

IMPLEMENTATION OF HYDROJET PERFORATION TECHNOLOGY WITH ACID FRACTURING ON CARBONATE FORMATIONS WITH HORIZONTAL NON-CEMENTED COMPLETION

**Maksim N. Pichugin*, Artem V. Churakov, Ildar G. Fayzullin, Mikhail A. Vinokhodov,
Maksim A. Morozov, Yuri N. Dotkov**

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. The article describes the experience of using one of the directions of hydrojet perforation technology with acid fracturing in wells, the design of which is a non-cemented horizontal section in a fractured carbonate object. The technology is considered from the point of view of the method for refracturing into zones which were not previously stimulated (or where stimulation was only in the form of acidizing). A complicating factor is the presence of hydrogen sulfide in borehole products with a content of up to 6 %, which limits the pool of technologies and methods that are applicable to this type of facility.

Materials and methods. In the work, using the example of well, is given the logic of evaluating reservoir stimulation during primary acidizing. The result made it possible to choose a method of stimulation and zones of interest for further work. The most suitable solution was to apply the hydrojet perforation technology with

acid fracturing for two formation intervals at once. The isolation of annular space from hydrogen sulfide was performed by packer setting. Also, were used bottom hole pressure and temperature gauge for evaluation quality of the job and prove the result of intervals separation.

Results. The authors show the company's internal experience, industrial tests, methods and schemes of technology adaptation. The results presented in the article allow us to conclude that the solution applied at the facility, with a high-quality selection of candidates for fracturing, can have an effect in the form of additional production and, thereby, prolong the life of existing wells.

Conclusion. This article shows the successful experience of implementation of the hydrojet perforation technology with fracturing in terms of preparation and execution of jobs, analysis of available information, risks and limitations. A qualitative approach made it possible to successfully complete all planned activities at the well, starting from the running down hole tubing with equipment, two-stages of fracturing and ending with its running out. The authors believe that with the correct assessment of candidate wells, their potential and previously performed work, the solution can be widely used in similar geological and completion conditions.

Keywords: hydraulic fracturing (fracturing), acid hydraulic fracturing (acid fracturing), hydrojet perforation, well completion, carbonate reservoir, stimulation, acid

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

For citation: Pichugin M.N., Churakov A.V., Fayzullin I.G., Vinokhodov M.A., Morozov M.A., Dotkov Y.N.

Implementation of hydrojet perforation technology with acid fracturing on carbonate formations with horizontal non-cemented completion. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):84–90. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-84-90>

Manuscript received 09.02.2024

Accepted 25.03.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

При разработке карбонатных объектов применяются различные виды заканчивания и интенсификации. Наиболее часто для таких объектов в периметре группы компаний «Газпром нефть» встречается три варианта заканчивания: 1) наклонно-направленный ствол (ННС), полностью обсаженный эксплуатационной колонной; 2) горизонтальный ствол (ГС), обсаженный эксплуатационной колонной с заканчиванием хвостовиком под многостадийный ГРП (МГРП); 3) ГС с необсаженным горизонтальным участком (открытый ствол). В данной работе речь пойдет преимущественно о третьем варианте заканчивания.

С точки зрения интенсификации для рассматриваемого варианта характерны такие базовые решения, как гидроразрыв пласта (ГРП) и обработка призабойной зоны (ОПЗ). Технологическое исполнение также может значительно отличаться. В статье рассмотрен вариант стимуляции скважины после ОПЗ. Задача публикации показать всю цепочку технологических решений: от оценки первичной стимуляции до принятия решения об этапах и технологии повторного ГРП.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Объектом для реализации опытных работ была выбрана скважина «Х1» Восточного участка Оренбургского

нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ). Основной объект разработки для данного месторождения — Артинский ярус, пласт Р5, представляющий из себя трещиновато-поровый карбонатный коллектор. Проводка скважины «Х1» приведена на **рис. 1**. Ствол скважины обсажен только до глубины 2000 м, далее открытый (не обсаженный) участок до 2773 м измеренной глубины. Основные характеристики объекта Р5:

- TVDSS ≈ 1665 м;
- $H_{эф} \approx 42$ м;
- $P_{пл} \approx 202$ атм (начальное);
- $T_{пл} \approx 37$ °С;
- $k \approx 0,4$ мД;
- Пористость ≈ 12 %.

ЗА ОДНУ СПУСКО-ПОДЪЕМНУЮ ОПЕРАЦИЮ УСПЕШНО ПРОВЕДЕНО ГРП В ДВУХ УДАЛЕННЫХ ЗОНАХ В КАРБОНАТНОМ ПЛАСТЕ НА ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ НЕОБСАЖЕННОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ.

Первая стимуляция объекта была выполнена в 2014 году. Обработка предусматривала закачку 98 м^3 HCl при среднем темпе закачки около $0,8 \text{ м}^3/\text{мин}$ (**рис. 2**).

Ввиду возникновения мгновенного давления остановки закачки (МДОЗ) по аналогии с классическим ГРП было сделано предположение, что, несмотря на низкий расход, произошел гидроразрыв породы вне целевой зоны основного горизонтального участка. Оценка МДОЗ ближайших скважин окружения с многостадийным заканчиванием

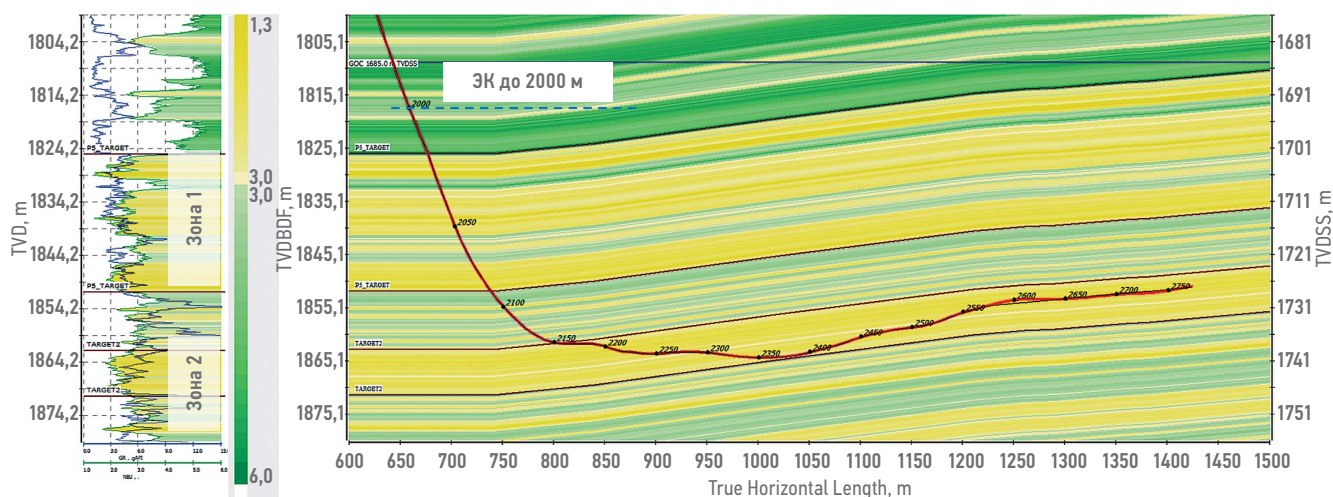


Рис. 1. Проводка скважины «X1». Составлено авторами
Fig. 1. Geological section of the Well "X1". Prepared by the authors

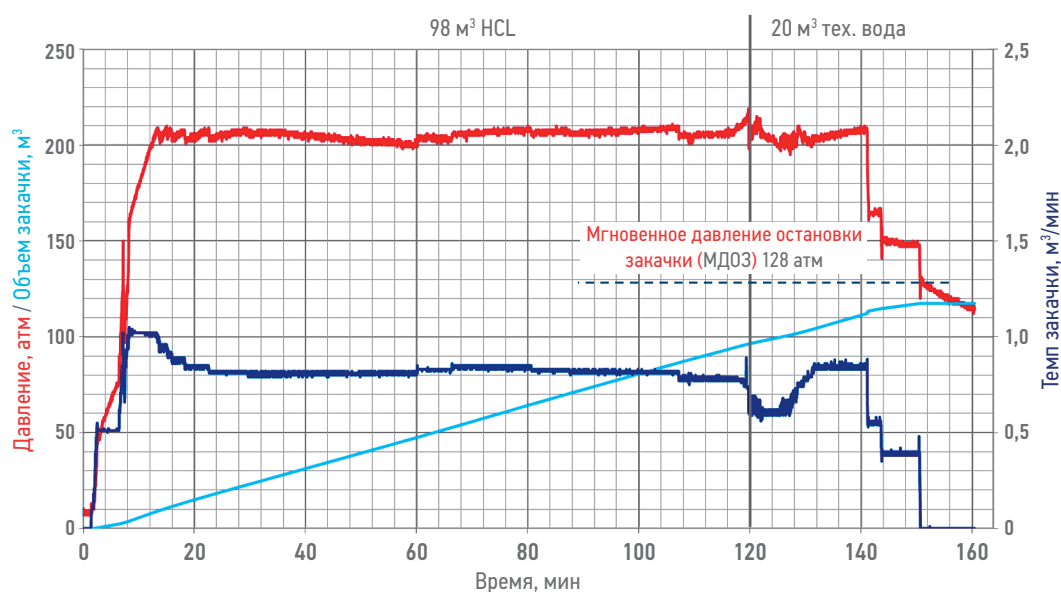


Рис. 2. График обработки скважины «X1» при первичной интенсификации. Составлено авторами
Fig. 2. The schedule of well treatment "X1" during primary stimulation. Prepared by the authors

(табл. 1), дала косвенное подтверждение того, что стимуляция выполнена не в основной части горизонта, а, предположительно, в верхней его зоне (интервал глубин TVD 1825–1850 м).

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ

Для повторной стимуляции объекта наиболее доступным решением являлось проведение «слепого» кислотного гидроразрыва пласта (нГРП). Однако в случае необсаженного ствола и первичной интенсификации верхней зоны существовала высокая вероятность риска повторной её стимуляции. Для качественного приобщения «зоны 2» (см. рис. 1) требовалось проведение нГРП на два объекта раздельно, что потенциально должно

обеспечивать наибольшую эффективность от запланированных мероприятий. Технологическим решением данной задачи стало применение технологии ГПП с ГРП, в основе которой подразумевается селективная стимуляция пласта без применения разобщающих зоны интенсификации инструментов (пакеров) [1], а сам гидроразрыв проводится через сопла перфоратора после этапа «резки» (намыва каверны). Решение не требует «идеальной» подготовки хвостовика/горизонтального ствола и менее рискованно с точки зрения прихвата инструмента, чем использование различных разобщающих пакерных систем. Компоновка для поведения раздельных нГРП на скважине «X1» состояла из двух

Таблица 1. Сравнение МД03 при ГРП скважин окружения
Table 1. Comparison ISIP in fracturing of offset wells

Скважина	Технология	Дата	Стадия	МД03 Замещение, атм	МД03 Мини-ГРП, атм	МД03 ГРП/ОПЗ, атм
X1	ОПЗ	15.02.2014	-	-	-	128
X2	КП ГРП	27.01.2019	1	215	258	СТОП
X2	К ГРП	29.01.2019	2	-	-	210
X2	КП ГРП	30.01.2019	3	217	-	254
X2	КП ГРП	31.01.2019	4	221	-	235
X2	КП ГРП	01.02.2019	5	228	-	268
X2	КП ГРП	02.02.2019	6	198	-	220
X2	КП ГРП	03.02.2019	7	222	-	226
X3	К ГРП	20.11.2017	1	225	-	195
X3	К ГРП	21.11.2017	2	225	-	202
X3	К ГРП	21.11.2017	3	235	-	213
X3	К ГРП	22.11.2017	4	180	-	200
X3	К ГРП	22.11.2017	5	178	-	200
X3	К ГРП	22.11.2017	6	174	-	200
X3	К ГРП	22.11.2017	7	240	-	212

модулей ГПП, установленных на глубинах 2250 и 2080 м (две зоны интенсификации), глубинного манометра и пакера, установленного в эксплуатационной колонне (в целях безопасности при работе с сероводородом). Схематическое изображение спущенной компоновки приведено на **рис. 3**. Разобшение точек инициации резки, активации перфоратора и закачки ГРП происходило за счет сброса шара-отсекателя.

ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Для выполнения работ по кислотному ГРП при КРС были проведены следующие основные подготовительные мероприятия:

- подъем фоновых НКТ;
- спуск компоновки для очистки ствола;
- проработка механическим скрепером интервала посадки пакера-отсекателя (пакер ГРП) и интервала под фоновый пакер;
- спуск компоновки для проработки мест затяжек и посадок (в том числе интервала открытого ствола 2001–2275 м);
- монтаж и спуск компоновки под ГРП (в том числе, два модуля ГПП с позиционированием по ГИС на глубинах 2250 и 2080 м).

РАСПИСАНИЕ ОСНОВНОГО ГРП

График ГРП (**табл. 2**) подразумевал идентичное расписание на обе зоны, с отличием только в стадии доводки и посадки шара-отсекателя после стимуляции первого

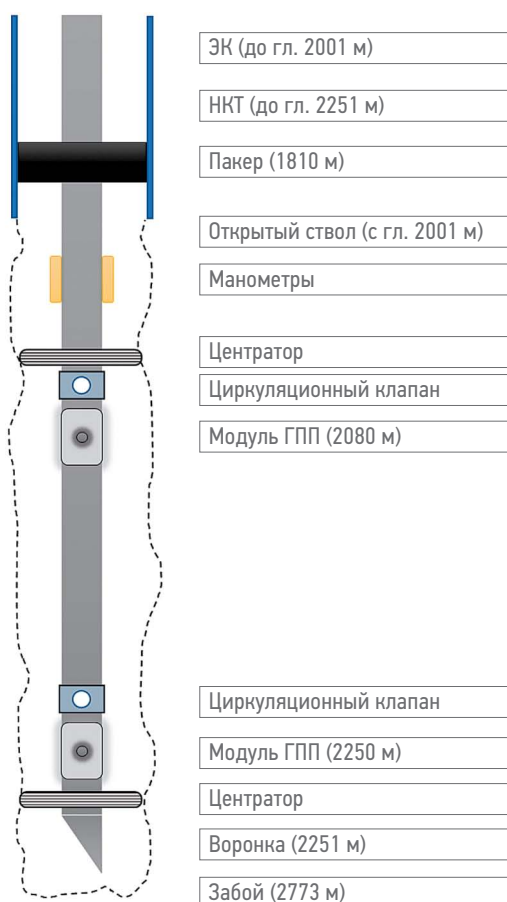


Рис. 3. Схема компоновки ГПП+ГРП на скважине «Х1». Составлено авторами

Fig. 3. Completion scheme of the hydrojet perforator with fracturing on well «X1». Prepared by the authors

Таблица 2. Расписание закачки ГПП с ГРП для скважины «Х1»
Table 2. Pumping schedule for hydrojet perforation with fracturing on well «Х1»

№	Название стадии	Тип жидкости	Концентрации	Расход смеси, м³/мин	Объем стадии, м³	Объем общий, м³
1	Резка кислотой	HCL	15 %	2,5	10,0	10
2	Продавка (линейный гель)	LG	3 кг/м³	2,5	3,0	13,0
3	Буфер (сшитый гель)	DX	3 кг/м³	2,5	12,0	25,0
4	Продавка (линейный гель)	LG	3 кг/м³	2,5	3,0	28,0
5	Кислотная обработка	HCL	15 %	2,5	20,0	48,0
6	Продавка (линейный гель)	LG	3 кг/м³	2,5	10,0	58,0
7	Кислотная обработка	HCL	15 %	2,5	20,0	78,0
8	Продавка (линейный гель)	LG	3 кг/м³	2,5	10,9	88,9
9	Запись падения давления	-	-	-	-	-

интервала. Так как модуль ГПП использовался с точки зрения функционала доставки жидкости ГРП к месту инициации трещины, этап «резка» осуществлялся кислотным составом в объеме 10 м^3 15 % HCl (*общий объем на каждую стадию — 50 м^3*). Дополнительным рисковым ограничением, которое исключило использование расклинивающего агента в качестве абразива, стало отсутствие возможности циркуляции жидкости при ГПП и, как следствие, риск прихвата инструмента.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Испытания технологии ГПП с ГРП в необсаженном стволе скважины «Х1» выполнены успешно. За одно СПО выполнены перфорация и кислотный гидроразрыв сразу

на два интервала, разнесенных между собой на 170 м. После окончания работ компоновка с внутрискважинным оборудованием для ГПП с ГРП извлечена из скважины без осложнений.

Основным вопросом на протяжении всех работ по интенсификации является подтверждение успешности разобщения интервалов. Предварительный анализ устьевых давлений давал косвенное представление о том, что стимуляция выполнена на две зоны, для подтверждения информации проанализирована информация с забойного манометра.

На **рис. 4 и 5** приведены сравнительные сведения забойных давлений с двух интервалов, на которые осуществлялся ГПП с ГРП. Примечательно, что как для тестовых закачек, так и для основной части гидроразрыва

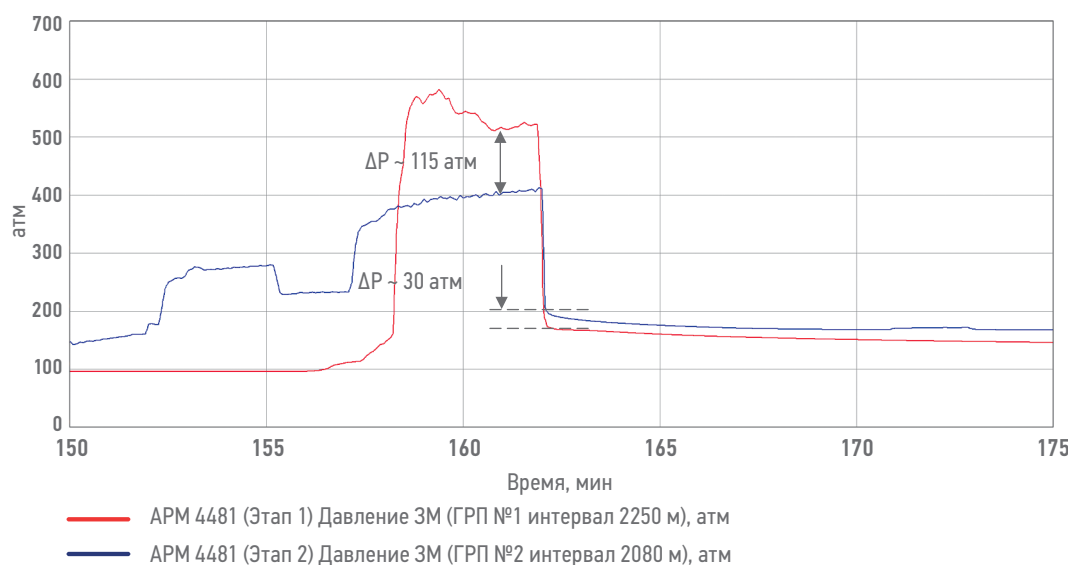


Рис. 4. Сравнение давлений забойных манометров (ЗМ) с тестовыми закачками на скважине «Х1». Составлено авторами
Fig. 4. Bottomhole pressure comparing of injection test on well «Х1». Prepared by the authors

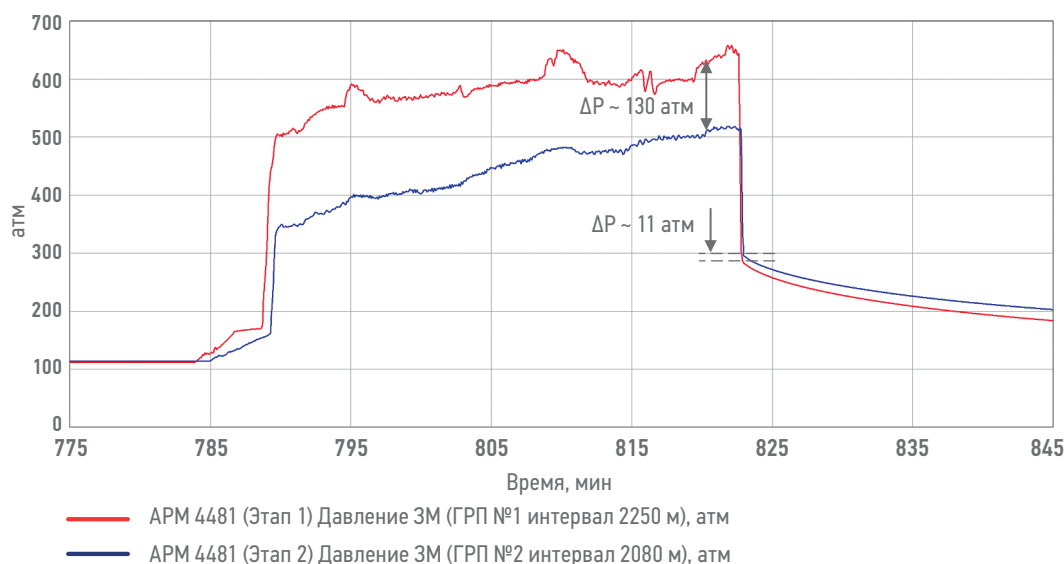


Рис. 5. Сравнение давлений забойных манометров (ЗМ) с ГРП на скважине «X1». Составлено авторами
Fig. 5. Bottomhole pressure comparing of fracturing on well «X1». Prepared by the authors

дельта рабочих давлений и разница в оставочных параметрах значительно отличаются друг от друга, что в свою очередь подтверждает качественное разобщение интервалов стимуляции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Оценка графиков поведения давлений с выполненных работ на скважине «X1» и данных забойного манометра показала, что первоначальная цель в раздельной стимуляции интервалов была достигнута. Подтвердилась возможность безаварийного выполнения ГРП на двух удаленных зонах за одну спускоподъемную операцию без риска прихвата инструмента

в карбонатном необсаженном стволе а также возможность спуска компоновки ГПП с ГРП в горизонтальный необсаженный ствол с разнесением модулей перфоратора на значительное расстояние (170 м). На текущем этапе можно говорить об успешности операции, полученные результаты дают возможность положительно оценивать потенциал применения технологии. Решение показывает высокую перспективу по скважинам действующего фонда со схожей конструкцией заканчивания, однако для дальнего подтверждения эффекта требуется наработка опыта и грамотный выбор скважин-кандидатов с достаточным количеством остаточных извлекаемых запасов и пластовой энергетикой (*оценка потенциала с учетом снижения пластового давления*).

