

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

Научно-технический журнал
Издается Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.
Периодичность издания — 6 раз в год

3 (165) Май — июнь 2024	3 (165) May — June 2024
----------------------------	----------------------------

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № 77-14120
Выдано 9 декабря 2002 года Министерством РФ по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Издание включено в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов,
выпускаемых в Российской Федерации, в которых публикуются основные научные
результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук

Учредители журнала

Министерство науки и высшего
образования Российской
Федерации
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) им. И. М. Губкина
Тюменский индустриальный
университет
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет
Ухтинский государственный
технический университет
Алметьевский государственный
технологический университет
«Высшая школа нефти»

Редакция

625027, г. Тюмень, Киевская, 52,
офис 306, телефон: 8(3452)283076

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education
of the Russian Federation
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
(National Research University)
Industrial University of Tyumen
Ufa State Petroleum Technological
University
Ukhta State Technical University
Almetyevsk state technological
university «Petroleum high school»

Editorial office

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.,
office 306, phone: 8(3452)283076

e-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru, <http://tumnig.tyuiu.ru>

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ — это научно-технический рецензируемый журнал. В журнале публикуются результаты научных исследований в области геологии, поиска и разведки; бурения скважин и разработки месторождений; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта; строительства и обустройства промыслов; химии и технологии переработки нефти и газа; прочности, материаловедения, надежности машин и оборудования промыслов; информационных технологий. Освещаются проблемы экологии нефтегазовых регионов, пожарной и промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли, размещается информация о внедрении в производство научных разработок.

Наше издание рассчитано на профессорско-преподавательский состав, аспирантов, студентов вузов, сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов, научных центров, инженерно-технический персонал нефтегазодобывающих компаний и предприятий сервиса.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствуют отраслям науки и группам специальностей научных работников Номенклатуры научных специальностей, по которым присуждаются ученые степени:

- **1.6.6.** Гидрогеология (технические науки)
- **1.6.6.** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (технические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (геолого-минералогические науки)
- **1.6.11.** Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **1.6.11.** Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **2.8.2.** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **2.8.4.** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **2.8.5.** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

OIL AND GAS STUDIES — a scientific and technical peer-reviewed journal. The journal publishes the results of scientific research in the field of geology, prospecting and exploration; well drilling and field development; design, construction and operation of pipeline transport systems; construction and equipping of oilfields; chemistry and technology of oil and gas processing; strength, material science, reliability of machines and equipment of crafts; information technologies. The problems of the ecology of oil and gas regions, fire and industrial safety in the oil and gas industry are covered. Information on the introduction of scientific developments into the industry is described.

Our publication is intended for university professors, graduate and postgraduate students, employees of research and design institutes, scientific centres, engineering and technical personnel of oil and gas production companies and service enterprises.

"Oil and Gas Studies" is included in the list of peer-reviewed scientific journals published by the Higher Attestation Commission in which the main scientific results of dissertations for the degree of candidate and doctor of science should be published. Scientific specialties of dissertations and their respective branches of science are as follows:

- **1.6.6.** Hydrogeology (technical sciences)
- **1.6.6.** Hydrogeology (geological and mineralogical sciences)
- **1.6.9.** Geophysics (technical sciences)
- **1.6.9.** Geophysics (geological and mineralogical sciences)
- **1.6.11.** Geology, Prospecting, Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **1.6.11.** Geology, Prospecting, Exploration and Exploitation (geological and mineralogical sciences)
- **2.8.2.** Drilling and Well Development Technology (technical sciences)
- **2.8.4.** Development and Operation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **2.8.5.