Список литературы / References

1. Machiel Butter, Loyd East, Igor Kuvshinov: The Potential of Multiple Fractured Horizontal Wells in Layered Reservoirs. <https://doi.org/10.2118/102633-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.Н. Пичугин — разработал концепцию статьи, осуществил сбор и анализ данных, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Чураков — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Maksim N. Pichugin — developed the concept of the article, collected and analyzed data, prepared the text of the article, approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Artem V. Churakov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

И.Г. Файзуллин — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.А. Виноходов — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.А. Морозов — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ю.Н. Дотков — разработал концепцию статьи, осуществил сбор и анализ данных, провел редактирование рукописи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ildar G. Fayzullin — developed the concept of the article, edited the manuscript, finally approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Mikhail A. Vinokhodov — developed the concept of the article, edited the manuscript, finally approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Maksim A. Morozov — developed the concept of the article, edited the manuscript, finally approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Yuri N. Dotkov — developed the concept of the article, collected and analyzed data, edited the manuscript, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Максим Николаевич Пичугин* — руководитель направления центра компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Артем Владимирович Чураков — руководитель центра компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Ильдар Гаязович Файзуллин — директор программ по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Михаил Алексеевич Виноходов — директор по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Александрович Морозов — руководитель программ, Группа компаний «Газпром нефть»

Юрий Николаевич Дотков — руководитель проектов, Группа компаний «Газпром нефть»

Maksim N. Pichugin* — Lead of direction, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Artem V. Churakov — Head of the Fracturing Competence Center, Gazprom нефт company group

Ildar G. Fayzullin — Director of Programs for development fracturing technologies, Gazprom нефт company group

Mikhail A. Vinokhodov — Director of Geology and Development, Gazprom нефт company group

Maksim A. Morozov — Program Manager, Gazprom нефт company group

Yuri N. Dotkov — Project Manager, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2024



КВАЗИСТАЦИОНАРНАЯ МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ПЕРЕВОДЕ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЙ ФОНД

К.М. Федоров¹, А.А. Изотов², А.Я. Гильманов^{1,*}, А.П. Шевелёв¹, И.С. Соколов³

¹Тюменский государственный университет, РФ, Тюмень

²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, Тюмень

³Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень, РФ, Тюмень

Электронный адрес: a.y.gilmanov@utmn.ru

Введение. Промысловый опыт разработки месторождений со скважинами, имеющими трещины гидроразрыва пласта, показывает, что после выработки нефти из прилегающих участков пласта эти скважины нередко переводятся под закачку воды. Повышение забойного давления в процессе нагнетания воды и его превышение над давлением разрыва пласта может приводить к росту трещины и снижению области охвата пласта. В этом случае трещину называют трещиной автогидроразрыва. Классические модели для прогнозирования роста трещины не учитывают различие характерных масштабов процессов.

Целью работы является расчёт динамики развития трещины автогидроразрыва с использованием квазистационарной модели.

Материалы и методы. Предлагается квазистационарная концепция развития трещины автогидроразрыва пласта, когда происходит фильтрация суспензии в пласт, засорение частицами зоны вблизи трещины гидроразрыва пласта и снижение проницаемости этой зоны во временных масштабах (от нескольких месяцев до нескольких лет). На основе этого подхода сформулирована новая модель развития такой трещины, позволяющая прогнозировать ее рост и изменение приемистости скважин в зависимости от объема прокачки воды. Описывается установление давления в трещине на основе модели «глубокого» проникновения суспензии. Поток суспензии по трещине рассчитывается на основе законов сохранения массы и импульса в рамках гомогенного приближения. Превышение расхода поступающей в трещину суспензии над ее оттоком вызывает рост трещины.

Результаты. Рассчитана динамика развития трещин автогидроразрыва пласта и соответствующее относительное увеличение приемистости для двух скважин одного из российских месторождений; определена корреляционная зависимость коэффициента повреждения породы от проницаемости пласта.

Заключение. Расчетные прогнозы по предложенной модели позволяют определить динамику развития трещин автогидроразрыва пласта в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств породы, системы разработки. Эти прогнозы позволяют развить теорию разработки для низкопроницаемых коллекторов с учетом образования трещин автогидроразрыва пласта.

Ключевые слова: трещина автогидроразрыва пласта, квазистационарная модель, длина трещины, модель «глубокого» проникновения суспензии, приёмистость скважины, коэффициент повреждения породы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Федоров К.М., Изотов А.А., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П., Соколов И.С.

Квазистационарная модель развития трещины гидроразрыва пласта при переводе скважины после обработки в нагнетательный фонд. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):91–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-91-100>

Статья поступила в редакцию 11.03.2024

Принята к публикации 29.04.2024

Опубликована 28.06.2024

QUASI-STATIONARY MODEL OF FRACTURE DEVELOPMENT DURING THE CHANGE THE WELL
MODE TO THE INJECTION AFTER PRODUCTION

**Konstantin M. Fedorov¹, Aleksey A. Izotov², Aleksandr Ya. Gilmanov^{1,*}, Aleksandr P. Shevelev¹,
Ilya S. Sokolov³**

¹University of Tyumen, RF, Tyumen

²Tyumen Petroleum Research Center LLC, RF, Tyumen

³Branch of LUKOIL -Engineering LLC KogalymNIPIneft in Tyumen, RF, Tyumen

E-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

Introduction. Field experience in the field's development with wells with hydraulic fracture shows that after oil production, these wells are often transferred to water injection. The accompanying increase in bottom-hole

pressure can lead to fracture growth, which reduce the sweep efficiency. Classical models for predicting fracture growth do not consider the difference in the characteristic scale of the processes.

The aim of the article is to calculate the dynamics of the fracture growth near injector using a quasi-stationary model.

Materials and methods. A quasi-stationary concept of the fracture near injector growth is proposed. Based on this approach, a new model of such fracture growth has been formulated, which makes it possible to predict the change in the flow rate of wells depending on the volume of water injected. It describes the establishment of pressure in the fracture based on the model of deep-bed suspension migration. The suspension flow through the fracture is calculated based on the laws of conservation of mass and momentum. Exceeding the flow rate of the injected suspension above its outflow causes the fracture growth.

Results. The dynamics of fractures growth and the corresponding relative increase in flow rate for 2 wells of one of the Russian fields are calculated. The correlation dependence of the damage factor on the permeability of the reservoir is determined.

Conclusion. The calculated forecasts based on the proposed model make it possible to determine the dynamics of fractures growth, depending on the filtration and capacitance properties of the rock.

Keywords: hydraulic fracture near injector, quasi-stationary model, fracture length, deep med suspension migration model, flow rate of the injector, damage factor

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

For citation: Fedorov K.M., Izotov A.A., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Sokolov I.S. Quasi-stationary model of fracture development during the change the well mode to the injection after production. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):91–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-91-100>

Manuscript received 11.03.2024

Accepted 29.04.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Для поддержания пластового давления при разработке нефтяного месторождения рационально закачивать в пласт столько воды, сколько извлекается жидкости в пластовых условиях, если приток воды из водоносного пласта (аквифера) незначителен. При проектировании, особенно в низкопроницаемых коллекторах, это означает, что в большинстве случаев на одну добывающую скважину должна приходиться одна нагнетательная скважина с тем же типом заканчивания [1], но на практике чаще выбирается более экономичный метод — повышение давления нагнетания [2]. Причиной такого подхода является необходимость обеспечения высоких темпов добычи нефти, а фактические результаты исследований показывают, что при повышении давления происходит увеличение коэффициента работающих толщин (вовлечение в работу низкопроницаемых пропластков) и, соответственно, рост охвата вытеснением по разрезу [3]. Повышение депрессий для интенсификации закачки воды стимулировало применение гидроразрыва пласта (ГРП) и горизонтальных скважин не только для добычи, но и для закачки. В результате сложилась практика перевода скважин с ГРП после отработки в нагнетательный фонд. В результате анализа данных исследования нагнетательных скважин было обнаружено новое явление роста коэффициента приемистости скважин с ростом забойного

давления, которое связали с формированием трещин в призабойной зоне. В последующем явлению было дано название автогидроразрыв пласта (автоГРП), которое устойчиво вошло в публикации по данной тематике. Закачка минерализованной воды сеноманских и других отложений показала меньшую, по сравнению с пресной, фазовую проницаемость и, соответственно, приемистость скважин, что связано с большей степенью взаимодействия пресной воды с матрицей коллекторов [4]. На этапе падающей добычи или массового прорыва нагнетаемой воды более экономически целесообразно применять для закачки подтоварную воду, нередко имеющую повышенное содержание механических примесей и остаточные концентрации углеводородов. Если в высокопроницаемых пластах эти примеси относительно свободно проникают в пласт, то в низкопроницаемых коллекторах происходит интенсивное загрязнение призабойной и притрещинной зоны со значительным снижением ее проницаемости [5]. Сохранение темпов закачки приводит к повышению забойных давлений и образованию трещин автоГРП. Применение классических подходов к описанию формирования техногенных трещин показывает, например, что образование трещин происходит за единицы-десятки минут [6]. Однако проведение гидродинамических исследований в нагнетательных скважинах свидетельствует, что трещины автоГРП формируются и развиваются от нескольких месяцев до нескольких лет. Если бы изменение

длины трещины происходило в масштабах минут, то приемистость скважин также варьировалась бы в это время в широких пределах, но этого не наблюдается. Значит, в пласте происходят процессы, временной масштаб которых значительно больше, чем при образовании трещин ГРП и автоГРП. Таким процессом может быть фильтрация закачиваемой воды в виде малоконцентрированной суспензии, включающей некоторое количество механических примесей и вкраплений углеводородной фазы, и отложение этих частиц в породе коллектора.

В статье рассматривается процесс закачки воды в скважину со сформированной трещиной ГРП после ее отработки на добычу. Предлагается концепция квазистационарного развития трещин автоГРП, когда происходит фильтрация суспензии в пласт, засорение частицами зоны вблизи трещины ГРП и снижение проницаемости этой зоны. При закачке суспензии расход предполагается постоянным, за счет этого снижение проницаемости притрещинной зоны приводит к росту давления в трещине. При превышении критического давления происходит рост трещины уже автоГРП, который считается мгновенным на масштабе инициирующего процесса — засорения пласта частицами суспензии. Целью работы является расчёт динамики развития трещины автоГРП с использованием квазистационарной модели. Сформулирована новая модель развития трещины автоГРП, которая позволяет прогнозировать рост таких трещин и изменение приемистости скважин в зависимости от объема прокачки воды. Этот прогноз позволит проектировать и строить систему разработки месторождения с учетом развития трещин автоГРП. Представлены результаты валидации модели путем сопоставления прогнозов с промысловыми данными по ГДИС с трещинами автоГРП.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ИНИЦИАЦИЯ ТРЕЩИН АВТОГРП

Следует рассмотреть процессы, происходящие после перевода скважины с трещиной ГРП из добывающего в нагнетательный фонд. Пусть нефтяной пласт с продуктивной толщиной h и эффективной мощностью h_e имеет проницаемость k . В вертикальной скважине создана трещина ГРП с полудлиной l_0 (допущение о симметрии трещины), закрепленная проппантом с проницаемостью k_p , поддерживающим её в открытом состоянии. Трещина имеет эллиптическое сечение, перпендикулярное потоку, с площадью $S_{wo} \approx \pi w h / 4$,

где w — максимальное раскрытие трещины, и прямоугольное боковое сечение с эффективной площадью, через которую

происходит отток, $S_b \approx \frac{\pi h_e}{\sqrt{2}} l_0$. В некоторый

момент времени в скважину начинается закачка суспензии или воды с концентрацией нерастворимых частиц c_0 . Размеры частиц r меньше характерного размера пор $r < 1/3\sqrt{8k/\phi}$, где ϕ — пористость пласта. В этом случае частицы могут проникать и мигрировать в пористой среде [7].

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГДИС В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ТРЕЩИНЫ АВТОГРП ФОРМИРУЮТСЯ И РАЗВИВАЮТСЯ ДО НЕСКОЛЬКИХ ЛЕТ, ПРИ ЭТОМ СО ВРЕМЕНЕМ РОСТ ТРЕЩИН ЗАМЕДЛЯЕТСЯ.

Миграция частиц малоконцентрированных суспензий в пористой среде обычно описывается в рамках модели «глубокого» проникновения суспензии (deep bed suspension migration) [8, 9]. Транспорт воды и частиц рассматривается в рамках гомогенного приближения, в котором скорость несущей фазы и частиц считается одинаковой [10]. Удержание частиц в пористой среде происходит за счет различных механизмов [4], но суммарный захват описывается единым линейным кинетическим законом. Удержанные в пористой среде частицы увеличивают гидродинамическое сопротивление потоку. Уравнения описанной модели имеют вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\phi c (1 - S_{or}))}{\partial t} + \frac{\partial(c v)}{\partial y} &= -q_r, \quad \frac{\partial \sigma}{\partial t} = q_r = \lambda v c, \\ \frac{\partial(\phi(1 - c)(1 - S_{or}))}{\partial t} + \frac{\partial((1 - c)v)}{\partial y} &= 0, \quad (1) \\ v &= - \frac{k k_{rw}}{\mu (1 + \beta \sigma)} \frac{\partial p}{\partial y}, \end{aligned}$$

где σ — объемное содержание удержанных частиц; β — коэффициент повреждения породы; λ — коэффициент фильтрации; q_r — скорость оседания частиц в пористой среде; v — скорость фильтрации; c — концентрация частиц в потоке; S_{or} и k_{rw} — остаточная (неподвижная) нефтенасыщенность и фазовая проницаемость водной фазы при этом значении водонасыщенности; μ — вязкость суспензии; p — давление; y — ось координат, перпендикулярная направлению распространения трещины; t — время.

В связи с тем что давление в трещине по длине меняется незначительно [11], то задачу (1) можно рассмотреть при одинаковом удельном расходе через боковые поверхности трещины:

$$\begin{aligned} t = 0, y > 0: c(y) = 0, \forall t, y = 0: c = c_o, \\ v = \frac{Q_o}{4S_b}, y = L: p = p_b, \end{aligned} \quad (2)$$

где Q_o — постоянный расход закачиваемой воды с частицами в трещину; L и p_b — расстояние от трещины до контура питания и давление на нем, соответственно. Решение этой задачи строится в линейном приближении (при пренебрежении членами второго порядка малости) аналогично приведенному в работе [12] и имеет вид:

$$\begin{aligned} \sigma(t) &= \frac{\sqrt{2}Q_o t \lambda c_o}{4 \pi h_e l_0} e^{-\lambda y}, \quad v = \frac{k k_{rw}}{\mu g_o(t)} \frac{p_f(t) - p_b}{L}, \\ g_o(t) &= \frac{1}{L} \int_0^L (1 + \beta \sigma) dy = 1 + \frac{\sqrt{2} \beta c_o Q_o t}{4 \pi L h_e l_0} (1 - e^{-\lambda L}), \quad (3) \\ p_f(t) &= p_b + \frac{\sqrt{2} Q_o \mu L \left(1 + \frac{\sqrt{2} \beta c_o Q_o t}{4 \pi L h_e l_0} (1 - e^{-\lambda L}) \right)}{4 k k_{rw} \pi h_e l}. \end{aligned}$$

где $g_o(t)$ — удельное (на единицу площади) дополнительное гидродинамическое сопротивление за счет отложения частиц суспензии в пористой среде; p_f — давление в трещине.

При превышении давления в трещине ГРП критического p_c начинается развитие уже трещины автоГРП от ее конца.

КОНЦЕПЦИЯ КВАЗИСТАЦИОНАРНОГО РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНЫ АВТОГРП

Распределение давления в растущей трещине при закачке жидкости с учетом ее оттока в пласт определяется в рамках одномерных моделей трещины KGD (Khristianovich-Geerstma-De Klerk), PKN (Perkins-Kern-Nordgren) [13–16]. Для этого исходная задача разделяется на две одномерные задачи: распределение давления в трещине и в окружающем трещину пласте. В качестве граничных условий используется давление на забое скважины или на входе в трещину и на бесконечности. Таким образом принимается, что пласт и трещина имеют бесконечные размеры, давление в трещине на бесконечности равно критическому p_c , а в пласте p_b . За эффективную или реальную длину трещины принимается длина от входа до координаты трещины с безразмерным раскрытием, равным некоторой малой величине, которая соответствует заданной относительной погрешности вычислений. В этих моделях рост трещин происходит за секунды и минуты. Этот подход имеет два существенных недостатка. Во-первых, решение не выходит на стационар, то есть трещина растет бесконечно, во-вторых, давление на кончике трещины не равно критическому.

В работе приводится попытка избавиться от этих недостатков. Предполагается, что, во-первых, пласт ограничен размером L в поперечном трещине направлении и отток жидкости из трещины, соответственно, ограничен перепадом давления в трещине p_f и пластовым p_b . Это допущение позволяет получить стационарное решение. Во-вторых, допущение о безграничной трещине и условии для давления на бесконечности заменяется интегральным условием равенства закачиваемого в трещину потока и полного оттока жидкости через боковые границы трещины. Такая постановка позволяет определить конечный размер трещины при давлении на кончике, равном критическому.

Можно выделить две зоны: первая, или исходная, трещина ГРП имеет фиксированный размер или полудлину l_0 , вторая зона инициируется после достижения в трещине критического давления p_c и относится к формируемой трещине автоГРП, ее размер или полудлина меняется со временем от $x = l_0$ до текущего значения l . В первой зоне оседание частиц начинается сразу после начала закачки воды и не зависит от x . Во второй зоне отток частиц начинается после достижения трещиной автоГРП координаты x и, следовательно, зависит от этой координаты. Время подхода кончика трещины автоГРП к промежуточной координате x обозначается за t_x . Тогда объемный баланс закачиваемого потока и суммарного оттока водной фазы из обеих зон трещины будет иметь вид:

$$\begin{aligned} Q_o &= - \int_0^{l_0} \frac{dq_1}{dx} dx - \int_0^l \frac{dq_2}{dx} dx = \\ &= \frac{\pi h_e k k_{rw} (p_c - p_b)}{\sqrt{2} \mu L} \left(\frac{l_0}{g(t)} + \int_{l_0}^l \frac{dx}{g(t - t_x)} \right), \end{aligned} \quad (4)$$

где q_i — отток суспензии из выделенных зон трещины; $i = 1, 2$ — номер зоны; $g(t)$ — дополнительное гидравлическое сопротивление около трещины автоГРП.

Дополнительное гидравлическое сопротивление находится из решения задачи (1) при задании на границах постоянных значений давления:

$$\forall t, y = 0: p = p_c, y = L: p = p_b. \quad (5)$$

При сформулированных граничных условиях решение (1) для дополнительного гидравлического сопротивления около трещины автоГРП имеет вид:

$$g(t) = \sqrt{1 + \frac{2 \beta c_o k k_{rw} (1 - e^{-\lambda L}) (p_c - p_b) t}{\mu L^2}}. \quad (6)$$

Дифференцирование выражения (4) по верхнему пределу интегрирования l с учётом обратной функции $t_x(l) = t$ приводит к уравнению для расчёта динамики развития трещины:

$$1 - \frac{l_0}{g^2(t)} \frac{dg(t)}{dt} \frac{dt}{dl} = 0. \quad (7)$$

Начальное условие для уравнения (7) соответствует инициации трещины автоГРП:

$$t = 0: l = l_0. \quad (8)$$

Решение уравнения (7) с учётом (6) и (8) получено в аналитическом виде и задаёт динамику развития трещины автоГРП:

$$l(t) = l_0 \left(2 - \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{2\beta_{c0} k k_{rw} (1 - e^{-\lambda l}) (p_c - p_b) t}{\mu L^2}}} \right). \quad (9)$$

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Для расчётов динамики развития техногенной трещины были выбраны 3 скважины одного из месторождений Западной Сибири, необходимые для расчетов параметры по которым приведены в **табл. 1**. По всем трем скважинам проводились последовательные гидродинамические исследования скважин (ГДИС) со снятием кривых падения давления (КПД) непосредственно после перевода

скважин под нагнетание и через некоторое время (от года до трех лет).

Коэффициент фильтрации принят равным $\lambda = 10 \text{ м}^{-1}$, что соответствует результатам исследований, приведенным в работе [8]. Поскольку эмпирический коэффициент повреждения породы β был неизвестен, то с его помощью проводилась «настройка» динамики развития техногенной трещины на результаты ГДИС, чтобы расчётная полудлина трещины спустя известный промежуток времени соответствовала промысловым данным с точностью не менее 97 %. Промысловое значение длины трещины определялось по данным интерпретации КПД. В качестве примера кривые КПД для скважины 3 приведены на **рис. 1**, результаты их интерпретации сведены в **табл. 2**. В **табл. 2** приведены также расчетные значения коэффициентов повреждения породы.

Следует отметить, что предыдущие исследования показали, что коэффициент повреждения породы зависит от проницаемости пласта [4, 17]. В данной работе сравниваются линейные корреляции для таких зависимостей с фиксированным средним значением коэффициента повреждения породы, а именно:

$$\beta = \alpha k + \beta_0, \text{ и } \beta = \beta_{av}, \quad (10)$$

где α и β_0 — постоянные коэффициенты; β_{av} — среднее значение коэффициента повреждения.

Таблица 1. Промысловые данные по скважинам одного из месторождений Западной Сибири
Table 1. Field data for wells of the one of Western Siberia fields

Параметр	Значение по скважине 1	Значение по скважине 2	Значение по скважине 3
$c_0, \%$	0,0148	0,0147	0,0129
$L, \text{ м}$	250	250	225
$k, \text{ мД}$	7,90	2,20	22,00
$k_p, \text{ мД}$	228	322	345
$\mu, \text{ сП}$	0,51	0,51	0,58
$l_0, \text{ м}$	60	70	50
$p_b, \text{ МПа}$	27,6	27,6	26,5
$p_w, \text{ МПа}$	33,2	42,3	33,0
$p_c, \text{ МПа}$	41,7	42,3	35,8
k_{rw}	0,39	0,32	0,25
$w, \text{ мм}$	2,09	3,80	1,88
$h, \text{ м}$	17,1	2,9	7,4
$h_e, \text{ м}$	17,1	2,9	7,4
$Q_0, \text{ м}^3/\text{сут.}$	107,1	54,7	111,7

* p_w — первоначальное забойное давление скважины.

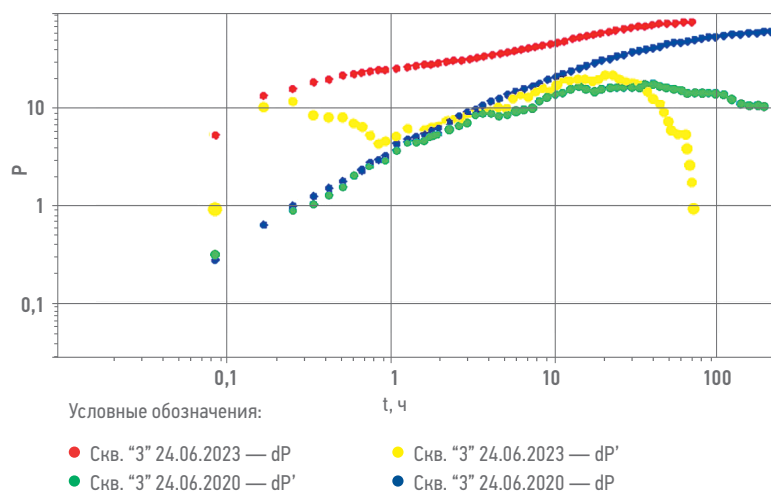


Рис. 1. Кривые падения давления при исследовании скважины 3. Обозначения: dP — изменение безразмерного забойного давления; dP' — производная по времени от dP ; P — безразмерное давление. Составлено авторами
Fig. 1. Pressure drop curves during well 3 test. Nomenclature: dP — change in dimensionless bottomhole pressure; dP' — the time derivative of dP ; P — dimensionless pressure. Prepared by the authors

Скважина 2 не соответствует ни одному из двух трендов. Пласт вблизи этой скважины имеет аномально низкий коэффициент повреждения породы, что, возможно, связано с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками пласта и образованием корки на стенках трещины [4]. В дальнейшем эта скважина не участвовала в расчетах. Линейный тренд для двух первых скважин характеризуется следующими значениями эмпирических коэффициентов $a = -3,83 \cdot 10^{17} \text{ м}^{-2}$, $\beta_0 = 8,33 \cdot 10^5$, а среднее значение равно $\beta_{av} = 827700$. Следует отметить, что исследования параметров фильтрации суспензий по другому месторождению также указывают на линейный тренд зависимости коэффициента повреждения

от проницаемости пород [18], эти данные представлены в **табл. 3**. Валидация разработанной модели проводилась путем сопоставления промысловых данных по замеру относительного прироста приёмистости скважин вследствие увеличения длины трещины на момент проведения ГДИС с расчетными значениями этого технологического параметра, вычисленными с использованием расчета длины трещины на момент второго ГДИС и формулы Пратса [19, 20]:

$$\frac{Q_1}{Q_0} = \frac{\ln \frac{2L}{l_0}}{\ln \frac{2L}{l}}, \quad (11)$$

где Q_0 — приёмистость после перевода скважины; Q_1 — приёмистость после увеличения длины трещины; l — полудлина трещины на момент проведения второго ГДИС с учетом исходной длины трещины ГРП. Замер дебитов проводился в процессе проведения ГДИС, так что интервал времени между последовательными замерами КПД также является валидационным параметром. Сопоставление указанных данных приведено в **табл. 4**, в расчетах использовался как линейный тренд зависимости коэффициента повреждения от проницаемости, так и его среднее значение. Для скважины 1 лучшее соответствие между расчётными и промысловыми данными показывает значение β из корреляции (10), для скважины 3 — значение β_{av} . Это связано с тем, что с ростом значения β скорость роста трещины увеличивается, что, в соответствии с (11), увеличивает приёмистость скважины. Для скважины 1 среднее значение β_{av} меньше, чем значение β , полученное из корреляции (10), поэтому увеличение приёмистости при расчётах

Таблица 2. Результаты интерпретации КПД для выбранных скважин одного из месторождений Западной Сибири
Table 2. The results of the pressure drop curves interpretation for the selected wells of one of Western Siberia fields

Параметр	№ скважины		
	1	2	3
Интервал времени между замерами КПД, лет	1,09	1,14	3
Полудлина трещины по данным ГДИС, м	90	84	90
Расчётная полудлина трещины, м	92	84	90
β	830400	170000	825000

Таблица 3. Данные по определению зависимости коэффициента повреждения породы от проницаемости пласта при фильтрации суспензий [18]

Table 3. The data of the research on determining the dependence of the damage factor on permeability of reservoir during filtration of suspensions [18]

k , мД	52,3	63	166,5
β	600000	550000	520000

Таблица 4. Сопоставление расчетных и промысловых данных по изменению приемистости скважин через определенный промежуток времени за счет развития трещин автоГРП

Table 4. Validation of calculated and field data on changes in well injection flow rate after a certain period of time due to the growth of hydraulic fractures

№ скважины	Интервал времени между замерами КВД, лет	Расчётное увеличение приёмистости при значении β из табл. 3	Расчётное увеличение приёмистости при значении β_{av}	Увеличение приёмистости по промысловым данным
1	1,09	25,2 %	25,0 %	23,6 %
3	3	36,5 %	36,6 %	36,5 %

с использованием среднего значения β оказывается ниже. Для скважины 3 среднее значение β_{av} больше, чем значение β , полученное из корреляции (10), что обуславливает более высокие значения приёмистости после увеличения длины трещины при использовании в расчётах значения β_{av} .

Расчетная динамика развития техногенных трещин в скважинах 1 и 3 при среднем значении β_{av} приведена на рис. 2, моменты замеров КВД указаны красными точками. Графики иллюстрируют, что развитие трещин автоГРП длится нескольких лет, при этом со временем рост трещин замедляется. Размеры трещин автоГРП сопоставимы с исходными трещинами ГРП, из которых и начинается их рост. Анализ динамики развития трещины автоГРП для скважины 1 показывает наличие длительного временного промежутка (около 260 суток), в течение которого трещина не растет, что связано с установлением давления в трещине до величины, превышающей критическое давление. Длительность промежутка обусловлена существенно меньшим первоначальным значением забойного давления скважины, чем критическое давление, что видно из табл. 1. Давление в трещине, образовавшейся от скважины 3, в течение суток достигает критического, поскольку первоначальное забойное давление незначительно ниже критического давления, после чего начинается рост трещины автоГРП.

ВЫВОДЫ

Представлена новая квазистационарная модель развития трещин автоГРП, в основу которой заложены данные по промысловым оценкам времени роста таких трещин. Показано, что основным механизмом формирования и снижения скорости роста трещин автоГРП является миграция частиц из воды, закачиваемой в пласт.

Загрязнение зоны вокруг скважин и трещин ГРП является основной причиной роста давления и формирования трещин автоГРП. Прогноз развития таких трещин является

важным элементом проектирования разработки в первую очередь низкопроницаемых коллекторов, которые составляют большую долю трудноизвлекаемых запасов. Показано, что в основе такого прогноза лежит определение новых параметров коллекторов: фильтрационного коэффициента и коэффициента повреждения породы при фильтрации эмульсии, содержащей взвешенные частицы и остаточные капли углеводородов в подтоварной воде.

Установлено, что значения коэффициента повреждения породы по участкам пласта вблизи различных скважин линейно зависят от проницаемости пласта, причём с ростом проницаемости значение этого коэффициента снижается, поскольку частицы отфильтровываются в пласт лучше. Однако изменение коэффициента повреждения породы незначительно, что позволяет использовать его среднее значение по пласту с различными скважинами и спрогнозировать прирост её приёмистости вследствие увеличения длины трещины с погрешностью не более 2 %.

Расчетные прогнозы по предложенной модели позволяют определить динамику развития трещин автоГРП в зависимости

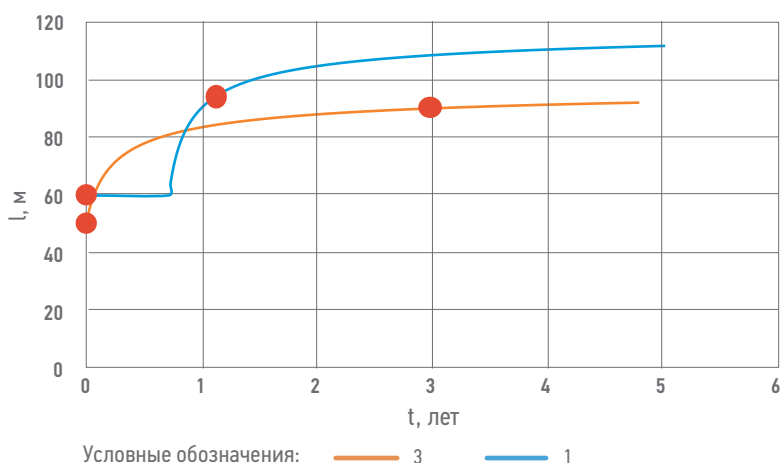


Рис. 2. Динамика развития техногенных трещин в скважинах 1 и 3. Обозначения: l — полуудлинение трещины; t — время. Составлено авторами

Fig. 2. Dynamics of the technogenic fractures growth in wells 1 and 3. Nomenclature: l — half of the fracture length, t — time. Prepared by authors

от фильтрационно-емкостных свойств породы, системы разработки (расположение скважин), физических свойств указанных малононцентрированных эмульсий

на основе воды. Эти прогнозы позволят развить теорию разработки для низкопроницаемых коллекторов с учетом образования трещин автоГРП.

Список литературы

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2004. — 520 с.
2. Янин А.Н., Янин К.Е., Биккулов М.М. Анализ истории развития системы ГПД с целью выбора устьевого давления за- качки воды на нефтяных объектах Западной Сибири // Науки о Земле. — 2023. — №12. — С. 28–41.
3. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнета- ния. М., «Недра», 1975. — 215 с.
4. Bedrikovetsky P., Zeinijahromi A., Siqueira F.D., Furtado C.A., de Souza A.L.S. Particle detachment under velocity alternation during suspension transport in porous media // Transport in Porous Media. — 2012. — Vol. 91. — P. 173–197. <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9839-1>
5. Narr W., Schechter D.W., Thompson L.B. Naturally fractured reservoir characterization. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006. — 112 p.
6. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture // SPE Journal. — 1972. — Vol. 12. — № 4. — P. 306–314. <https://doi.org/10.2118/3009-PA>
7. Rodriguez E., Bryant S.L. Straining of fine particles in gaps in porous media // Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-110425-MS presented and the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, USA, 11–14 November 2007. — 2007. — P. 1–16. <https://doi.org/10.2523/110425-ms>
8. Vaz A., Bedrikovetsky P., Fernandes P.D., Badalyan A., Carageorgos T. Determining model parameters for non-linear deep-bed filtration using laboratory pressure measurements // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2017. — Vol. 151. — P. 421–433. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.001>
9. Herzig J.P., Leclerc D.M., Goff P.L. Flow of suspensions through porous media — application to deep filtration // Industrial and Engineering Chemistry. — 1970. — Vol. 62. — P. 8–35.
10. Нигматуллин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. 1. М.: Наука. Главная редакция физико-математической литера- туры, 1987. — 464 с.
11. Анурьев Д.А., Федоров К.М., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П., Морозовский Н.А., Торопов К.В. Анализ возможности блокиро- вания трещин автоГРП суспензионной системой // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. — 2023. — № 84. — С. 36–51. <https://doi.org/10.17223/19988621/84/4>
12. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection // Mathematics. — 2021. — Vol. 9. — No. 15. — P. 1727–1741. <https://doi.org/10.3390/math9151727>
13. Черный С.Г., Лапин В.Н., Есипов Д.В., Нуранов Д.С. Методы моделирования зарождения и распространения трещин. Новосибирск: Издательство СО РАН, 2016. — 312 с.
14. Хобибуллин И.Л., Хисамов А.А. Моделирование нестационарной фильтрации в системе пласт-трещина гидроразры- ва // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. — 2022. — № 77. — С. 158–168. <https://doi.org/10.17223/19988621/77/12>
15. Geertsma J., de Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures // Journal of Petroleum Technology. — 1969. — № 12. — P. 1571–1581.
16. Zhang Z., Clarkson C., Williams-Kovacs J.D., Yuan B., Ghanizadeh A. Rigorous estimation of the initial conditions of flowback using a coupled hydraulic-fracture/dynamic-drainage-area leakoff model constrained by laboratory geomechanical data // SPE Journal. — 2020. — Vol. 25. — № 6. — P. 3051–3078. <https://doi.org/10.2118/201095-PA>
17. Wang W., Yuan B., Su Y., Wang K., Jiang M., Moghanloo R.G., Rui Z. Nanoparticles adsorption, straining and detachment behavior and its effects on permeability of Berea Cores: analytical model and lab experiments // Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-181285-MS presented and the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 26–28 September 2016. — 2016. — P. 1–18. <https://doi.org/10.2118/181285-MS>
18. Фёдоров К.М., Шевелёв А.П., Кобышев А.В., Захаренко В.А., Ночетов А.В., Неклеса Р.С., Усольцев А.В. Определение фильтрационных параметров суспензии по экспериментальным данным // Society of Petroleum Engineers, Статья с конференции SPE-202018-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE в Москве, Россия, 26–29 октября 2020. — 2020. — С. 1–16. <https://doi.org/10.2118/202018-RU>
19. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта М.: ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. — 316 с.
20. Mahadev K.A., Haldipur P., Tinker S.J., Stewart C., Roy A.M. The importance of clean off-plane perforations in all phases of a deepwater well and its productivity impact // SPE Drilling and Completion. — 2019. — Vol. 34. — № 4. — P. 372–381. <https://doi.org/10.2118/191456-PA>

References

1. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Baganova M.N., Spiridonov A.V. [New principles and technologies for the develop- ment of oil and gas fields] *Novye principy i tekhnologii razrabotki mestorozhdenij nefi i gaza*. Moscow: Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, 2004, 520 p. (In Russ.).
2. Yanin A.N., Yanin K.E., Bikkulov M.M. [Analysis of the history of the development of the maintaining reservoir pressure system to select the wellhead pressure of water injection at Western Siberia oil fields] *Analiz istorii razvitiya sistemy PPD s cel'yu vybora ust'evogo davleniya zakachki vody na neftyanyh ob'ektah Zapadnoj Sibiri*. *Nauki o Zemle*, 2023, no. 12, pp. 28–41. (In Russ.).
3. Afanas'eva A.V., Gorbunov A.T., Shustef I.N. [Flooding of oil fields at high injection pressures] *Zavodnenie neftyanyh mestoro- zhdenij pri vysokih davleniyah nagnetaniya*. Moscow: Nedra, 1975, 215 p. (In Russ.).
4. Bedrikovetsky P., Zeinijahromi A., Siqueira F.D., Furtado C.A., de Souza A.L.S. Particle detachment under velocity alterna- tion during suspension transport in porous media. *Transport in Porous Media*, 2012, vol. 91, pp. 173–197. <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9839-1>
5. Narr W., Schechter D.W., Thompson L.B. *Naturally fractured reservoir characterization*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006, 112 p.
6. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture. *SPE Journal*, 1972, vol. 12, no. 4, pp. 306–314. <https://doi.org/10.2118/3009-PA>

7. Rodriguez E., Bryant S.L. Straining of fine particles in gaps in porous media. *Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-110425-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, USA, 11–14 November 2007*, 2007, pp. 1–16. <https://doi.org/10.2523/110425-ms>
8. Vaz A., Bedrikovetsky P., Fernandes P.D., Badalyan A., Carageorgos T. Determining model parameters for non-linear deep-bed filtration using laboratory pressure measurements. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 151, pp. 421–433. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.001>
9. Herzig J.P., Leclerc D.M., Goff P.L. Flow of suspensions through porous media — application to deep filtration. *Industrial and Engineering Chemistry*, 1970, vol. 62, pp. 8–35.
10. Nigmatulin R.I. [Dynamics of multiphase media. Part 1.] *Dinamika mnogofaznyh sred. Chast 1*. Moscow: Nauka. Glavnaya redakciya fiziko-matematicheskoy literatury, 1987, 464 p. (In Russ.).
11. Anur'ev D.A., Fedorov K.M., Gil'manov A.Ya., Shevelev A.P., Morozovskiy N.A., Toropov K.V. [Analysis of the possibility of technogenic fracture blocking using a suspension system] Analiz vozmozhnosti blokirovaniya treshchin avtoGRP suspenzi-onnoy sistemoy. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika=Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*, 2023, no. 84, pp. 36–51. <https://doi.org/10.17223/19988621/84/4> (In Russ.).
12. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection. *Mathematics*, 2021, vol. 9, no. 15, pp. 1727–1741. <https://doi.org/10.3390/math9151727>
13. Chernyj S.G., Lapin V.N., Esipov D.V., Kuranakov D.S. [Methods for modeling the origin and propagation of fractures] *Metody modelirovaniya zarozhdeniya i rasprostraneniya treshchin*. Novosibirsk: Publishing House of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2016, 312 p. (In Russ.).
14. Khabibullin I.L., Khisamov A.A. [Modeling of unsteady filtration in a formation — hydraulic fracture system] Modelirovanie nestacionarnoy fil'tracii v sisteme plast-treshchina gidrorazryva. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika=Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*, 2022, no. 77, pp. 158–168. <https://doi.org/10.17223/19988621/77/12> (In Russ.).
15. Geertsma J., de Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 1969, no. 12, pp. 1571–1581.
16. Zhang Z., Clarkon C., Williams-Kovacs J.D., Yuan B., Ghanizadeh A. Rigorous estimation of the initial conditions of flow-back using a coupled hydraulic-fracture/dynamic-drainage-area leakoff model constrained by laboratory geomechanical data. *SPE Journal*, 2020, vol. 25, no. 6, pp. 3051–3078. <https://doi.org/10.2118/201095-PA>
17. Wang W., Yuan B., Su Y., Wang K., Jiang M., Moghanloo R.G., Rui Z. Nanoparticles adsorption, straining and detachment behavior and its effects on permeability of Berea Cores: analytical model and lab experiments. *Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-181285-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 26–28 September 2016*, 2016, pp. 1–18. <https://doi.org/10.2118/181285-MS>
18. Fedorov K.M., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Zakharenko V.A., Koshetov A.V., Neklesa R.S., Usoltsev A.V. Determination of suspension filtration parameters from experimental data. *Society of Petroleum Engineers, Conference Paper SPE-202018-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–29 October 2020*, 2020, pp. 1–15. <https://doi.org/10.2118/202018-MS>
19. Economides M., Oligney R., Valko P. *Unified fracture design*. Alvin: Orsa Press, 2001, 141 p.
20. Mahadev K.A., Haldipur P., Tinker S.J., Stewart C., Roy A.M. The importance of clean off-plane perforations in all phases of a deepwater well and its productivity impact. *SPE Drilling and Completion*, 2019, vol. 34, no. 4, pp. 372–381. <https://doi.org/10.2118/191456-PA>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

К.М. Федоров — разработал концепцию квази-стационарного развития трещины.

А.А. Изотов — выполнил постановку проблемы, подготовил раздел «Введение».

А.Я. Гильманов — разработал математическую модель, подготовил текст статьи.

А.П. Шевелёв — выполнил проведение расчётов.

И.С. Соколов — выполнил проведение валидации математической модели с использованием промысловых данных.

Konstantin M. Fedorov — development of the concept of quasi-stationary fracture development.

Aleksey A. Izotov — problem statement, writing the "Introduction" section.

Aleksandr Ya. Gilmanov — development of the mathematical model, writing the text of the article.

Aleksandr P. Shevelev — making calculations.

Ilya S. Sokolov — validation of a mathematical model using field data.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Константин Михайлович Федоров — доктор физико-математических наук, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0347-3930>
Scopus ID: 7006284104

Konstantin M. Fedorov — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor, Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0347-3930>
Scopus ID: 7006284104

Алексей Александрович Изотов — директор по науке и инновациям, ООО «ТННЦ», ПАО «НК «Роснефть»
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8492-9865>

Александр Янович Гильманов* — кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет
625003, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.
e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>
Scopus ID: 57205429154

Александр Павлович Шевелёв — кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>
Scopus ID: 37013734300

Илья Сергеевич Соколов — заместитель директора по научной работе в области разработки месторождений, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень.

Aleksey A. Izotov — Director for Science and Innovations, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Rosneft Oil Company PJSC
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8492-9865>

Aleksandr Y. Gilmanov* — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Senior Lecturer of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen
6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Russia.
e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>
Scopus ID: 57205429154

Aleksandr P. Shevelev — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Associate Professor, Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>
Scopus ID: 37013734300

Ilya S. Sokolov — Deputy Director for Science in the Field of Reservoir Development, Branch of LUKOIL-Engineering LLC KogalymNIPIneft in Tyumen.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ В ЭКОНОМИЧЕСКОМ МОДУЛЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ АКТИВА

К.А. Печко*, В.А. Гаврилов, А.А. Афанасьев, М.В. Симонов

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

© Коллектив авторов,
2024

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru



Цель. В данной обзорной статье рассматриваются методы расчета экономического эффекта при интегрированном моделировании актива. Основной целью работы является разработка программного модуля, способного эффективно выполнять экономические расчеты и прогнозы. В процессе исследования также был проведен факторный анализ с целью оптимизации экономического модуля и снижения временных и ресурсных затрат. В данной работе представлен обзор различных методов, направленных на улучшение управления активами через применение более точных и эффективных экономических расчетов.

Материалы и методы. При анализе свободного денежного потока (FCF) и расчете чистой приведенной стоимости (NPV) использовались прямой и косвенный методы. Прямой метод, базирующийся на данных отчета о движении денежных средств, позволил оценить оперативный контроль за эффективностью использования средств. Косвенный метод, использующий данные из отчетов о прибылях, убытках и балансе, выявил источники формирования прибыли и проблемные места заморозки средств. Расчет NPV включал суммирование дисконтированных потоков. Анализ чувствительности проводился с использованием локальных и глобальных методов. Этот комплексный подход обеспечил более полное понимание влияния факторов на финансовые показатели, что является основой для обоснованных выводов и рекомендаций.

Результаты. В рамках работы была успешно разработана программная реализация экономического модуля для интегрированных моделей актива на языке программирования Python. Данная реализация обеспечивает эффективный расчет чистой приведенной стоимости (NPV) и свободного денежного потока (FCF) в контексте экономического анализа. Программный модуль способен по входным данным проводить расчеты и визуализировать результаты, что значительно упрощает процесс анализа финансовых показателей. Внедрение данной программной реализации позволяет эффективно использовать факторный анализ для оптимизации ИМА, что, в свою очередь, способствует более точному и устойчивому принятию экономических решений в рамках ИМА.

Заключение. Разработанный программный модуль является эффективным инструментом для проведения анализа финансовых показателей нефтегазового актива, который обеспечивает расчет чистой приведенной стоимости и свободного денежного потока, что позволяет принимать обоснованные решения относительно инвестиций в новые месторождения, модернизации оборудования и повышения эффективности производственных процессов на зрелых активах. Модуль позволяет проводить анализ в различных сценариях и легко интегрируется в проекты, отвечая потребностям специалистов по ИМА и предоставляя удобные инструменты для визуализации результатов. Использование данного модуля способствует точному и обоснованному управлению нефтегазовыми активами, что является ключевым фактором для достижения успешных результатов в отрасли.

Ключевые слова: факторный анализ, анализ чувствительности, экономическая модель нефтегазового актива, NPV, FCF

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Печко К.А., Гаврилов В.А., Афанасьев А.А., Симонов М.В. Факторный анализ в экономическом модуле интегрированной модели актива. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):101–107. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-101-107>

Статья поступила в редакцию 06.02.2024

Принята к публикации 25.03.2023

Опубликована 28.06.2024

FACTOR ANALYSIS IN THE ECONOMIC MODULE OF INTEGRATED ASSET MODELING

Konstantin A. Pechko*, Vitaly A. Gavrilov, Aleksandr A. Afanasev, Maksim V. Simonov

Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. This review article discusses the methods of calculating the economic effect in integrated asset modeling. The main objective of the paper is to develop a software module capable of performing economic calculations and forecasts efficiently. During the research process, factor analysis has also been conducted in order to optimize the economic module and reduce time and resource costs. This paper provides an overview of various methods aimed at improving asset management through the application of more accurate and efficient economic calculations.

Materials and methods. Both direct and indirect methodologies were employed to assess free cash flow (FCF) and compute net present value (NPV). The direct approach, drawing from cash flow statements, facilitated the evaluation of operational efficiency in fund utilization. Meanwhile, the indirect method, utilizing data from profit and loss statements and balance sheets, unveiled profit generation sources and areas of potential fund

stagnation. NPV computation involved aggregating discounted cash flows. Sensitivity analysis encompassed both local and global techniques. This holistic method yielded a comprehensive understanding of factors influencing financial outcomes, forming the foundation for informed conclusions and recommendations.

Results. The research has achieved the development of a software module implementing an economic component for integrated asset models using the Python programming language. This software enables efficient computation of net present value (NPV) and free cash flow (FCF) for economic analysis within the integrated asset modeling context. By processing input data and visualizing results, the software greatly simplifies the analysis of financial performance. Its introduction facilitates factor analysis for optimizing integrated asset models, leading to more precise and sustainable economic decision-making within this framework.

Conclusions. The developed software module is an effective tool for analyzing the financial performance of an oil and gas asset, which provides the calculation of net present value and free cash flow, which allows you to make informed decisions regarding investments in new fields, equipment modernization and improving the efficiency of production processes at mature assets. This module allows for analysis in various scenarios and is easily integrated into projects, meeting the needs of IMA specialists and providing convenient tools for visualizing results. Using this module contributes to accurate and informed management of oil and gas assets, which is a key factor in achieving successful results in the industry.

Keywords: factor analysis, sensitivity analysis, economic model of oil and gas asset, NPV, FCF

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

For citation: Pechko K.A., Gavrilov V.A., Afanasev A.A., Simonov M.V. Factor analysis in the economic module of integrated asset modeling. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):101–107. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-101-107>

Manuscript received 06.02.2024

Accepted 25.03.2023

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Экономическая модель представляет собой неотъемлемый инструмент в управлении нефтегазовым активом. Не только оценка стоимости актива, но и прогнозирование доходов, анализ рисков и разработка оптимальных стратегий развития становятся возможными благодаря использованию такой модели. В контексте динамично меняющегося мирового рынка энергоресурсов, где конкуренция становится все более острой, эффективное управление нефтегазовыми активами является краеугольным камнем для достижения успешных результатов.

Важный аспект экономической модели — это способность прогноза потенциала нефтегазового актива, которая включает в себя не только оценку текущих резервов, но и их долгосрочные перспективы в условиях изменяющихся технологических, экологических и рыночных требований. Такие прогнозы позволяют предприятиям принимать обоснованные решения относительно инвестиций в новые месторождения, модернизацию оборудования и внедрение новых решений. Таким образом, включение экономической модели в стратегические решения нефтегазовых компаний становится важным фактором не только для их экономического успеха, но и для устойчивости отрасли в целом.

ДВА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ПОДХОДА К РАСЧЕТУ FCF (СВОБОДНОГО ДЕНЕЖНОГО ПОТОКА): СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И ПРИМЕНИМОСТЬ

Авторами предлагается проанализировать два альтернативных подхода к расчету свободного денежного потока Free Cash Flow (FCF).

FCF представляет собой денежные средства, оставшиеся у предприятия после осуществления всех операционных расходов и капитальных затрат. Этот показатель может быть использован для улучшения бизнес-процессов, погашения долгов и других целей, связанных с повышением инвестиционной привлекательности проекта.

FCF является важным инструментом для анализа эффективности управления финансами компании. Высокий показатель может указывать на то, что компания не инвестирует в развитие проектов. При этом положительный FCF позволяет компании выполнять свои обязательства и развиваться, а отрицательный может указывать на снижение платежеспособности компании и увеличение риска потери ликвидности. Однако отрицательный показатель также может быть результатом крупных долгосрочных инвестиций в развитие, которые в будущем могут принести плоды. FCF не является стандартным бухгалтерским показателем, его нельзя

найти в финансовой отчетности компании. Руководство компании рассчитывает и использует его для иллюстрации финансового состояния. Как правило, рассчитанный FCF можно найти в корпоративных презентациях, пресс-релизах или в анализе руководством финансового положения и результатов деятельности компании (MD&A).

В данной статье мы рассмотрим два основных метода расчета FCF: прямой (на основании Отчета о движении денежных средств) и косвенный (на основании данных из ОПИУ (отчета о прибылях и убытках) и балансового отчета компании)).

Прямой способ — самый простой, рассчитан на первичную оценку денежных потоков компании по фактическим данным:

$$FCF = OCF - CapEx,$$

где *OCF* — операционный денежный поток; *CapEx* — капитальные затраты.

Данный подход заключается в том, чтобы из общей суммы доходов от основной деятельности за определенный период вычесть капитальные затраты, необходимые для поддержания или расширения производства (*CapEx*). Капитальными затратами в разработке месторождений являются капиталовложения в строительство скважин и прискважных сооружений, а именно бурение и обвязка скважин, выкидные линии, газосборный коллектор и прочие объекты промышленно-производственного назначения и жилищного строительства [1].

Косвенный метод представляет собой более сложный подход, который позволяет подробнее проанализировать причины изменений свободного денежного потока. FCF рассчитывается следующим образом:

$$FCF = EBITDA - TAX - CapEx - NWC,$$

где *EBITDA* (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) — это прибыль до вычета процентов, налога на прибыль и амортизации активов; *TAX* — уплаченный налог на прибыль; *CapEx* — капитальные затраты; *NWC* (Net working capital change) — изменения в оборотном капитале.

Таким образом, «грязный показатель» денежного потока (*EBITDA*) корректируется на налоги и изменения в оборотном капитале. Оба подхода к определению FCF находят практическое применение. Прямой метод является более простым, он позволяет выявить главные источники притока и оттока денежных средств и контролировать эффективность их использования. Однако косвенный метод, хоть и требует больше усилий

для подготовки и расчета, позволяет установить связь между ожидаемыми доходами и изменениями денежных потоков, определить источники формирования прибыли, направления вложения средств и выявить проблемные места заморозки средств [2]. В программной реализации модуля ИМА реализованы оба метода расчета FCF.

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ПРИ РАСЧЕТЕ NPV ПОЗВОЛЯЕТ ВЫБИРАТЬ ОПТИМАЛЬНЫЙ ГОРИЗОНТ ПЛАНИРОВАНИЯ, ПРИНИМАТЬ ОБОСНОВАННЫЕ РЕШЕНИЯ И ДОСТИГАТЬ МАКСИМАЛЬНОЙ ПРИБЫЛИ.

ПОДХОДЫ К ВЫЧИСЛЕНИЮ NPV. ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ПРИ РАСЧЕТЕ NPV

Чистая приведенная стоимость (*NPV*, Net Present Value) — это сумма годовых потоков платежей, приведённых к сегодняшнему дню с помощью заранее определенной ставки дисконтирования. *NPV* показывает количество денежных средств, которое инвестор может получить от капиталовложений с учетом ставки дисконтирования. По сути *NPV* является финансовым инструментом, отражающим концепцию взаимосвязи между текущей и будущей стоимостью денег. Удобно рассчитывать *NPV* как сумму дисконтированных потоков платежей за вычетом начальных инвестиций [3].

$$NPV = \sum_{i=1}^N \frac{CF_i}{(1+r)^i} - IC,$$

где *CF* (Cash Flow) — поток платежей, куда входят все поступления и расходы; *CF_i* — поток платежей за год *i*; *r* — ставка дисконтирования; *IC* — начальные инвестиции (Invested Capital); *N* — горизонт расчета проекта.

В ходе инвестиционного анализа возникает необходимость исключить влияние на результаты анализа всех факторов за исключением фактора величины денежных потоков. Чистая текущая стоимость представляется как составляющая от сложения двух факторов:

$$NPV = NPV_{CF} + NPV_K,$$

где *NPV_{CF}* — чистая текущая стоимость, полученная за счет накопления денежных потоков; *NPV_K* — чистая текущая стоимость, полученная за счет структуры денежных потоков по периодам времени.

Горизонт планирования играет важную роль в принятии решений на основе *NPV*. Чем

длиннее горизонт планирования, тем больше возможностей для получения положительных результатов от проекта и, следовательно, выше *NPV*. Однако слишком длинный горизонт планирования может привести к завышению *NPV*, так как не учитывается возможность изменения рыночных условий и другие риски.

При принятии решений на разных горизонтах планирования необходимо учитывать следующие факторы:

- Риск и неопределенность: чем длиннее горизонт планирования, тем выше неопределенность и риск, связанные с проектом. Это может привести к снижению *NPV* и даже к отрицательным значениям. Так, например, при разработке месторождений нефтегазовой компании на длинном горизонте планирования (например, 20 лет) необходимо учитывать возможные изменения цен на нефть и газ, политические риски, экологические ограничения и другие факторы, которые могут повлиять на проект. Компания может использовать различные сценарии и моделирование для оценки рисков и выбора наиболее оптимального плана разработки месторождения.
- Стоимость капитала: ставка дисконтирования, используемая для расчета *NPV*, также зависит от горизонта планирования. Обычно чем длиннее горизонт, тем ниже ставка дисконтирования. Нефтегазовые компании могут иметь высокую стоимость капитала из-за больших инвестиций в капитальные проекты. При выборе горизонта планирования компания должна учитывать стоимость капитала и выбирать такой горизонт, при котором *NPV* будет максимальным.
- Альтернативные инвестиции: если есть альтернативные инвестиции с сопоставимым риском и доходностью, то выбор проекта с более длинным горизонтом планирования может быть менее привлекательным. Например, компания может выбирать между инвестициями в разработку нового месторождения или приобретением уже готового.
- Цели и ограничения: в зависимости от целей компании (например, максимизация прибыли, минимизация риска, оптимизация структуры капитала) могут быть предпочтительны проекты с различными горизонтами планирования. При выборе горизонта планирования компания должна учитывать свои цели и ограничения

и выбирать такой горизонт, который соответствует их стратегии.

Расчет *NPV* является важным инструментом для принятия решений при разработке нефтегазовых активов. Для достижения наилучшего результата при расчете *NPV* рекомендуется проводить факторный анализ. Это позволяет выбирать оптимальный горизонт планирования, принимать обоснованные решения и достигать максимальной прибыли.

ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО МОДУЛЯ

В текущей версии разработанного модуля реализованы функции расчета *FCF* двумя методами и *NPV*. Помимо этого функционала добавлена возможность расчета операционных затрат и прибыли, капитальных затрат, уплаченного НДС и некоторых параметров скважин.

В программе вручную задаются следующие показатели:

- объем добытой нефти в год (в тоннах);
- налоговая ставка (руб./т);
- коэффициент, характеризующий уровень налогообложения нефти, добываемой на участках недр, в отношении которой исчисляется налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья;
- стоимость нефти (руб./т);
- усредненная стоимость скважины;
- ежегодные расходы (зарплаты, обслуживание техники и т.д.) на тонну добытой нефти;
- удельные стоимости труб по их идентификатору (id);
- ставка дисконтирования для расчета *NPV*.

Далее рассчитываются операционные затраты и операционная прибыль. Для расчета *FCF* вносятся изменения в оборотном капитале и рассчитывается показатель *EBITDA*, для которого вводится амортизация основных и нематериальных активов. Такие параметры, как кол-во скважин, стоимость скважин по их id, длины, диаметры и шероховатости труб по id заданы в управляющем файле. В программу добавлена функция построения графиков основных экономических показателей от времени, что позволяет наглядно оценить экономический эффект при интегрированном моделировании актива. Ближайшей целью является программная реализация применения факторного анализа для оптимизации и снижения временных затрат.

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ДЛЯ ПРИОРИТЕЗАЦИИ СЕРИЙНЫХ РАСЧЕТОВ

Детерминированный факторный анализ представляет собой метод исследования факторов, связанных с результативным показателем функционально. Это значит, что результативный показатель может быть представлен в виде произведения, частного или суммы (разницы) факторов. Здесь используются конкретные числовые данные, а результаты должны быть точными и однозначными. Однако детерминированный факторный анализ не позволяет учитывать влияние случайных факторов [4].

Разложение NPV на факторы проводится с помощью модифицированной формулы метода дисконтированных денежных потоков, используя метод структурных сдвигов:

$$PV = \sum_{i=1}^n k_i \cdot CF_{\Sigma i},$$

где $CF_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n CF_i$ — суммарный денежный поток; $k_i = \frac{CF_i}{CF_{\Sigma}}$ — коэффициент структуры денежного потока; $CF_{\Sigma i} = \frac{CF_{\Sigma}}{(1 + DR)^i}$ — суммарный денежный поток, дисконтированный к i -му году.

Для расчета величины фактора денежных потоков получим формулу:

$$NPV_{CF} = \left(1 - \frac{I_0}{CF_{\Sigma}}\right) \cdot \sum \frac{CF_i}{(1 + DR)^i}.$$

Принятие инвестиционных решений проводится с учетом выполнения неравенства:

$$NPV_{CF} \geq 0.$$

Исключение структурного фактора позволяет получить более объективную («более пессимистическую») оценку приемлемости анализируемого проекта [5].

АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ

При анализе чувствительности модели может возникнуть три варианта задач:

- Прямые задачи анализа чувствительности — изначально известны вариации параметров и необходимо оценивать вариации функций состояния или функционалов;
- Обратные задачи анализа чувствительности — по известным вариациям функционалов или функций состояния нужно оценить вариации некоторых параметров;

- Задачи анализа чувствительности смешанного типа включают элементы прямых и обратных задач.

В математическом моделировании показателем чувствительности переменной отклика к параметру является величина S_j , называемая «чувствительностью к параметру»:

$$S_j = (dy_i / dk_j) \cdot |k_j| / |y_i|,$$

где y_i — переменная отклика; k_j — параметр. При $S_j < 0,3$ чувствительность является слабой, при $0,3 < S_j < 1$ — средней, а при $S_j > 1$ — сильной. При этом значение $S_j < 0$ говорит о том, что переменная отклика y_i уменьшается с ростом параметра k_j [6].

Существует два типа методов.

Локальный анализ чувствительности проводится с использованием детерминированного подхода.

Если же чувствительность системы исследуется в широком диапазоне изменения параметров, принято говорить о **глобальном анализе чувствительности**. Глобальные или стохастические методы учитывают влияние параметров, одновременно изменяющихся в некотором диапазоне значений. Здесь упор сделан на одновременный анализ многих параметров, безотносительно к тому, в каком диапазоне (малом или большом) они изменяются.

Прямой метод анализа чувствительности состоит в повторном решении уравнений с разными значениями параметров. Однако с ростом числа компонент и параметров этот метод становится слишком громоздким и дорогостоящим, в связи с чем могут быть использованы альтернативные глобальные методы.

Если могут быть заданы плотности распределения $p_j(k_j)$, то задача анализа чувствительности сводится к расчету плотностей распределения $p_i(y_i)$. Они могут быть получены путем проведения множественных расчетов на модели. После сбора статистики наблюдаемые плотности распределения можно описать функцией. Для задачи Коши это может быть сведено к исследованию влияния случайных начальных условий $p_i(x_i^0)$ на решения, т.к. вектор параметров $\mathbf{k}$ может быть присоединен к вектору $\mathbf{y}$, образуя новый вектор переменных $\mathbf{x} = \{\mathbf{y}, \mathbf{k}\}$. Таким образом необходимо исследовать влияние случайных начальных условий на решение задачи Коши [7]:

$$\begin{aligned} dy/dt &= \mathbf{f}(\mathbf{k}, \mathbf{y}), \quad \mathbf{y}(0) = \mathbf{y}^0, \\ dk/dt &= 0, \quad \mathbf{k}(0) = \mathbf{k}^0. \end{aligned}$$

Для решения этой задачи существует большое количество методов численного

решения, таких как явный метод Эйлера, методы Рунге—Кутты, или другие итерационные методы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный программный модуль является эффективным инструментом для проведения анализа финансовых показателей нефтегазового актива, который обеспечивает расчет чистой приведенной стоимости и свободного денежного потока, что позволяет принимать обоснованные решения относительно инвестиций в новые месторождения, модернизации оборудования и повышения эффективности производственных процессов на зрелых активах. Данный экономический модуль также позволяет проводить анализ

финансовых показателей в различных сценариях, что делает его перспективным инструментом для многовариантной оптимизации ИМА.

Примеры использования программного модуля могут включать оценку стоимости актива, прогнозирование доходов и анализ рисков.

В сравнении с текущими реализациями [8, 9] разработанный программный модуль просто интегрируется в проекты, отвечает потребностям специалистов по ИМА, а также удобен в использовании и визуализации результатов. В целом использование разработанного программного модуля способствует более точному и обоснованному принятию решений в управлении нефтегазовыми активами, что является ключевым фактором для достижения успешных результатов в отрасли.

Список литературы

1. Расчет капитальных затрат (вложений) в разработку месторождения [реферат] — URL: <https://studopedia.ru/2191608raschet-kapitalnih-zatrat-vlozheniy-v-razrabotku-mestorozhdeniya.html>
2. Сидилев С. Свободный денежный поток (Free Cash Flow). Что это такое и как его считать [статья] — URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/svobodnyi-denezhnyi-potok-free-cash-flow-cto-eto-takoe-i-kak-ego-schitat>
3. Волков А.К., Женова Н.А. Вероятностный метод при расчетах параметров эффективности инвестиционных проектов. // Менеджмент и бизнес-администрирование, 2015. — 176 с.
4. Щербakov В.А. Инвестиционный анализ Деятельности предприятия. Раздел 5 // Детерминированный факторный анализ инвестиций 2013, С. 25–35.
5. Теоретическая основа факторного анализа — URL: <https://studfile.net/preview/10101774/page:2/>
6. Глаголев М.В. Анализ чувствительности модели. 2012. — С. 32.
7. Полак Л.С., Гольденберг М.Я., Левицкий А.А. Вычислительные методы в химической кинетике — М.: Наука, 1984. — С. 158.
8. Фасхутдинов А.Г., Исламов Р.Р., Габбасов Р.Г., Каримов Р.М., Колесник И.Ю. Программный модуль для технико-экономической оценки эффективности разработки и обустройства газовых, газоконденсатных месторождений на этапе «предпроект» // Нефтегазовое дело. [Petroleum Engineering], 2023. Т. 21, № 1. С. 51–60. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-1-51-60>.
9. Шарифуллина М.А., Хафизов Р.Р. Разработка программного модуля для технико-экономической оценки запасов нефтяных месторождений ПАО «Татнефть», 2017 — С. 9–10.

References

1. Calculation of capital expenditures (investments) in field development [abstract] — URL: https://studopedia.ru/21_91608_raschet-kapitalnih-zatrat-vlozheniy-v-razrabotku-mestorozhdeniya.html
2. Sidilev S. Free Cash Flow (Free Cash Flow). What it is and how to calculate it [topic] — URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/svobodnyi-denezhnyi-potok-free-cash-flow-cto-eto-takoe-i-kak-ego-schitat>
3. Volkov A.K., Zhenova N.A. Probabilistic method in calculations of parameters of efficiency of investment projects of investment projects // Management and Business Administration, 2015. — P. 176
4. Scherbakov V.A. Investment analysis of enterprise activity. Chapter 5 // Deterministic factor analysis of investments, 2013, pp. 25–35.
5. Theoretical basis of factor analysis — URL: <https://studfile.net/preview/10101774/page:2/>
6. Glagolev M.V. Sensitivity analysis of the model. 2012. — P. 32.
7. Polak L.S., Goldenberg M.Y., Levitsky A.A. Computational methods in chemical kinetics. Moscow: Nauka, 1984. — P. 158.
8. Faskhutdinov A.G., Islamov R.R., Gabbasov R.G., Karimov M.R., Kolesnik I.Yu. Programmyy modul' dlya tekhnikoekonomicheskoy ocenki effektivnosti razrabotki i obustrojstva gazovyh, gazokondensatnyh mestorozhdenij na etape «predproekt» [Software module for feasibility study of effectiveness of development and surface arrangement of gas and gas condensate fields at pre-feed stage] // Neftgazovoe delo. [Petroleum Engineering], 2023, vol. 21, no. 1, pp. 51–60. (In Russ). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-1-51-60>
9. Sharifullina M.A., Khafizov R.R. Development of a program module for technical and economic evaluation of reserves of oil fields of PJSC Tatneft, 2017. — P. 9–10

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

К.А. Печко — разработал концепцию статьи, активно участвовал в подготовке текста статьи и в тестировании программной части, оказывал экспертную поддержку.

Konstantin A. Pechko — developed the concept of the article, actively participated in the preparation of the text of the article and in the testing of the program part, provided expert support.

В.А. Гаврилов — подготовил текст статьи, реализовал программную часть работ, выполнил обработку данных и тестирование моделей.

А.А. Афанасьев — оказал экспертную поддержку в области интегрированного моделирования и экономики, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

М.В. Симонов — руководил работой, контролировал качество и сроки выполняемых работ.

Vitaly A. Gavrilo — prepared the text of the article, implemented the program part of the work, performed data processing and model testing.

Aleksandr A. Afanasev — provided expert support in the field of integrated modeling and economics, finally approved the published version of the article.

Maksim V. Simonov — supervised the work, controlled the quality and timing of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Константин Анатольевич Печко* — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.

e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Scopus: 57331243400

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9663-8660>

Виталий Алексеевич Гаврилов — практикант, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Андриянович Афанасьев — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»
Scopus: 57200084291

Konstantin A. Pechko* — Chief specialist, Gazprom
neft company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint
Petersburg, Russia.

e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Scopus: 57331243400

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9663-8660>

Vitaly Alexeyevich Gavrilo — Intern, Gazprom
neft company group

Aleksandr A. Afanasev — Chief specialist,
Gazprom neft company group

Maksim V. Simonov — Head of the center, Gazprom
neft company group
Scopus: 57200084291

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЗАПАСОВ

И.В. Смолякова*, А.А. Косов, С.С. Дроздов, Г.С. Гарифуллина

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. Комплексный анализ качества запасов для дальнейшего стратегического планирования.

Материалы и методы. К данным, числящимся на государственном балансе, применены характеристики трудноизвлекаемых и традиционных запасов, определено соотношение различных по качеству запасов.

Результаты. Установлен вклад каждого компонента трудноизвлекаемых запасов в годовую добычу предприятия, рассчитан прогноз изменения качества запасов до 2050 года по методу экспоненциального сглаживания.

Заключение. Трудноизвлекаемые запасы уже превысили половину от общей суммы запасов и постепенно замещают традиционные запасы. Ухудшение качества запасов является драйвером развития новых технологий добычи и разведки УВ.

Ключевые слова: запасы, качество, добыча, ТриЗ

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Смолякова И.В., Косов А.А., Дроздов С.С., Гарифуллина Г.С. Анализ качества запасов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):108–115. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-108-115>

Статья поступила в редакцию 05.12.2023

Принята к публикации 19.02.2024

Опубликована 28.06.2024

QUALITY ANALYSIS OF RESERVES

Inna V. Smolyakova*, Alexey A. Kosov, Sergey S. Drozdov, Galina S. Garifullina

Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. A comprehensive stock quality analysis is the basis for today's production and its potential.

Materials and methods. The characteristics of tight oil reserves and traditional reserves have been applied to the data listed on the State Balance Sheet, the ratio of different quality reserves has been determined.

Results. The contribution of each component of tight oil reserves to the enterprise's annual production was determined. The prediction of changes in the quality of reserves up to 2050 has been calculated using the exponential smoothing method.

Conclusion. Tight oil reserves have already exceeded half of total reserves and are gradually replacing traditional reserves Resource degradation is driving the development of new hydrocarbon technologies

Keywords: reserves, quality, extraction, tight oil reserves

Conflict of interest: the authors claim no conflict of interest

For citation: Smolyakova I.V., Kosov A.A., Drozdov S.S., Garifullina G.S. Quality analysis of reserves. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):108–115. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-108-115>

Manuscript received 05.12.2023

Accepted 19.02.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Существующая проблема снижения качества запасов становится всё более актуальной, значительную часть новых запасов сразу относят к трудноизвлекаемым или нерентабельным. Снижение качества запасов нефти происходит постепенно и имеет две основные причины. Во-первых, большинство новых месторождений и залежей имеют сложную геологическую структуру и находятся в низкопроницаемых коллекторах.

Во-вторых, основные разрабатываемые месторождения достигли поздних стадий разработки и их остаточные запасы трудно-извлекаемы. Например, в Государственном докладе о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году было отмечено, что тенденция роста добычи нефти из нетрадиционных источников за последние пять лет приняла устойчивый характер. Ежегодный ввод в эксплуатацию новых месторождений

из традиционных источников составляет не более 15–20 %. Это говорит о высокой разведанности основных нефтегазоносных бассейнов и качественном ухудшении состояния традиционных запасов в мире. В добыче нефти все большее значение приобретают сланцевые (сланцеподобные) толщи, благодаря их интенсивному освоению в США, а также подсолевые толщи, активную эксплуатацию которых ведет Бразилия. В настоящее время доля нетрадиционной нефти в мировой добыче составляет порядка 10 %, тогда как в 2012 году не превышала 2 % [3].

В статье для научного журнала «Недропользование XXI век» [4] Ф.З. Хафизов указывал, что «...разубоживание запасов как за счет ухудшения их качества в новых залежах по мере повышения изученности нефтегазоносных территорий, так и за счёт выборочной отработки лучших запасов «старых» залежей можно считать установленным фактом. В дальнейшем эта тенденция, безусловно, будет продолжаться, что со всей остротой ставит вопрос о необходимости разработки методов освоения запасов с худшими геолого-экономическими показателями».

На расширенном совещании по вопросам стимулирования освоения ТРИЗ углеводородов России в 2022 году глава Минприроды А.А. Козлов указывал, что «Эпоха легких запасов углеводородов давно закончилась, пришло время освоения трудных залежей, которые могут стать второй жизнью для регионов с развитой инфраструктурой». Актуальность вопроса оценки качества запасов для дальнейшего стратегического планирования очевидна.

Авторами статьи представлен вариант анализа качества ресурсной базы, позволяющий оценить существующий потенциал запасов и увидеть необходимость корректировки стратегии развития необходимых технологий добычи и изучения свойств недр.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Качество запасов на сегодняшний день в полной мере характеризует налоговый кодекс Российской Федерации (НК РФ) [2]. Так, в НК РФ учтены географические, стратиграфические, фильтрационно-емкостные и другие свойства трудноизвлекаемых запасов. Официального термина, характеризующего ТРИЗ в нормативно методической документации, нет, но, опираясь на НК РФ, можно условно разделить запасы Компании

на традиционные и трудноизвлекаемые (далее ТРИЗ).

Также к этой группе отнесены запасы палеозойских отложений Омской, Томской, Тюменской областей, включая Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа. На данный момент в рамках Федерального проекта «ТРИЗ» совместно с рядом министерств: Министерством природных ресурсов, Министерством экономического развития и Министерством финансов (МПР, МЭ и МФ) группой компаний «Газпром нефть» проведена работа по включению палеозойских отложений Западно-Сибирской

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ДОЛЯ НЕТРАДИЦИОННОЙ НЕФТИ В МИРОВОЙ ДОБЫЧЕ СОСТАВЛЯЕТ ПОРЯДКА 10 %, ПРИ ЭТОМ ЗАПАСЫ ПО СУММЕ ВСЕХ КАТЕГОРИЙ НА 56 % СОСТОЯТ ИЗ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ.

нефтегазоносной провинции (НГП) в Постановление Правительства Российской Федерации №2062 от 02.11.2023 г. «О внесении изменений в постановление Правительства РФ от 19.09.2020 г. №1499», согласно которому теперь они относятся к видам трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых.

Актуальная на сегодняшний день структура запасов ТРИЗ представлена на **рис. 1**.

Отмеченные ранее темпы снижения прироста традиционных запасов в российской и мировой экономике также наблюдаются на активах рассматриваемого предприятия. С 2016 года по сумме всех категорий на фоне снижения количества традиционных запасов неуклонно растут запасы ТРИЗ и уже с 2018–2019 годов заметно их превышают (**рис. 2**). Важно отметить тот факт, что после введения в действие новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [1] в период с 2016 года по настоящий момент существенным образом изменилась структура запасов УВ, числящихся в государственном балансе полезных ископаемых РФ. Так, в соответствии с требованиями Классификации промышленная разработка осуществляется из текущих извлекаемых запасов категории «А», при этом вклад в текущую добычу категорий «В1» и «С1» весьма незначителен, а из категорий «В2» и «С2» добыча регламентом не предусмотрена. На рассматриваемом предприятии в рамках Классификации до 88 % годовой добычи нефти осуществляется из категории «А».

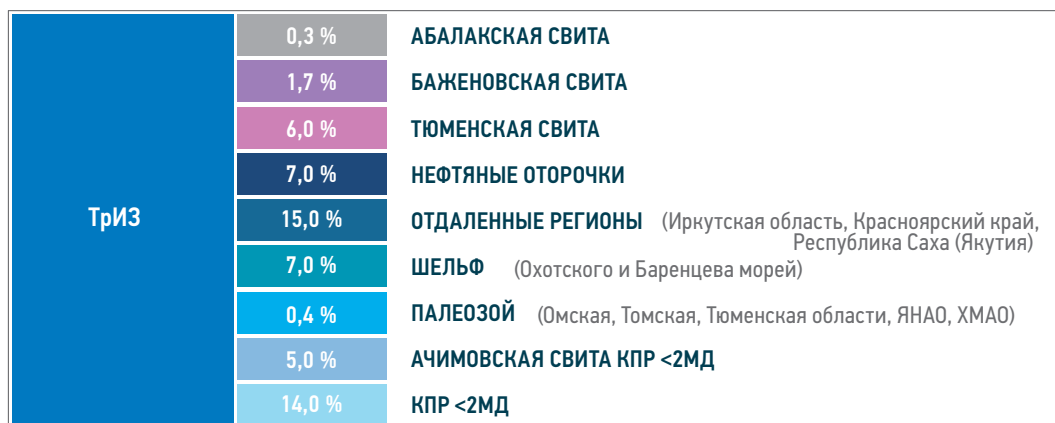


Рис. 1. Структура трудноизвлекаемых запасов нефти. Составлено авторами
Fig. 1. Structure of tight oil reserves. Prepared by the authors



Рис. 2. Сравнение количества традиционных и трудноизвлекаемых запасов нефти в период с 2016 по 2023 год по сумме категорий «АВ1С1/В2С2». Составлено авторами
Fig. 2. Comparison of the number of traditional and tight oil reserves, in the period from 2016 to 2023 by the sum of the categories «АВ1С1/В2С2». Prepared by the authors

Исходя из вышесказанного, логично проанализировать количество ТриЗ в так называемых активных запасах нефти — категории «А», которые обеспечивают рентабельную добычу. На **рис. 3** видно, что по категории «А» ситуация с запасами выглядит более оптимистично, количество ТриЗ для этой категории запасов растет с той же интенсивностью, что и их традиционная часть, но в отличие от суммарных запасов, в разбуренной части месторождений, традиционные запасы значительно превосходят долю ТриЗ. Проанализировав динамику добычи предприятия за последние семь лет, становится очевидным тот факт, что большую ее часть по-прежнему получают из традиционных запасов. Однако с 2020 года доля ТриЗ в извлекаемой продукции заметно возросла (**рис. 4**).

На **рис. 5** показаны данные с типизацией ТриЗ и вкладом каждого из типов

в общегодовую добычу рассматриваемого предприятия за 2022 год. По представленным значениям видно, что на сегодняшний день существующие технологии и методы эксплуатации месторождений позволяют наиболее эффективно вовлекать в разработку отложения с проницаемостью в нефтенасыщенной части менее 2мД, именно из этого типа ТриЗ получена большая часть годовой добычи (40 %). Важно отметить, что большая часть этой добычи (76 %) получена на Цветочном месторождении. Одной из наиболее ожидаемых характеристик при анализе запасов остается обеспеченность добычи запасами нефти. В статье Соколова А.В. и Шубиной А.В. (2022) предлагается оценивать обеспеченность не по умолчанию, как понималось ранее, до принятия «Классификации» [1], как сумма всех категорий, а отдельно — только для категории «А», потому как, по мнению



Рис. 3. Сравнение количества традиционных и трудноизвлекаемых запасов нефти, в период с 2016 по 2023 год по категории «А». Составлено авторами
Fig. 3. Comparison of the number of traditional and tight oil reserves, in the period from 2016 to 2023 by category «A». Prepared by the authors

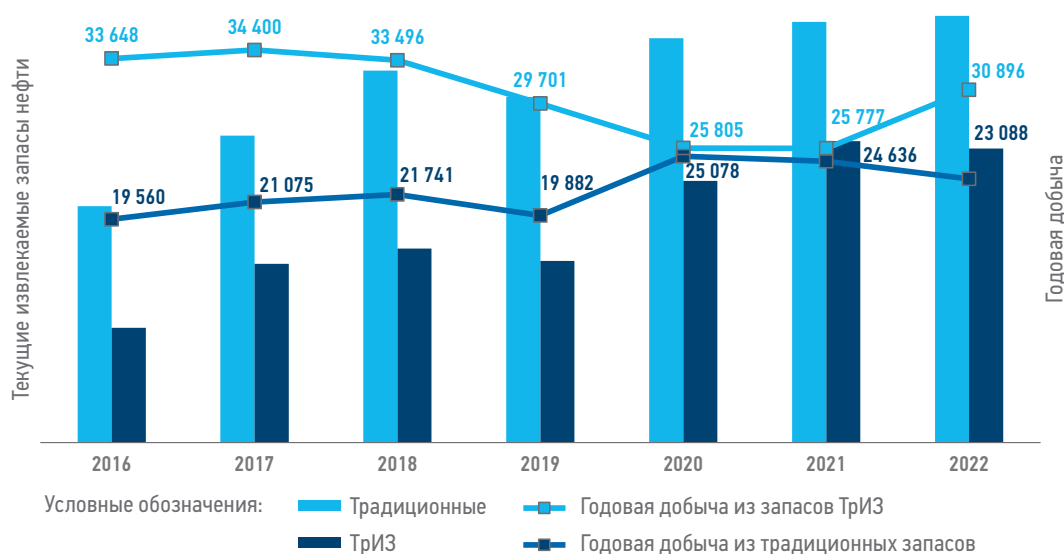


Рис. 4. Динамика движения традиционных и трудноизвлекаемых запасов нефти категории «А» и годовой добычи. Составлено авторами
Fig. 4. Dynamics of movement of traditional and hard-to-extract reserves of category «A» and annual production. Prepared by the authors

авторов, обеспеченность запасами, получаемая с учетом суммирования текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) «А+В1+С1», приводит к завышенным ожиданиям и заблуждениям относительно качества текущих извлекаемых запасов нефти [5].

Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти категории «А» с делением их по качеству приведена на **рис. 6**. И для традиционных запасов, и для трудноизвлекаемых обеспеченность при условии сохранения годовой добычи на текущем уровне равна 22–24 годам. Отметим,

что значение обеспеченности в определенной степени является условным показателем и рост обеспеченности может произойти не только за счёт роста запасов, а также из-за снижения добычи на поздней стадии разработки, что не будет свидетельствовать об улучшении ситуации с ресурсной базой.

Также для активно разрабатываемых запасов одним из признаков их качества является обводненность. Обводненность по категории «А» была посчитана как средневзвешенная на годовую добычу. Значение обводненности

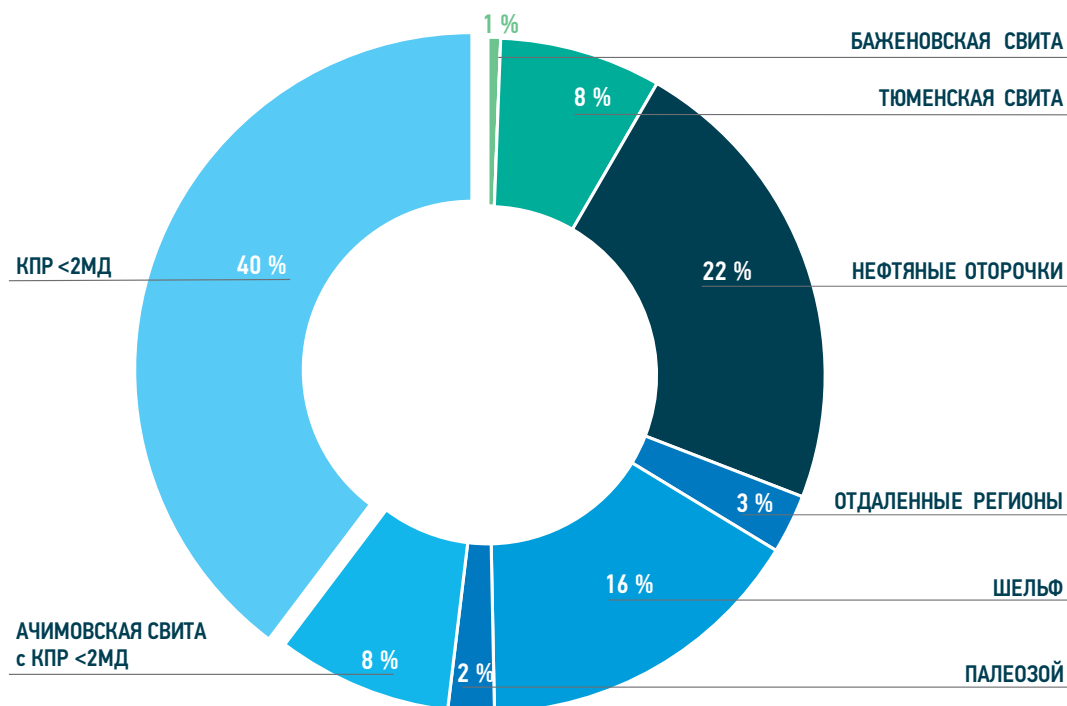


Рис. 5. Распределение добычи нефти за 2022 год по типам трудноизвлекаемых запасов. Составлено авторами
Fig. 5. Distribution of oil production for 2022 by type of tight reserves. Prepared by the authors

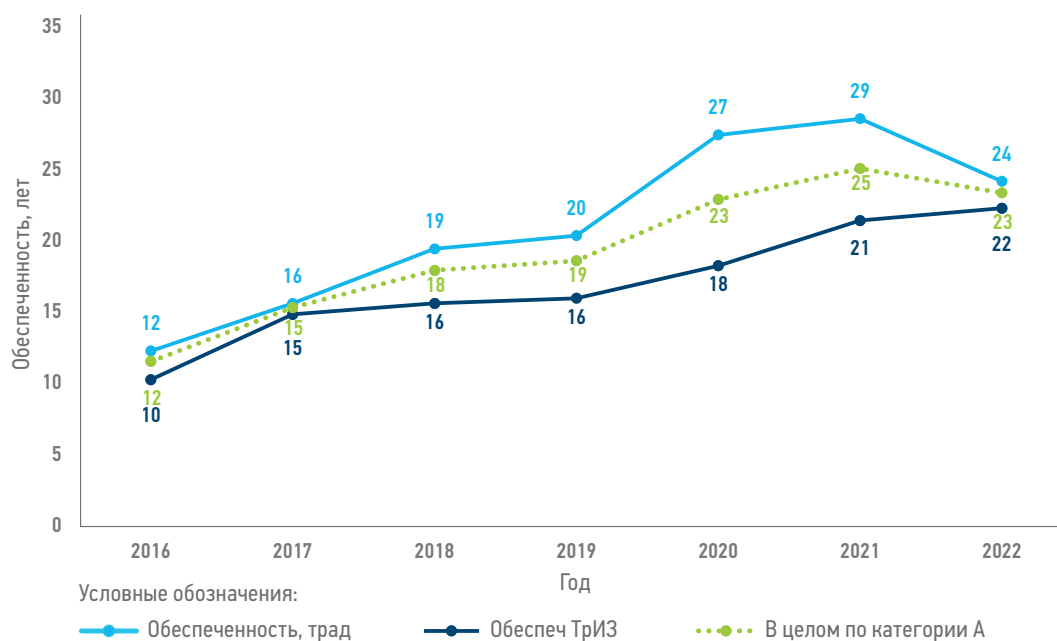


Рис. 6. Динамика изменения обеспеченности годовой добычи нефти запасами категории «А». Составлено авторами
Fig. 6. Dynamics of change of provision of annual oil production with reserves of category «A». Prepared by the authors

по традиционным запасам категории «А» на сегодняшний день достигло 54,3 %, по ТРИЗ — 46,6 %.

Выработанность начальных разбуренных запасов нефти (доля накопленной добычи от начальных извлекаемых запасов) является одним из важнейших параметров, характеризующих структуру ресурсной базы любой нефтегазовой компании. На начало текущего года выработанность для традиционных

запасов категории «А» равна 70 %, доля ТРИЗ не превышает 36 %.

Возможный потенциал будущей добычи на неразбуренных участках определяют запасы категорий В1, В2, С1, С2, но их вовлечение в активную разработку зависит от ряда факторов, включая сложность геологического строения, глубину залегания, удаленность от инфраструктуры, налогообложение, политические риски и т.д.

На рис. 7 приведено ранжирование неразбуренных запасов по качеству с динамикой за период с 2016 по 2023 год. С 2016 года доля ТРИЗ по сумме категорий превысила по количеству традиционные запасы и на сегодняшний день большую их часть составляют трудноизвлекаемые (64 %).

Таким образом, общеизвестное утверждение о снижении качества запасов УВ характерно в том числе и для месторождений данного предприятия. И если на сегодняшний день большая часть нефти добывается из традиционных запасов, то в ближайшем будущем, учитывая степень их выработанности и обводнённости, эти активы потребуют полноценного восполнения. В свою очередь,

резервные запасы категорий «В1/С1» и «В2/С2», более чем наполовину состоят из трудноизвлекаемых.

На заседании комитета Совета Федерации по экономической политике в ноябре 2023 года вице-премьер Александр Новак, курирующий ТЭК, сообщил, что «доля трудноизвлекаемых запасов в добыче нефти в России может вырасти до 70 % к 2050 году». Используя прогнозирование по методу экспоненциального сглаживания по историческим данным, было рассчитано соотношение традиционных и трудноизвлекаемых запасов для предприятия до 2050 года. Учитывая темп роста ТРИЗ и изменение общего количества запасов по сумме всех категорий

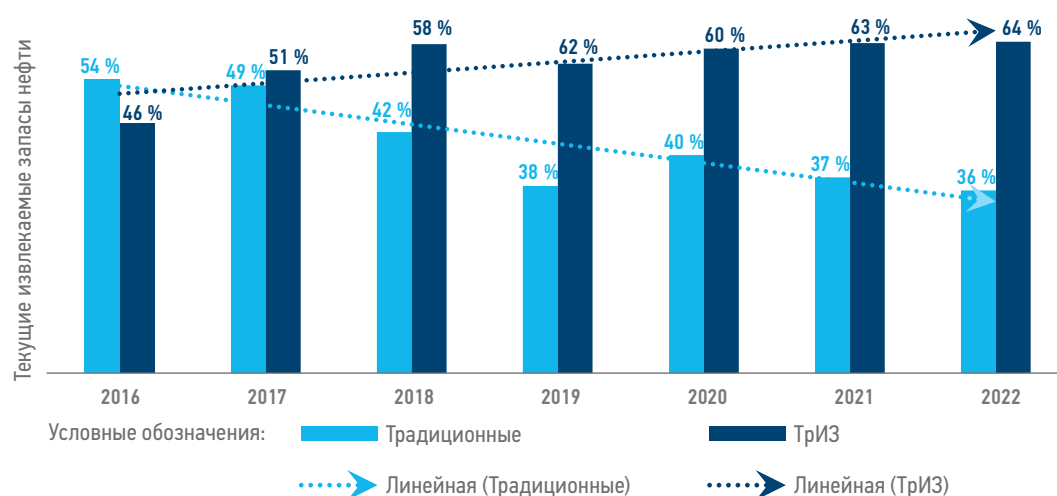


Рис. 7. Динамика изменения качества запасов нефти категорий «В1С1/В2С2» Составлено авторами
 Fig. 7. Dynamics of oil reserves quality change of «B1C1/ B2C2» categories. Prepared by the authors

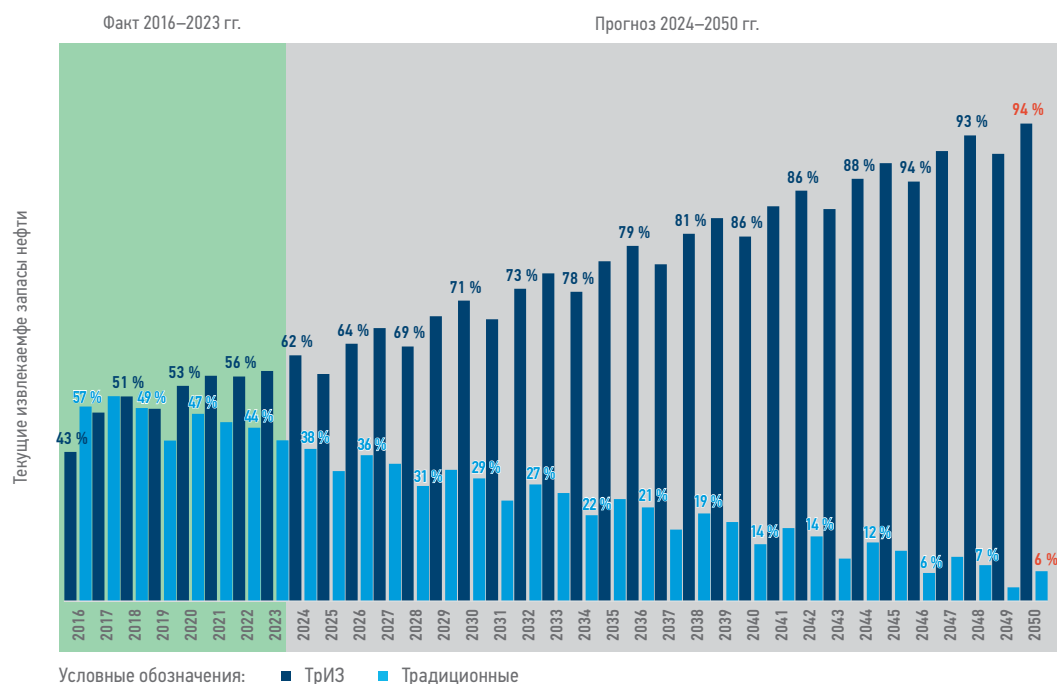


Рис. 8. Прогноз изменения качества запасов нефти. Составлено авторами
 Fig. 8. Forecast of oil quality. Prepared by the authors

от года к году за период 2016–2022 годов, получен прогноз, согласно которому в 2050 году ресурсная база предприятия более чем на 90 % будет состоять из трудноизвлекаемых запасов (рис. 8).

Следовательно, поиск эффективных технологий для масштабного введения трудноизвлекаемых запасов нефти в разработку является первоочередной задачей для удержания профиля добычи на уверенном уровне.

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА

1. На сегодняшний день запасы по сумме категорий «A+B1+C1+B2+C2» на 56 % состоят из трудноизвлекаемых.
2. В качестве ориентира для понимания количества запасов, непосредственно вовлеченных в добычу, в первую очередь следует оценивать запасы категории «A».
3. Запасы категории «A» на 59 % состоят из традиционных и большая часть добычи приходится на эту группу.
4. Обеспеченность традиционными запасами категории «A» составляет 24 года, обеспеченность трудноизвлекаемыми запасами по той же категории равна 22 годам.
5. Основной резерв компании для будущей добычи (B1/C1+B2/C2) на 64 % состоит из трудноизвлекаемых запасов.
6. Ухудшение качества запасов является драйвером развития новых технологий добычи и разведки УВ.

Список литературы

1. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов.
2. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ // Собрание законодательства РФ. — 23.07.2013 №213-ФЗ. Ст. 342.
3. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году» Москва, 2021. — С. 30–31.
4. Хафизов Ф.З. Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов. // Недропользование XXI век, июнь 2014 — С. 68–73.
5. Соколов А.В., Шубина А.В. Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти — о достоверности расчетов. // Георесурсы, 2022. — № 24(3). — С. 10–16. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2>

References

1. Order No. 477 of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated 01.11.2013. Classification of reserves and resources of oil and combustible gases.
2. The Tax Code of the Russian Federation (part two) dated 08/05/2000 No. 117-FZ // Collection of legislation of the Russian Federation. — 07/23/2013 No. 213-FZ. St. 342.
3. State report «On the state and use of mineral resources of the Russian Federation in 2020» Moscow, 2021. — pp. 30–31.
4. Hafizov F.Z. Problems of development of hard-to-recover reserves // *Subsoil use of the XXI century*, June 2014 — pp. 68–73.
5. Sokolov A.V., Shubina A.V. Reserves-to-production ratio — on the reliability of estimates. *Georesursy = Georesources*, 2022, 24(3), pp. 10–16. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.В. Смолякова — разработала общую концепцию статьи, подготовила текст статьи, подготовила рисунки к статье, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

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

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

Inna V. Smolyakova — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

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

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Инна Владимировна Смолякова* — руководитель направления Центра геологических решений, Группы компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5
E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Inna V. Smolyakova* — Geology discipline leader,
Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg,
Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Алексей Анатольевич Косов — руководитель направления, Группы компаний «Газпром нефть»

Alexey A. Kosov — Discipline leader Gazprom нефt company group

Сергей Станиславович Дроздов — руководитель направления операционной деятельности, Группы компаний «Газпром нефть»

Sergey S. Drozdov — Operational activities discipline leader Gazprom нефt company group

Галина Сагитовна Гарифуллина — руководитель направления операционной деятельности, Группы компаний «Газпром нефть»

Galina S. Garifullina — Operational activities discipline leader Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2024



УДК 622.24.063:543.427.4
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-116-129>

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ МОДУЛЯ ДЛЯ ПОТОКОВОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ШЛАМА МЕТОДОМ РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНОГО АНАЛИЗА

М.М. Хасанов¹, М.А. Черевко², А.Ю. Губарев³, С.В. Лахтионов^{1,*}, И.С. Чумаков², Д.М. Чукин⁴, Е.Н. Ишметьев⁴

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

²ООО «Нефтесервисные решения», РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Инженерно-Технологический Сервис», РФ, Ноябрьск

⁴Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, РФ, Магнитогорск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель работы заключается в представлении результатов реализации технологического проекта группы компаний «Газпром нефть» в сотрудничестве с МГТУ им. Г.И. Носова по созданию модуля потокового измерения химического состава бурового шлама методом РФА.

Материалы и методы. Отбор и изучение шлама во время бурения скважин является важной, неотъемлемой частью геолого-технологических исследований и сбора геологической информации для изучения литологической характеристики разреза и признаков нефтеносности в нем. При этом информация о химическом составе разбуриваемых пород может быть получена только после проведения специальной подготовки отобранных проб шлама и их лабораторного анализа, что исключает возможность ее оперативного применения во время строительства скважин. Поэтому разработка данного технологического решения является актуальной задачей, требующей оперативного решения.

Результаты. В статье приводится анализ возможности потокового определения качественного и количественного содержания элементов в выбуренном шламе методом РФА на спектрометре CON-X 02 с указанием предела обнаружения и относительной погрешности, а также анализ результатов определения элементного состава шлама на одной из скважин группы компаний «Газпром нефть» в интервале от 3673,2 до 4921,2 м с применением разработанного модуля анализа шлама методом РФА.

Заключение. Доказана работоспособность разработанного модуля потокового измерения химического состава бурового шлама методом РФА в промышленных эксплуатационных условиях и потенциальная эффективность его применения.

Ключевые слова: рентгенофлуоресцентный анализ, буровой раствор, шлам, потоковые измерения, непрерывные измерения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: авторы благодарят Злобина Максима Сергеевича, руководителя программы, и Хомицкого Александра Николаевича, руководителя направления по инновационному развитию группы компаний «Газпром нефть», за помощь при проведении опытно-промышленных работ.

Для цитирования: Хасанов М.М., Черевко М.А., Губарев А.Ю., Лахтионов С.В., Чумаков И.С., Чукин Д.М., Ишметьев Е.Н. Результаты опытно-промышленных работ модуля для потокового определения элементного состава шлама методом рентгенофлуоресцентного анализа. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):116–129. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-116-129>

Статья поступила в редакцию 23.10.2023

Принята к публикации 11.12.2023

Опубликована 28.06.2024

RESULTS OF EXPERIMENTAL AND INDUSTRIAL WORK OF THE MODULE
FOR STREAM DETERMINATION OF THE CHEMICAL COMPOSITION OF CUTTINGS
BY X-RAY FLUORESCENCE ANALYSIS

**Mars M. Khasanov¹, Mikhail A. Cherevko², Alexey Y. Gubarev³, Sergey V. Lakhtionov^{1,*},
Ivan S. Chumakov², Dmitry M. Chukin⁴, Evgeny N. Ishmetiev⁴**

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Oilfield service solutions LLC, RF, Saint Petersburg

³Engineering and Technological Service LLC, RF, Saint Petersburg

⁴Magnitogorsk State Technical University, RF, Magnitogorsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

The aim: to present the results of the implementation of the technological project of Gazprom нефт company group in cooperation with Nosov Moscow State Technical University on the creation of a module for the flow measurement of the chemical composition of drilling mud by the XFA method.

Materials and methods. The selection and study of cuttings during drilling is an important, integral part of geological and technological research and the collection of geological information to study the lithological characteristics of the section and signs of oil content in it. At the same time, information on the chemical composition of the drilled rocks can be obtained only after special preparation of the selected samples of cuttings and their laboratory analysis, which excludes the possibility of its operational use during the construction of wells. Therefore, the development of this technological solution is an urgent task that requires an operational solution.

Results. The article provides an analysis of the possibility of stream determination of the qualitative and quantitative content of elements in the drilled sludge by the XRF method on the CON-X 02 spectrometer with indication of the detection limit and relative error. And analysis of the results of determination of the elemental composition of the cuttings at well Gazprom нефт company group of Companies in the range from 3673.2 m to 4921.2 m using the module of flow measurement of the chemical composition of drilling mud by the XFA method.

Conclusion. The efficiency of the developed module for the flow measurement of the chemical composition of drilling mud by the XFA method in industrial operating conditions and the potential effectiveness of its application have been proven.

Keywords: X-ray fluorescence analysis, drilling mud, drilling mud, flow measurements, continuous measurements

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

Acknowledgements: the authors thank Maxim Sergeevich Zlobin, the Head of the program, and Alexander Nikolaevich Khomitsky, the Head of the direction for Innovative Development of Gazprom нефт company group, for their assistance in carrying out pilot industrial works.

For citation: Khasanov M.M., Cherevko M.A., Gubarev A.Y., Lakhtionov S.V., Chumakov I.S., Chukin D.M., Ishmetyev E.N. Results of experimental and industrial work of the module for stream determination of the chemical composition of cuttings by x-ray fluorescence analysis. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):116–129. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-116-129>

Manuscript received 23.10.2023

Accepted 11.12.2023

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Отбор и изучение шлама во время бурения скважин является важной, неотъемлемой частью геолого-технологических исследований и сбора геологической информации для изучения литологической характеристики разреза и признаков нефтеносности в нем. При этом информация о химическом составе разбуhrиваемых пород может быть получена только после проведения специальной подготовки (промывки, сушки, измельчения) отобранных проб шлама и их лабораторного анализа, что исключает возможность ее оперативного применения во время строительства скважин.

В поисках решения этой проблемы группой компаний «Газпром нефть» в сотрудничестве с МГТУ им. Г.И. Носова были проведены исследования возможности применения метода рентгенофлуоресцентного анализа (РФА) в потоке для определения содержания отдельных химических элементов в буровом шламе [1].

На основании успешных результатов проведенных исследований запущен технологический проект по разработке модуля анализа

шлама, инновационного продукта потокового (непрерывного) измерения химического состава бурового шлама методом РФА. Проект реализован группой компаний «Газпром нефть» в сотрудничестве с МГТУ им. Г.И. Носова и направлен на расширение функционала станции геолого-технологических исследований (ГТИ). Реализация проекта заняла около 2,5 года в период с 2020 по 2023 год.

РАЗРАБОТАННЫЙ МОДУЛЬ ПОТОКОВОГО ИЗМЕРЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА БУРОВОГО ШЛАМА МЕТОДОМ РФА ПОКАЗАЛ СВОЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ В ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

МЕТОДЫ

В рамках реализации проекта для определения оптимальной конструкции модуля анализа шлама был проведен обзор литературных источников, патентный поиск и анализ рынка современных систем технологического контроля и учёта материалов в потоке. По результатам проведенной работы было выявлено следующее:

- одновременное определение всех химических элементов методом РФА невозможно ввиду близких энергий фотонов, излучаемых некоторыми элементами;
- наиболее приемлемым решением для конструирования модуля, работающего в условиях буровой, является использование энергодисперсионных SDD-детекторов с разрешением 160–190 эВ;
- пределы обнаружения и погрешности измерений возможно определить с помощью дополнительных исследований, а также стандартных образцов с диапазоном концентраций элементов в интересующих границах.

Учитывая изложенное, была проведена серия экспериментов по определению состава шлама методом РФА в потоке с использованием анализатора CON-X 02 на 15 образцах проб, отобранных в различных интервалах одной из скважин группы компаний «Газпром нефть».

Выбор анализатора CON-X 02 для проведения исследований обусловлен тем, что данное оборудование имеет полупроводниковый кремниевый детектор с достаточным энергетическим разрешением (160 эВ), что обеспечивает возможность регулирования расстояния от детектора анализатора до образца и подходит для анализируемого материала (шлам).

Для количественной калибровки анализатора CON-X 02 был проведен полный химический анализ исследуемых проб шлама методом атомно-эмиссионной спектроскопии (АЭС), результаты которого приведены в **табл. 1**.

По данным химического анализа было установлено, что наличие элементов-маркеров: Nb, U, Th, Mo, Co, Cu, Rb, Cd, Ge, Hf, As, Cl, Se, Ag, Au в образцах шлама не обнаружено. Основные пороодообразующие элементы Al и Si обнаружены с изменением концентрации для Al от 7,13 мас. % до 14,03 мас. %, для Si от 48,12 мас. % до 68,01 мас. %.

Для имитации потока бурового шлама при проведении РФА на анализаторе CON-X 02 специалистами МГТУ им. Г.И. Носова была разработана модель конвейера со следующим принципом работы: через воронку анализируемый шлам загружался на поверхность, движущуюся по спирали, на которой он разравнивался до нужной высоты с помощью планки-разравнивателя, далее полученный равномерный слой шлама с определенной скоростью, регулируемой частотным преобразователем перемещался в зону проведения РФА анализатора CON-X 02, после чего сбрасывался в сборочный контейнер.

С анализатора CON-X 02 были сняты спектры при напряжении рентгеновской трубки 30 кВ, силе тока 150 мкА и расстоянии между образцом и детектором, равным 55 мм. Набор спектра осуществляли в течение 360 с, так как сравнительный анализ спектров, набранных при различном времени, показал, что при времени набора менее 180 с теоретическая погрешность измерения элементов резко увеличивается, поэтому оптимальное время набора одного спектра было определено от 180 до 600 с. Для уменьшения влияния неоднородности поверхности пробы для каждого образца было снято по три спектра с последующим усреднением.

Анализ полученных спектров образцов показал, что для обнаружения легких элементов с порядковым номером меньше 18 по периодической таблице (в данном случае это Al, Si, S, P и Cl) мешало наличие воздушной прослойки между детектором анализатора и образцом, вследствие чего происходило сильное поглощение фотонов от легких элементов воздухом. Для уменьшения данного негативного эффекта, были сняты спектры при минимально возможном расстоянии между образцом и детектором на данном анализаторе — 15 мм.

Полученные спектры были обработаны с помощью программного комплекса MSPA_B для определения интенсивности характеристических линий элементов, а также линий когерентного и некогерентного рассеяния рентгеновской трубки. Основываясь на методе стандарта фона, были построены графики зависимости отношения интенсивности аналитической линии к линии некогерентного рассеяния характеристической линии анода рентгеновской трубки в зависимости от концентрации элемента в образце, которые позволили количественно определять содержание элементов.

По данным АЭС анализа проб шламов была проведена калибровка спектрометра по элементам: Al, Si, K, Ca, Mn, Fe, Ti, Zn, Sr, по остальным элементам калибровку осуществить не представлялось возможным из-за малого изменения концентраций и малого процентного содержания элемента в образце.

По результатам проведенных работ было определено следующее:

- одновременная идентификация легких и тяжелых элементов методом РФА в потоке затруднительна вследствие наложения K-линий спектров легких элементов и L-, M-линий спектров тяжелых элементов;
- оптимальное время набора одного спектра составляет от 180 с, при этом для определения элементов с низким процентным

Таблица 1. Сводная таблица содержания компонентов по образцам шлама в массовых процентах
Table 1. Summary table of the content of components according to samples of cuttings in mass percentages

Наименование элемента	Наименование компонента	Интервал отбора образца, м														
		150-160	390-400	650-660	770-780	890-900	900-910	920-930	990-1000	1120-1130	1350-1360	1440-1450	2150-2200	2350-2400	2650-2700	2950-3000
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Al	Al ₂ O ₃	12,39	10,46	12,5	13,09	13,61	13,81	14,03	7,46	7,96	13,71	12,32	6,44	5,45	11,12	7,13
Ba	BaO	1,28	1,96	1,91	1,41	1,45	1,52	1,5	1,99	1,71	1,61	1,24	0,09	0,07	0,07	0,07
Ca	CaO	1,97	2,84	1,46	1,32	1,7	1,58	2,94	1,98	1,77	2,16	1,85	2,69	1,94	1,28	5,09
Co	CoO	0	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cr	Cr ₂ O ₃	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0	0,01	0
Cu	CuO	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fe	Fe ₂ O ₃	5,56	4,15	4,59	4,99	4,83	5,45	5,58	3,34	3,63	5,92	6,41	3,92	2,63	3,21	2,82
K	K ₂ O	1,89	1,74	1,73	1,89	1,72	5,19	5,1	3,22	3,45	5,27	1,82	4,25	4,19	5,01	4,71
Li	Li ₂ O	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0	0	0,01	0
Mg	MgO	1,22	0,99	1,41	1,41	1,51	1,6	1,66	0,97	1,01	1,54	1,35	0,6	0,4	0,65	0,48
Mn	MnO ₂	0,08	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,02	0,03	0,07	0,1	0,09	0,06	0,07	0,07
Mo	MoS ₂	0	0,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nb	Nb ₂ O ₅	0	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ni	NiO	0	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Si	SiO ₂	61,24	60,82	64,47	61,78	58,69	57,8	56,11	65,02	66,18	53,92	48,12	62,36	68,01	57,64	54,75
Sr	SrO	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,02	0,02	0,02	0,02	0,07
Ti	TiO ₂	0,66	0,61	0,71	0,76	0,69	0,78	0,81	0,39	0,42	0,73	0,63	0,31	0,24	0,59	0,34
V	V ₂ O ₅	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Zn	ZnO	0,3	0,26	0,17	0,15	0,33	0,01	0,04	0,02	0,44	0,14	0,02	0,04	0,01	0,03	0,02
Zr	ZrO ₂	0,01	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01
Re	Re ₂ S ₇	0,04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C	CO ₂	10,55	10,26	4,58	4,43	5,2	5,24	4,95	4,8	4,8	7,99	10,3	9,09	6,74	8,43	10,96
S	сульфид	0,95	2	1,08	0,98	0,96	1,01	1,04	0,91	0,94	0,83	1,55	0,05	0,03	0,07	0,03
Общее содержание, %		98,25	96,28	94,8	92,38	90,85	94,17	93,95	90,2	92,44	94,01	85,8	89,99	89,81	88,23	86,59

содержанием время набора спектра можно увеличить до 600 с;

- качественное определение средних и тяжелых элементов (в данном случае элементов-маркеров U, Th, Ge, Hf) методом РФА в потоке при низких напряжениях рентгеновской трубки не представляется возможным из-за недостаточной энергии рентгеновских квантов для возбуждения атомов и при использовании трубки, способной работать при высоких напряжениях (>40 кВ);
- определение количественного содержания S возможно при высоком содержании (более 30% м.д.) в образце и при использовании рентгеновской трубки с родиевым анодом;

- легкие элементы (с атомным номером <18, такие как Al, Si, S, Cl) можно определить более точно при малом расстоянии между образцом и детектором (15 мм) и работе рентгеновской трубки при низких напряжениях или с использованием фильтров;
- при использовании полупроводникового кремниевого детектора в рентгенофлуоресцентном анализаторе CON-X 02 возможно количественное определение Ca, K, Zn, Ti, Fe, Mn, Sr в потоке, при этом однозначное получение калибровочной зависимости для количественного определения элементов на всем диапазоне глубин возможно только для железа. Для остальных элементов однозначно можно было

установить только полуколичественную зависимость. Также необходимо определение однозначных маркеров для изменения коэффициентов калибровочных функций;

- подтверждена возможность определения качественного и количественного содержания элементов в выбуренном шламе (реальные образцы) методом РФА в потоке на спектрометре CON-X 02 с указанием предела обнаружения и относительной погрешности (табл. 2), на основе данного анализа разработаны требования к конструкции модуля анализа шлама и предполагаемый перечень определяемых химических элементов.

РЕЗУЛЬТАТЫ

С учетом результатов выполненных исследований разработана конструкция модуля анализа шлама, наиболее полно отвечающая всем предъявляемым требованиям, включая требования по взрыво-, пылевлагозащите и массогабаритным характеристикам.

В качестве источника первичного рентгеновского излучения в модуле анализа шлама выбрана металлокерамическая рентгеновская трубка с анодом из родия, оснащенная кожухом, обеспечивающим полную защиту от рентгеновского излучения и держателем, изготовленным из чистой меди, поддерживающим водяное, воздушное и кондуктивное охлаждение. В качестве приемника вторичного излучения пробы шлама в модуле установлен полупроводниковый кремниевый детектор, имеющий чип площадью 65 мм², коллимированный до 50 мм² активной области при помощи многослойного коллиматора, с толщиной активной области 450 мкм, обладающий очень низкой емкостью ASIC, имеющий встроенный элемент охлаждения Пельтье и бериллиевую мембрану толщиной 12,5 мкм. Регистрация вторичного излучения в модуле анализа шлама и первичная обработка данных выполняется цифровым импульсным процессором, оснащенным встроенным драйвером высокого напряжения и регулятором температуры для элемента Пельтье. Формирование пучка ионизирующего излучения и определение его направления, а также точное

Таблица 2. Возможность определения качественного и количественного содержания элементов в шламе методом РФА в потоке на спектрометре CON-X 02

Table 2. The possibility of determining the qualitative and quantitative content of elements in the cuttings by the X-ray method on the CON-X 02 spectrometer

Элемент	Возможность определения	Примечание	Предел обнаружения, %	Погрешность относительная, %		
				теоретическая	фактическая	
					расстояние 55 мм	расстояние 15 мм
1	2	3	4	5	6	7
Al	+	При условии, что анализатор будет располагаться от образца на расстоянии не более 15 мм	5	10/1	-	23,4
Ca	+	-	0,1	10/1	40	38,5
Fe	+	-	0,01	5/0,8	14	13,8
K	+/-	При отсутствии в пробе Cd, In	0,1	10/1	6	5
Mg	-	-	-	-	-	-
Mn	+	-	0,01	5/0,8	37	35,7
Si	+/-	При содержании Si в образце более 30 % и при условии, что анализатор будет располагаться от образца на расстоянии не более 15 мм	10	40	16	14,9
S	+/-	При условии, что анализатор будет располагаться от образца на расстоянии не более 15 мм, использовании рентгеновской трубки с родиевым анодом	0,1	30	Нет данных, требуются доп. исследования	
Ti	+	-	0,1	20/5	16	15,6
Na	-	-	-	-	-	-
Cr	+	-	0,01	0,8	Нет данных, требуются доп. исследования	
Nb	+	-	0,05	1	Нет данных, требуются доп. исследования	

Продолжение таблицы 2

Элемент	Возможность определения	Примечание	Предел обнаружения, %	Погрешность относительная, %		
				теоретическая	фактическая	
					расстояние 55 мм	расстояние 15 мм
1	2	3	4	5	6	7
Ni	+	-	0,01	1	Нет данных, требуются доп. исследования	
Sr	+	-	0,05	0,8	47	60
U	+	При использовании РТ с родиевым анодом	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	
V	+/-	Затруднительно при одновременном присутствии Се (наложение V-Ka и Ce-La)	0,1	5	Нет данных, требуются доп. исследования	
Zn	+	-	0,005	0,8	Нет данных, требуются доп. исследования	
Zr	+	-	0,005	0,8	Нет данных, требуются доп. исследования	
Mo	+	При использовании РТ с родиевым анодом	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	
Th	+	При использовании РТ с родиевым анодом	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	
Ce	+/-	Затруднительно при одновременном присутствии V (наложение V-Ka и Ce-La)	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	
Pr	+	-	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	
Lu	+	-	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	
Yb	+/-	Затруднительно при наличии Ni (наложение Ni-Ka и Yb-La)	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	
Ba	+/-	Затруднительно при наличии Ti и Fe (наложение Ti-Ka, отсвета Fe и Ba-La)	0,005	0,8	Нет данных, требуются доп. исследования	
Co	+/-	При малых концентрациях затруднительно (наложение Fe-Kβ и Co-La)	0,01	10	Нет данных, требуются доп. исследования	
Cu	+	Необходимо использовать алюминиевый или свинцовый коллиматор	0,005	0,8	Нет данных, требуются доп. исследования	
Rb	+		0,005	0,8	Нет данных, требуются доп. исследования	
Cd	+/-	Затруднительно при одновременном присутствии K (наложение K-Ka и Cd-La)	0,005	0,8	Нет данных, требуются доп. исследования	
Ge	+		0,005	0,8	Нет данных, требуются доп. исследования	
Hf	+	При использовании РТ с родиевым анодом	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	
As	+	При отсутствии в пробе Pb	0,005	0,8	Нет данных, требуются доп. исследования	
Cl	+	При использовании РТ с молибденовым анодом	1	10	Нет данных, требуются доп. исследования	
Se	+	-	0,05	1	Нет данных, требуются доп. исследования	
Ag	+	-	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	
Au	+	-	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	Нет данных, требуются доп. исследования	

расположение рентгеновской трубки в сборе с кожухом охлаждения и полупроводникового детектора относительно друг друга обеспечивается коллиматором, разработанным специалистами МГТУ им. Г.И. Носова. Управление, сбор, обработка, передача данных, питание рентгеновской трубки и цифрового приемника происходит посредством платы управления модуля, имеющей искробезопасную цепь, спроектированной специалистами МГТУ им. Г.И. Носова. Полная обработка данных, формирование архива и передача данных на внешний ресурс обеспечивается программным обеспечением (ПО), разработанным также сотрудниками МГТУ им. Г.И. Носова. Все составляющие компоненты модуля анализа шлама размещены во взрывозащищенном корпусе, обеспечивающем выполнение требований Технического регламента ТР ТС012/2011 в части взрывозащиты оборудования, используемого в зоне взрывоопасности 1, и «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

По завершении изготовления опытно-промышленного образца модуль был откалиброван по стандартным образцам и протестирован на работоспособность и надежность в лабораторных условиях. На **рис. 1** показана компоновка элементов модуля при демонтированной крышке взрывозащищенного корпуса модуля анализа шлама, где цифрами обозначены:

1. Рентгеновская трубка высокого напряжения.
2. Коллиматорный узел.
3. Полупроводниковый детектор.
4. Блок питания и управления модулем.

Общий вид модуля анализа шлама представлен на **рис. 2**.

На завершающем этапе проекта предусмотрено проведение опытно-промышленных работ (ОПР) с использованием опытно-промышленного образца модуля анализа шлама в реальных эксплуатационных условиях буровой установки.

Для реализации целей ОПР специалистами МГТУ им. Г.И. Носова и группой компаний «Газпром нефть» разработан поршневой пробоотборник с пневматическим приводом, встраиваемый в вертикальную секцию шнекового конвейера для транспортировки шлама. Пробоотборник обеспечивает автоматический отбор образца шлама, его перемещение в зону РФА анализатора для измерения и последующий сброс пробы. Важно отметить, что проба отбирается в виде шламовой пульпы, идущей с системы очистки бурового раствора без какой-либо предварительной подготовки.

Для исключения экранирования вторичного излучения пробы шлама вторичным излучением материала пробоотборника поршень и часть корпуса пробоотборника, попадающая в зону рентгеновского излучения, были изготовлены из фторопласта.

На **рис. 3** представлен общий вид пневматического поршневого пробоотборника. Оранжевым цветом обозначены элементы, выполненные из фторопласта.

На этапе проведения опытно-промышленных работ требуется убедиться в правильности принятых на этапе НИОКР инженерно-конструкторских и технических решений, устранить возможные недочёты и перевести оборудование из опытно-промышленного в серийное производство.

В качестве объекта для проведения ОПР по определению элементного состава



Рис. 1. Компоновка элементов модуля анализа шлама. Составлено авторами
Fig. 1. Layout of module elements. Figure prepared by the authors

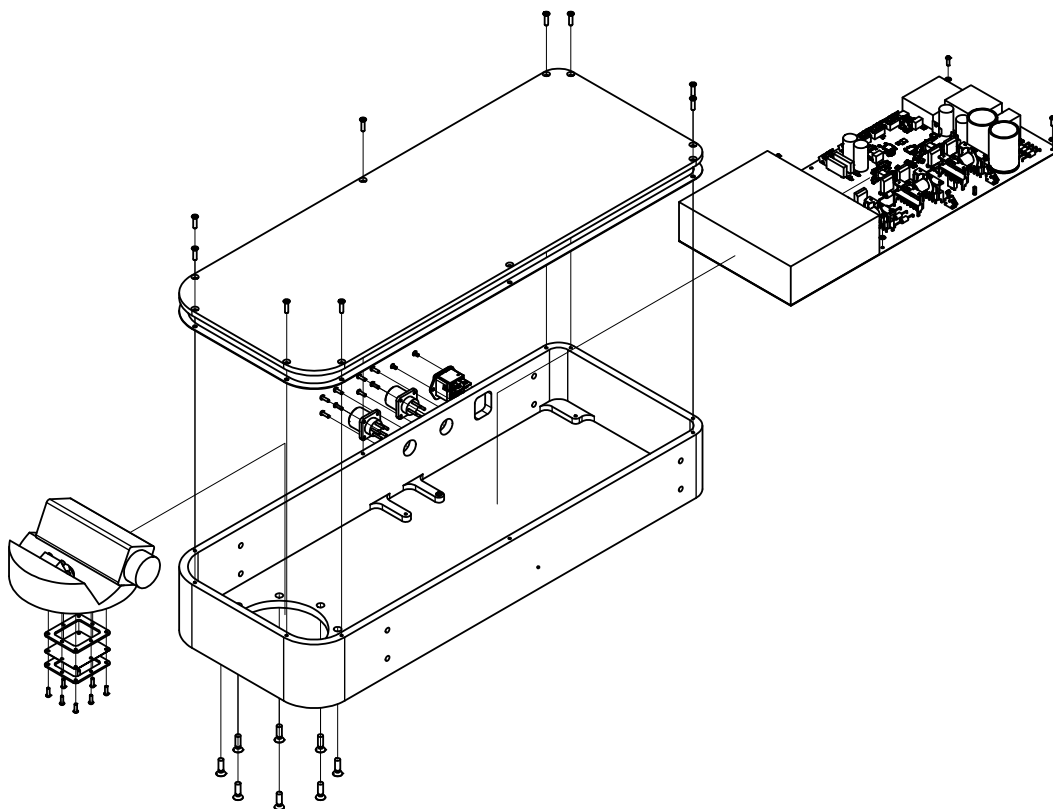


Рис. 2. Общий вид модуля анализа шлама (сборочный чертёж). Составлено авторами
Fig. 2. General view of the module (assembly drawing). Figure prepared by the authors

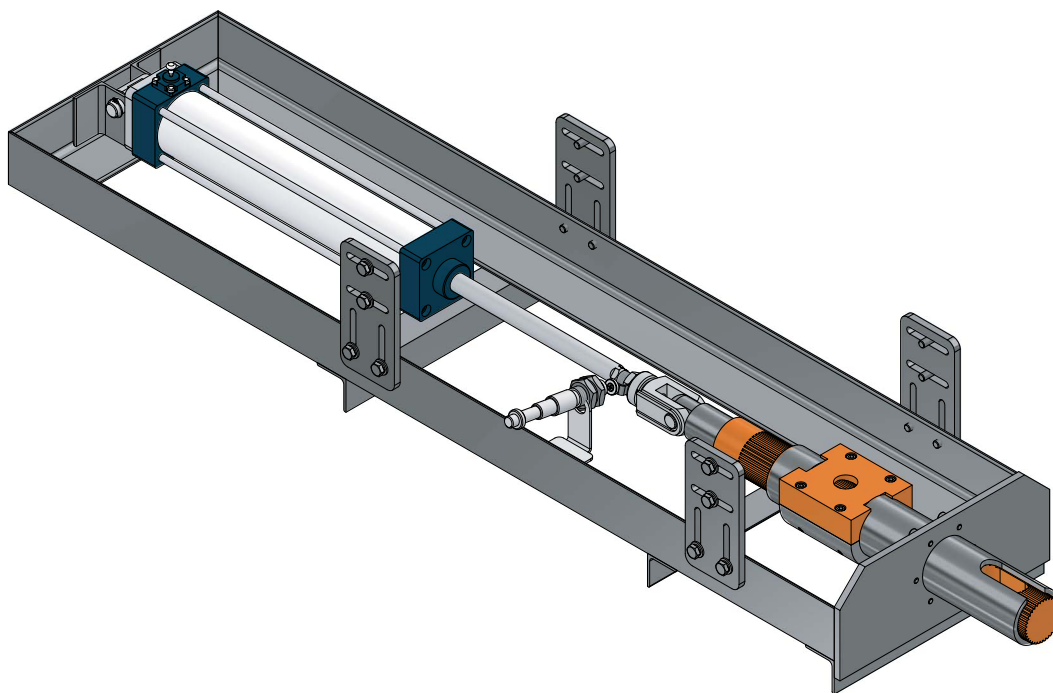


Рис. 3. Общий вид поршневого пробоотборника с пневматическим приводом (сборочный чертёж). Составлено авторами
Fig. 3. General view of the piston sampler with pneumatic drive (assembly drawing). Figure prepared by the authors

шлама потоковым методом была выбрана одна из скважин на месторождении группы компаний «Газпром нефть». Весь цикл ОПР (монтаж/демонтаж, пусконаладка, сопровождение и т.д.) проводился силами

и под авторским надзором специалистов МГТУ им. Г.И. Носова. После доставки оборудования на объект был произведён монтаж модуля анализа шлама в месте сопряжения секций

транспортировочных шнеков. Общий вид модуля в сборе с пробоотборником приведён на **рис. 4**.

Модуль с пробоотборником был закреплён под верхней секцией шнекового конвейера с возможностью движения по двутавровым балкам для безопасной установки/снятия и возможности осмотра пробоотборника без необходимости полного демонтажа оборудования. На **рис. 5** приведен опытно-промышленный образец модуля потокового измерения химического состава бурового шлама методом РФА, установленный на буровой.

Основная часть ОНР проведена при бурении горизонтального ствола (фишбон №2) в интервале от 3673,2 до 4921,2 м. В эксплуатационных промышленных условиях опытно-промышленный образец модуля анализа шлама отработал 330 часов в полностью автоматическом режиме без каких-либо отклонений. Данный факт подтверждает достаточную надёжность разработанного оборудования. Формирование базы данных измерений модуля анализа шлама с функцией визуализации, а также возможность получения данных в режиме реального времени для удалённого мониторинга обеспечивалась посредством передачи данных с модуля на станцию ГТИ (ПО GeoScape 2.0). Также осуществлялась привязка данных по времени и глубине и передача данных по стандартным каналам в «Систему Мониторинга Бурения» (СМБ 1.0). Передача данных с модуля на станцию ГТИ

производилась как по проводному, так беспроводному каналам связи.

По результатам работы модуля в период ОНР проведён анализ возможности определения химических элементов в шламе (**табл. 3**). Поточковый РФА проводился из расчета обнаружения значимых концентраций для 67 химических элементов (от Al до U).

Для определения сходимости данных, полученных модулем анализа шлама в автоматическом режиме, со стандартными методами определения элементного состава отобраны пробы шлама и выполнен их лабораторный РФА со стандартной пробоподготовкой. По результатам сравнения показаний модуля анализа шлама и лабораторного спектрометра выбраны четыре наиболее информативные пробы, для которых проведен количественный масс-спектрометрический анализ. После получения результатов количественного масс-спектрометрического анализа была проведена корреляция лабораторных данных и данных, полученных по итогам проведения ОНР. Были выявлены определенные закономерности, на основании которых можно сделать следующие выводы:

- потоковый РФА шлама в процессе бурения позволяет типизировать породы разреза на хемотипы на основе породообразующих элементов;
- химический состав пород указывает на поликомпонентность состава обломочных пород (высокое содержание полевых шпатов, обломков пород, пр.);

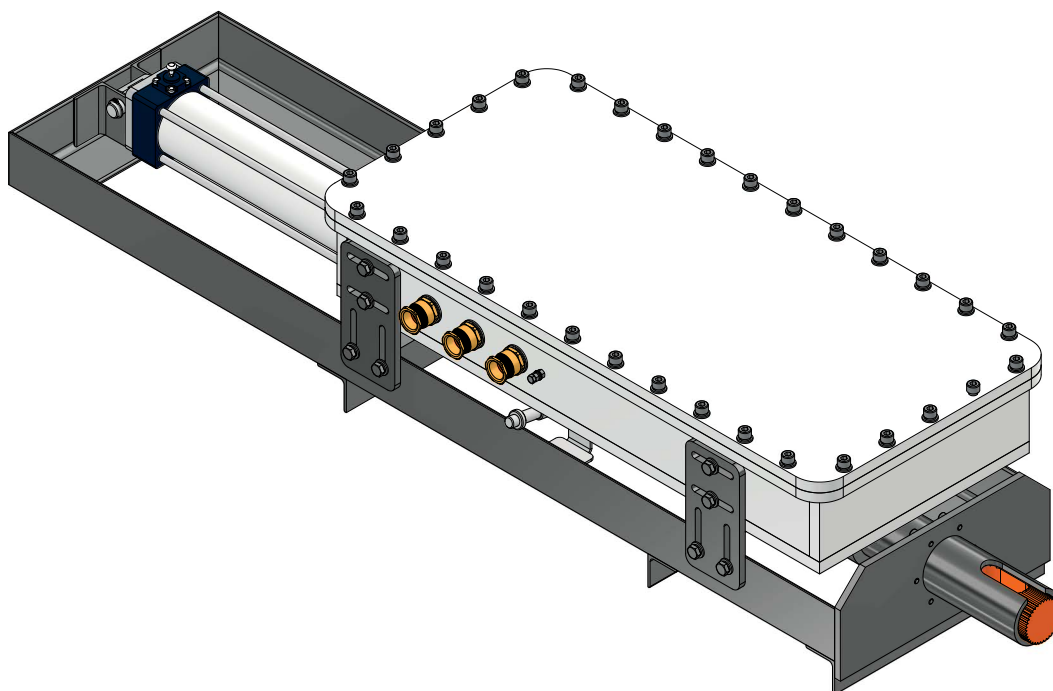


Рис. 4. Общий вид модуля «Анализ шлама» с поршневым пробоотборником. Составлено авторами
Fig. 4. General view of the module with a piston sampler. Figure prepared by the authors



Рис. 5. Опытно-промышленный образец модуля анализа шлама, смонтированный на буровой установке.
Составлено авторами

Fig. 5. A prototype of the module mounted on a drilling rig. Figure prepared by the authors

Таблица 3. Анализ возможности определения химических элементов модуля анализа шлама
Table 3. Analysis of the possibility of determining chemical elements by the module

Элемент	Определён (Да/Нет)	Максимальное значение (по модулю анализа шлама)	Комментарии
1	2	3	4
Породообразующие элементы			
Al	Да	17,67	Отмечена изменчивость значений в приемлемом диапазоне
Ca	Да	31,46	Отмечена изменчивость значений в приемлемом диапазоне (1–5 %, в карбонатах до 40 %)
Fe	Да	23,99	Отмечена изменчивость значений в приемлемом диапазоне (по оксидам 6–17 %, в карбонатах и пирите до 50 %)
K	Да	20,53	Отмечена изменчивость значений в приемлемом диапазоне (2–6 %, в ортоклазе К до 15 %)
Mg	Нет		Не определяется модулем в текущей реализации
Mn	Да	0,318	Отмечена изменчивость значений в приемлемом диапазоне (0,02–0,15 %, повышенные концентрации в марганцевых карбонатах и силикатах, до 15 %)
Si	Да	60,32	Отмечена изменчивость значений в приемлемом диапазоне (30–68 %)
S	Да	0,0013	Определяется в достаточном кол-ве измерений, вариативность оценить сложно. В осадочных породах встречается повсеместно (содержания 0,04–0,17 %, кларковое содержание 0,075 %, в пробах до было до 2 %, вероятно из пирита)
Ti	Да	2,23	Отмечена изменчивость значений в приемлемом диапазоне (по пробам 0,2–0,8 %, в оксиде до 1,6 %)
P	Да	0,0026	Определяется в достаточном кол-ве измерений, вариативность оценить сложно. В осадочных породах встречается повсеместно (содержания 0,02–0,2 %, наименьшие кол-ва в песчаниках, в пробах было до 2,5 % в оксиде, в общем до 15 %)
Основные элементы-маркеры			
Cr	Да	0,049	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне (по пробам 0,007–0,5 % в оксиде)

Продолжение таблицы 3

Элемент	Определён (Да/Нет)	Максимальное значение (по модулю анализа шлама)	Комментарии
1	2	3	4
Nb	Да	0,075	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне (в пробах присутствовал единично, в целом до 0,002 % в оксиде, корреляция обычно с содержанием Ti)
Ni	Да	0,026	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне (по пробам 0,01–0,05 %, во многих пробах отсутствовал)
Sr	Да	0,1	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне (по пробам 0,02–0,07 %, в целом до 0,28 %)
U	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен, в следах часто присутствует до 0,01 %
Th	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен, в следах часто присутствует
V	Да	0,022	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне (по пробам 0,001–0,27 % в оксиде, в целом до 0,4%)
Zn	Да	0,174	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне (по пробам 0,01–0,26 %, в целом до 0,5 %)
Zr	Да	0,084	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне (в пробах 0,007–0,04 % в оксиде, присутствует в следах, но везде)
Mo	Да	0,068	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не определялся, в следах довольно часто до 0,0004 %
Ba	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен, притом что в небольших кол-вах всегда присутствует (по пробам 0,1–2 % в оксиде, в целом до 8 %,)
Co	Да	0,026	Определяется в некотором кол-ве измерений, вариативность оценить сложно (в пробах присутствовал единично, в целом до 0,03 % в оксиде)
Cu	Да	0,054	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне (в пробах 0,01–0,09 % в оксиде, во многих пробах отсутствует)
Rb	Да	0,1	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не определялся (в целом до 0,06 %)
Cd	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен, в следах часто до 0,0001 %, корреляция с Zn
Ge	Да	0,08	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее нами не определялся, присутствует в следах в определенных породах
Hf	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен, в следах часто присутствует в очень низких концентрациях
As	Да	0,087	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не обнаруживался, часто в следах до 0,02 %
Cl	Да	0,0027	Определяется в достаточном кол-ве измерений, вариативность оценить сложно (в целом до 0,24 %)
Se	Да	0,09	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не определялся (в целом до 0,03 %)
Ag	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен, в целом часто в виде примесей до 0,0004 %
Au	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен, в целом часто в виде примесей до 0,01 %
Дополнительные элементы-маркеры			
Ga	Да	0,062	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не обнаруживался, часто в следах до 0,005 %
Y	Да	0,087	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не обнаруживался, часто в следах до 0,02 %
Ru	Да	0,043	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не обнаруживался, приурочен к определённым породам, в осадочных редко
Rh	Да	0,024	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не обнаруживался, приурочен к определённым породам, в осадочных редко
Br	Да	0,096	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не обнаруживался, примеси крайне редко из-за хорошей растворимости, в большем кол-ве может быть в воде, либо солях
Kr	Да	0,096	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, в природе в виде газа, образуется при распаде U–Th

Продолжение таблицы 3

Элемент	Определён (Да/Нет)	Максимальное значение (по модулю анализа шлама)	Комментарии
1	2	3	4
Tc	Да	0,056	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, в природе в крайне ограниченном кол-ве в урановых рудах
Ag	Да	0,027	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, в природе в виде растворенного газа в воде
Ce	Нет		Не определяется модулем в текущей реализации
Pr	Нет		Не определяется модулем в текущей реализации
Lu	Нет		Не определяется модулем в текущей реализации
Yb	Нет		Не определяется модулем в текущей реализации
Sc	Да	0,111	Определяется в достаточном кол-ве измерений, изменчивость значений в приемлемом диапазоне, ранее не обнаруживался, часто в следах до 0,01 %
Pd	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
In	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Sn	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Sb	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Te	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
I	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Xe	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Cs	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
La	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Ta	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
W	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен, хотя в следах часто присутствует
Re	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Os	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Ir	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Pt	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Hg	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Tl	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Pb	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен, хотя в следах часто присутствует (до 0,01 %)
Bi	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Po	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
At	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Rn	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Fr	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Ra	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Ac	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен
Pa	Нет		В исследуемых пробах не обнаружен

- прямых химических индикаторов ФЕС и насыщения не выявлено, что для разреза на этом месторождении вполне ожидаемо (сочетание первичных и вторичных процессов в формировании коллекторов);
- отсутствие данных по определению Na и Mg несколько ограничивает возможности выявления различных закономерностей для расчленения пород разреза.

ОБСУЖДЕНИЕ

По результатам проведенных ОПР:

- определено соответствие разработанного модуля потокового измерения химического состава непромытого бурового шлама методом РФА техническому заданию (модуль анализа шлама отработал в реальных условиях в требуемом режиме необходимое для проведения ОПР время);
- подтверждена возможность передачи данных с модуля анализа шлама в реальном времени в систему мониторинга бурения для удалённого мониторинга;
- на качественном уровне определены концентрации по 33 химическим элементам (с 13 по 45 порядковые номера в таблице Менделеева). При этом применение модуля анализа шлама позволило на качественном уровне определить изменение элементного состава шлама в процессе бурения и сформировать базу данных с высокой дискретностью.

Данные, полученные при использовании модуля анализа шлама в процессе бурения

скважины, представляют наибольшую ценность, для петрофизиков при подготовке оперативных петрофизических заключений.

Предполагается проведение последующих ОПР с применением модуля анализа шлама с целью расширения базы данных по геохимии для различных месторождений, а также уточнения математических моделей для более точной калибровки оборудования.

Со стороны группы компаний «Газпром нефть» подтверждена научная обоснованность технологии, примененной при ОПР. Начиная с 2024 года запланировано поэтапное внедрение модуля для потокового определения элементного состава шлама методом рентгенофлуоресцентного анализа на буровых установках, ведущих бурение поисково-разведочных и эксплуатационных скважин со значительной геологической нагрузкой.

Результаты разработки защищены патентом №27977486 «Устройство и способ автоматизированного измерения элементного состава буровых шламов».

Список литературы

1. Лахтионов С.В., Чумаков И.С., Филингов С.Г., Чукин Д.М., Ишметьев Е.Н. Использование потокового рентгенофлуоресцентного анализа для определения химического состава бурового шлама // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2021. — Т. 6 (4). — С. 147–153. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-147-153>

References

1. Lakhtionov S.V., Chumakov I.S., Filinkov S.G., Chukin D.M., Ishmetyev E.N., The use of streaming X-ray fluorescence analysis to determine the chemical composition of drilling mud. *PRONEFT. Professionally about oil*, 2021, vol. 6 (4), pp. 147–153. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-147-153> (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

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

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

Mars M. Khasanov — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

Alexey Y. Gubarev — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Sergei V. Lakhtionov — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

И.С. Чумаков — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи и рисунки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы. разработал общую концепцию исследования.

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

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

Ivan S. Chumakov — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dmitriy M. Chukin — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Yevgeniy N. Ishmetyev — developed the article general concept, prepared sections of the article and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Марс Магналиевич Хасанов — доктор физико-математических наук, директор по науке, группа компаний «Газпром нефть»

Михаил Александрович Черевко — кандидат технических наук, генеральный директор, ООО «Нефтесервисные решения»

Алексей Юрьевич Губарев — генеральный директор, ООО «Инженерно-Технологический Сервис»

Сергей Владимирович Лахтионов* — кандидат технических наук, руководитель проекта по разработке продукта, группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Иван Сергеевич Чумаков — руководитель направления по ГТИ и цифровым инструментам, ООО «Нефтесервисные решения»

Дмитрий Михайлович Чукин — кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

Евгений Николаевич Ишметьев — доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

Mars M. Khasanov — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Director of science, Gazprom нефt company group

Mikhail A. Cherevko — Cand. Sci. (Eng.), Generaldirector, Oilfield service solutions LLC

Alexey Y. Gubarev — General director,, Engineering tehnological service LLC

Sergey V. Lakhtionov* — Cand. Sci. (Eng.), Project manager for product Development, Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Ivan S. Chumakov — The head of the direction of the Mudlogging and Digital Tools, Oilfield service solutions LLC

Dmitry M. Chukin — Cand. Sci. (Eng.), Senior researcher, Nosov Magnitogorsk State Technical University

Evgeny N. Ishmetyev — Dr. Sci. (Eng.) Leading researcher, Nosov Magnitogorsk State Technical University

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2024



УДК 622.276.05:678.8
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-130-135>

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЗАМЕНЫ СТАЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ОБУСТРОЙСТВА НА ЭЛЕМЕНТЫ ОБУСТРОЙСТВА ИЗ ПКМ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

**А.С. Ровбо^{1,*}, С.Б. Ермаков¹, И.Д. Карпов¹, Е.Г. Койнов², Р.А. Панов²,
Н.О. Шапошников³**

¹Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, НТК «Новые технологии и материалы», РФ, Санкт-Петербург

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

³Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, Научно-образовательный центр «Газпромнефть-Политех», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В настоящей статье рассматривается актуальная тема внедрения полимер-композитных материалов (ПКМ) в нефтегазовую отрасль. В условиях совместной работы СПбПУ НТК «Новые технологии и материалы» с ВИНК решаются вопросы использования ПКМ для существующих задач в условиях холодного климата. На сегодняшний день основной вызов заключается в отсутствии стандартов и нормативно-технической документации, как в России, так и в мировой практике, а также в отсутствии комплексного реинжиниринга процессов.

Цель. Осветить проблематику отсутствия стандартов и НТД, а также комплексного реинжиниринга процессов.

Материалы и методы. В статье представлен обзор нормативно-технической документации. Для решения обозначенной проблемы предлагается реализовать ряд этапов, включая создание риск-ориентированных расчетов, типизацию основных конструкций из ПКМ, проведение реинжиниринга процессов и создание базы знаний о ПКМ. База данных включает в себя результаты испытаний типовых конструкций, а также информацию обо всех российских поставщиках и производителях ПКМ.

Результаты. Авторы считают, что массовое внедрение ПКМ в нефтегазовую отрасль позволит решить множество текущих проблем и будет способствовать повышению эффективности и безопасности процессов добычи и транспортировки нефтяного сырья.

Заключение. По результатам анализа в основных действующих нормативных документах не выявлены требования, препятствующие применению изделий из композитных материалов на нефтегазовых объектах, но в то же время отмечено, что текущие НТД описывают не все факторы, которые могут влиять на возможность эксплуатации данных изделий. Необходимо массовое внедрение ПКМ в нефтегазовую отрасль, что поспособствует повышению эффективности и безопасности процессов добычи и транспортировки нефтяного сырья.

Ключевые слова: полимер-композиционные материалы, нормативно-техническая документация, база знаний, риск-ориентированный расчет, типизация конструкций, реинжиниринг

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ровбо А.С., Ермаков С.Б., Карпов И.Д., Койнов Е.Г., Панов Р.А., Шапошников Н.О. Оценка возможности замены стальных элементов обустройства на элементы обустройства из ПКМ для производственных процессов на объектах нефтедобычи. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):130–135. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-130-135>

Статья поступила в редакцию 26.03.2024

Принята к публикации 30.04.2024

Опубликована 28.06.2024

ASSESSMENT OF THE FEASIBILITY OF REPLACING STEEL COMPONENTS IN THE
INFRASTRUCTURE WITH COMPONENTS MADE OF POLYMER COMPOSITE MATERIALS FOR
INDUSTRIAL PROCESSES AT OIL PRODUCTION FACILITIES

**Anna S. Rovbo^{1,*}, Sergei B. Ermakov¹, Ivan D. Karpov¹, Evgenii G. Koinov², Roman A. Panov²,
Nikita O. Shaposhnikov³**

¹Saint Petersburg Peter the Great Polytechnic University, Scientific and technological complex «New technologies and materials», RF, Saint Petersburg

²Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

³Saint Petersburg Peter the Great Polytechnic University, Gazpromneft-Politech Research and Education Center, RF, Saint Petersburg, Russia

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Introduction. The present article deals with the actual topic of polymer composite materials (PCM) implementation in the oil and gas industry. In the conditions of joint work of SPbPU STC "New Technologies and Materials" with VINK the issues of using PCM for existing tasks in cold climate conditions are solved. To date, the main challenge is the lack of standards and regulatory and technical documentation, both in Russia and in the world practice, as well as the lack of comprehensive process re-engineering.

Objective. To highlight the problem of the lack of standards and normative and technical documentation, as well as the lack of complex process reengineering.

Materials and methods. The article presents a review of normative and technical documentation. To solve the identified problem it is proposed to implement a number of steps, including the creation of risk-oriented calculations, typification of basic PCM structures, process re-engineering and creation of PCM knowledge base. The database includes test results of typical structures, as well as information about all Russian suppliers and manufacturers of PCM.

Results. The authors believe that mass introduction of PCM in the oil and gas industry will solve many current problems and will contribute to the efficiency and safety of oil production and transportation processes.

Conclusion. According to the results of the analysis in the main current normative documents there are no requirements preventing the application of products from composite materials at oil and gas objects, but, at the same time, it is noted that the current NTDs describe not all the factors that can affect the possibility of operation of these products. It is necessary to mass introduction of PCM in the oil and gas industry that will contribute to the increase of efficiency and safety of the processes of production and transportation of oil raw materials.

Keywords: polymer composite materials, standard technical documents, knowledge base, risk-oriented calculation, standardization of constructions, reengineering

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

For citation: Rovbo A.S., Ermakov S.B., Karpov I.D., Koinov E.G., Panov R.A., Shaposhnikov N.O. Assessment of the feasibility of replacing steel components in the infrastructure with components made of polymer composite materials for industrial processes at oil production facilities. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):130–135. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-130-135>

Manuscript received 26.03.2024

Accepted 30.04.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Основным преимуществом применения ПКМ для производства конструкций объектов инфраструктуры нефтегазовой отрасли является возможность получения требуемых физико-механических и функциональных свойств материалов в конструкции благодаря сочетанию технологий производства, свойств материала. Свойства ПКМ обеспечивают прочность и стойкость конструкции к воздействию факторов окружающей среды — суточных и сезонных перепадов температуры и влажности, воздействию ультрафиолета и других факторов [1]. Применение композитных материалов в различных сферах промышленности, таких как машиностроение, авиация и судостроение, открывает перед нами новые перспективы и расширяет область применения полимерных композиционных материалов при производстве различных изделий, оборудования и объектов инфраструктуры. Нефтегазовая отрасль предъявляет повышенные требования к материалам, так как оборудование работает в условиях высокого давления и температур. Дополнительно стоит упомянуть и про воздействие вибраций. Высокие нагрузки, часто в сочетании с наличием агрессивных и коррозионно-активных

компонентов (сероводород, водород и хлористые соли), разрушают оборудование. Применение композитных материалов поможет справиться с высокими стандартами отрасли для материалов, что особенно важно, учитывая увеличение доли удаленных месторождений в северной зоне России [2]. Применение композитных материалов требуется практически на всех этапах добычи углеводородного сырья [3]:

- Системы сбора нефти и газа.
- Системы поддержания давления в пласте.
- Системы транспортировки нефти и газа по магистралям, включая морские перевозки углеводородов, в том числе, сжиженного природного газа.
- Системы распределения сырья и продуктов до конечного потребителя.

АКТУАЛЬНОСТЬ И ПРОБЛЕМАТИКА

Развитие направления «композиционные материалы» ориентировано на уменьшение времени строительства, снижение операционных расходов, увеличение срока службы инфраструктуры. Компания ООО «Татнефть-Пресскомпозит» уже предпринимает первые шаги

по внедрению композиционных материалов в нефтегазовой отрасли [4]. Тем не менее в настоящее время композиты применяются недостаточно широко по трем основным причинам:

- Отсутствует нормативно-техническая документация и опыт проектирования нефтегазовых объектов из композитов.
- Отсутствует опыт строительно-монтажных работ композитных конструкций.
- Отсутствуют эффективные способы ремонта и утилизации композитных конструкций.

Кроме того, отсутствует централизованная база данных, способная подтвердить эффективные решения с применением полимерных композиционных материалов, кроме того, требуется разработка методологии для оценки применения полимерных композиционных материалов в нефтегазовой инфраструктуре, что включает в себя решение следующих задач:

- Проведение анализа существующей нормативно-технической документации в области полимерных композиционных материалов.
- Оценка работоспособности материалов в условиях нефтегазовой среды.
- Исследование технологий производства композиционных материалов и конструкций из них.
- Анализ оборудования, используемого при работе с композиционными материалами, а также критериев выбора технологии производства.
- Проведение лабораторных и полевых испытаний композитов в условиях эксплуатации.

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НТД НА ПРИМЕНЕНИЕ ПКМ В ИНФРАСТРУКТУРЕ

В рамках выполненной работы был проведён анализ отечественной и международной нормативно-технической документации на разные группы изделий из ПКМ, такие как трубы и фитинги, ёмкости, опоры, секции настилов и профили. Было отмечено, что практически во всей рассмотренной документации присутствуют обязательные разделы: технические требования, требования безопасности, правила приемки, условия транспортировки и хранения, требования маркировки, методы контроля в разной степени объёма. При этом в документации отсутствует единая структура, данные об одинаковых характеристиках могут находиться в разных разделах, некоторые необходимые

разделы могут отсутствовать или находиться в составе другого раздела, на схожие элементы могут быть указаны разные требования и характеристики. В рассмотренных НТД имеются ссылки на часто уже неактуальную документацию, отсутствуют методы контроля конкретно для ПКМ.

Нефтегазовые объекты работают в экстремальных условиях, поэтому в НТД на применимые в ней элементы важно учитывать большое количество факторов для достижения максимальной эффективности и безопасности. В существующей документации зачастую учитываются не все факторы, воздействующие на изделие в ходе эксплуатации, и из рассмотренных документов ни один не содержит все нужные требования. Следует учитывать воздействие природных факторов, агрессивных сред, а также факторы пожарной безопасности и электрические параметры, возможные случайные ударные нагрузки, воздействие на изделие ультрафиолета, сейсмические факторы [5]. Ни в одном документе нет требований к технологии изготовления изделий, что имеет большое влияние на их характеристики, также нет точных требований к составу изделий. Предприятия нефтегазодобывающей отрасли имеют большой объем веществ повышенной горючести и взрывоопасности, поэтому важно в нормативной документации указывать значения характеристик пожарной опасности материалов. В нормативной документации отсутствуют требования по совместимости элементов из ПКМ с другими элементами на нефтегазовых объектах (например, если они подвергаются тепловому воздействию, имеют повышенную пожарную опасность и т.д.). Исходя из недостаточности параметров, указанных в НТД, можно сделать вывод и о недостаточности методик контроля изделий из ПКМ. Существует множество методов испытаний ПКМ на определение механических характеристик [6], но зачастую точность методологии испытаний невысока, что может приводить к существенной разнице в методах проведения испытаний и получаемых результатах. НТД практически не оценивает долговременные характеристики изделий, при этом изделия из ПКМ подвержены старению, что со временем приводит к изменению их свойств. В документации отсутствуют методы оценки свойств в зависимости от срока эксплуатации и видов воздействий [7]. Стоит отметить в целом отсутствие методик для определения некоторых параметров для ПКМ, в документации имеются ссылки на методы для других элементов, которые могут не подходить для оценки свойств ПКМ.

ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ ПКМ

Основной путь решения проблемы НТД заключается в исправлении нормативной документации, что позволит обеспечить стандартизацию и унификацию в области безопасности, однако это сложный процесс, особенно для больших и многокомпонентных систем. Альтернативный путь представляет собой проведение ряда исследований по огнестойкости, доказывающие безопасность применения того или иного ПКМ.

Выбор ПКМ и решение проблемы, связанной с нормативно-технической документацией (НТД) по альтернативному пути, должен включать в себя такие подходы, как риск-ориентированные расчеты, типизация конструкций и реинжиниринг. Риск-ориентированные расчеты позволяют оценить степень риска и выбрать ПКМ исходя из уровня возможных опасностей и их последствий. Этот метод требует комплексных исследований, включая анализ рисков и вероятностей, и проведение лабораторных испытаний, которые позволят быстро и эффективно оценить безопасность выбранного материала по критерию огнестойкости. Типизация конструкций позволит сформировать общие требования к ПКМ для типовых конструкций, что поможет снизить сложность выбора материалов и значительно упростить процесс соблюдения НТД для стандартных случаев. Однако этот метод не всегда позволяет учитывать уникальные особенности конкретных проектов. Реинжиниринг как метод предполагает пересмотр и улучшение существующих конструкций с использованием ПКМ, что позволит привести к оптимизации конструкций с точки зрения безопасности и эффективности. Однако процесс реинжиниринга может быть трудоемким.

В зависимости от конкретных условий месторождения и решения проблемы с НТД можно применять разные подходы и комбинировать их для достижения поставленных целей.

РАЗРАБОТКА БАЗЫ ДАННЫХ

В рамках совместной работы СПбПУ НТК «Новые технологии и материалы» с ВИНК решаются вопросы использования ПКМ для существующих задач в условиях холодного климата. Для достижения поставленных задач разработана обширная база данных (БД), которая включает в себя формирование базовых требований к ПКМ применительно к нефтегазовой инфраструктуре, к механическим, физико-химическим и теплофизическим свойствам ПКМ, методам испытаний,

которые необходимы для принятия решения о применении определённого типа ПКМ, результатам испытаний ПКМ, типовым конструкциям из ПКМ, производителям ПКМ в России и в странах СНГ, отечественной нормативной документации на испытания ПКМ,

ДЕЙСТВУЮЩАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ В СФЕРЕ ИЗДЕЛИЙ ИЗ ПКМ НЕ СОДЕРЖИТ ВСЕХ ВАЖНЫХ ФАКТОРОВ И ТРЕБОВАНИЙ К ПРОВЕРКЕ ИЗДЕЛИЙ И ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.

требованиям по промышленной и пожарной безопасности и данные о свойствах ПКМ после лабораторных испытаний.

Основные методы испытаний включают в себя исследования при статическом (испытания на одноосное статическое растяжение) и динамическом (испытания на ударный изгиб) воздействиях. Все испытания на сегодняшний день проводятся в соответствии с требованиями следующих стандартов:

- ГОСТ 14359–69 «Пластмассы. Методы механических испытаний. Общие требования»;
- ГОСТ 4647–2015 «Пластмассы. Методы определения ударной вязкости по Шарпи»;
- ГОСТ 16782–92 «Пластмассы. Метод определения температуры хрупкости при ударе»;
- ГОСТ 11262–80 «Пластмассы. Метод испытания на растяжение»;
- ГОСТ 26277–84 «Пластмассы. Общие требования к изготовлению образцов способом механической обработки».

При этом следует оговориться, что представленные результаты распространяются только на образцы, подвергнутые испытаниям, а не на изделия из ПКМ, которые на данном этапе не исследовались. Поэтому для подтверждения способности материалов сохранять работоспособность в ходе длительной эксплуатации и выдерживать при этом внешние климатические воздействия требуется проведение дополнительных натурных исследований.

ВЫВОДЫ

Была проанализирована существующая научно-техническая документация в сфере изделий из ПКМ нефтегазового назначения. По результатам анализа в основных действующих нормативных документах не выявлены требования, препятствующие применению изделий из композитных

материалов на нефтегазовых объектах, но в то же время отмечено, что текущие НТД описывают не все факторы, которые могут влиять на возможность эксплуатации данных изделий. Была проанализирована международная НТД для изделий нефтегазовой отрасли различных организаций по стандартизации: ISO, CEN, API, ASTM. При определении критериев оценки

работоспособности принят вывод о создании базы данных для выбора композиционных материалов под определенные конструкции. Массовое внедрение ПКМ в нефтегазовую отрасль представляет собой решение множества текущих проблем и способствует повышению эффективности и безопасности процессов добычи и транспортировки нефтяного сырья.

Список литературы

1. Chin J.W., Aouadi K., Nguyen T. Effects of environmental exposure on fiber reinforced plastic materials used in construction. *J Compos Tech Res.* 1997. № 19. С. 205–213.
2. Габова М.А. Применение композиционных материалов при добыче нефти и газа. Вестник университета. 2012. № 10. С. 88–92.
3. Перспективы отечественных нефтекомпаний в области производства композитных материалов. Нефть и Жизнь, 2022. №2. 52 с.
4. Новый материал на необъятном рынке: Татнефть-Пресскомполит совершает прорыв в сфере кабеленесущих систем. Оборудование, услуги, материалы. Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/science/Oborudovanie-uslugi-materialy/331431-novyy-material-na-neobyatnom-rynke-tatneft-pesskompozit-sovershaet-proryv-v-sfere-kabelenesushchikh/>
5. Бородай С.П., Козлов С.Д., Летин А.Н., Розум Л.И., Шедько С.В. Пожарная опасность судовых корпусных конструкций из полимерных композиционных материалов и пути ее снижения. Труды Крыловского государственного научного центра. 2021. № 2(396). Р. 73–84. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/pozharnaya-opasnost-sudovyh-korpusnyh-konstruktsiy-iz-polimernyh-kompozitsionnyh-materialov-i-puti-ee-snizheniya> (дата обращения: 29.10.2023).
6. Hawileh R.A., Abu-Obeidah A., Abdalla J.A. Temperature effect on the mechanical properties of carbon, glass and carbon-glass FRP laminates. *Constr Build Mater.* 2015. № 75. Р. 342–348.
7. Plota A., Masek A. Lifetime Prediction Methods for Degradable Polymeric Materials—A Short Review. *Materials.* 2020. № 13. Р. 4507.

References

1. Chin J.W., Aouadi K., Nguyen T. Effects of environmental exposure on fiber reinforced plastic materials used in construction. *J Compos Tech Res.* 1997. № 19. Р. 205–213.
2. Gabova M.A. Application of composition materials in oil and gas production, *University Bulletin.* 2012. № 10. Р. 88–92.
3. Prospects of domestic oil companies in the field of composite materials production. *Oil and Life*, 2022, No. 2. 52 p.
4. New material on the immense market: Tatneft-Presscomposite makes a breakthrough in the sphere of cable carrier systems — *Equipment, services, materials* — Neftegaz.RU. — URL: <https://neftegaz.ru/science/Oborudovanie-uslugi-materialy/331431-novyy-material-na-neobyatnom-rynke-tatneft-pesskompozit-sovershaet-proryv-v-sfere-kabelenesushchikh/> (access date: 31.10.2023).
5. Borodai S., Kozlov S., Letin A., Rozum L., Shedko S. Fire risk of hull structures made of polymeric composites and ways to mitigate it. *Transactions of the Krylov State Research Centre.* 2021. Р. 2(396). Р. 73–84 (in Russian). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/pozharnaya-opasnost-sudovyh-korpusnyh-konstruktsiy-iz-polimernyh-kompozitsionnyh-materialov-i-puti-ee-snizheniya> (date of reference: 29.10.2023).
6. Hawileh R.A., Abu-Obeidah A., Abdalla J.A. Temperature effect on the mechanical properties of carbon, glass and carbon-glass FRP laminates. *Constr Build Mater.* 2015. № 75. Р. 342–348.
7. Plota A., Masek A. Lifetime Prediction Methods for Degradable Polymeric Materials—A Short Review. *Materials.* 2020, 13, 4507.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.С. Ровбо — исследование, методология, формальный анализ; написание, рецензирование и редактирование текста, визуализация.

С.Б. Ермаков — концептуализация, администрирование проекта.

И.Д. Карпов — администрирование проекта, исследование, методология, формальный анализ; написание, рецензирование и редактирование текста, визуализация.

Е.Г. Койнов — администрирование проекта.

Р.А. Панов — администрирование проекта.

Н.О. Шапошников — администрирование проекта.

Anna S. Rovbo — research, methodology, formal analysis; writing, reviewing and editing the text; visualisation.

Sergei B. Ermakov — conceptualisation, project administration.

Ivan D. Karpov — project administration, research, methodology, formal analysis; writing, reviewing and editing the text; visualisation.

Evgenii G. Koynov — project administration.

Roman A. Panov — project administration.

Nikita O. Shaposhnikov — project administration.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анна Сергеевна Ровбо* — инженер, Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, НТК «Новые технологии и материалы»
195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29.
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8312-7351>
E-mail: rovboanna@yandex.ru

Сергей Борисович Ермаков — директор Научно-образовательного центра «Северсталь-Политех», Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, НТК «Новые технологии и материалы»

Иван Дмитриевич Карпов — инженер, Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, НТК «Новые технологии и материалы»
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7474-8463>

Евгений Геннадьевич Койнов — руководитель направления Центр компетенций по капитальному строительству Блок экспертизы и функционального развития, Группа компаний «Газпром нефть»

Роман Алексеевич Панов — директор программ технологического развития функции Инжиниринг, Группа компаний «Газпром нефть»

Никита Олегович Шапошников — кандидат технических наук, директор Научно-образовательного центра «Газпромнефть-Политех», Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, НТК «Новые технологии и материалы».

Anna S. Rovbo* — Engineer, Saint Petersburg Peter the Great Polytechnic University, Scientific and technological complex «New technologies and materials»
29, Polytechnicheskaya str., Saint Petersburg, 195251.
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8312-7351>
E-mail: rovboanna@yandex.ru

Sergey B. Ermakov — Director of the Scientific and Educational Center “Severstal-Polytech”, Saint Petersburg Peter the Great Polytechnic University, Scientific and technological complex «New technologies and materials»

Ivan D. Karpov — Engineer, Saint Petersburg Peter the Great Polytechnic University, Scientific and technological complex «New technologies and materials»
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7474-8463>

Evgeny G. Koynov — Head of the direction of the Competence Center for Capital Construction, Block of Expertise and Functional Development, Gazprom нефt company group

Roman A. Panov — Director of the technological development programs function Engineering, Gazprom нефt company group

Nikita O. Shaposhnikov — Cand. Sci. (Eng.), Director of the Scientific and Educational Center “Gazpromneft-Polytech”, Saint Petersburg Peter the Great Polytechnic University, Scientific and technological complex «New technologies and materials».

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



РОЭК

ЛЮДИ. ТЕХНОЛОГИИ. ЗНАНИЯ

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

1. Трудноизвлекаемые запасы
2. Методы увеличения нефтеотдачи
3. Строительство скважин – бурение и заканчивание
4. Техника и технологии добычи. Промысловый сбор и подготовка продукции
5. Испытание скважин и исследование пластов и пластовых флюидов
6. Разработка нефтяных месторождений
7. Цифровые технологии для нефтегазовой отрасли
8. Геологическое, гидродинамическое, интегрированное и геомеханическое моделирование
9. Геомеханика
10. Концептуальное проектирование и реинжиниринг
11. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений
12. Исследование керна и керна материала
13. Геология и геофизика месторождения
14. Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды
15. Промысловая геофизика
16. Интенсификация добычи и ГРП для месторождений УВ

15-17 ОКТЯБРЯ 2024 г. | Москва, Россия

www.geomodel.ru



Геомодель



8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

ТЮМЕНЬ 2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития
нефтегазовой отрасли

23–27 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ

ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕЙЧАС!

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Стихия северных морей проверяет первопроходцев на прочность, но мы успешно справляемся! Новейшие техника и технологии помогают мне проводить танкер сквозь льды арктических морей круглый год.



Реклама



СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU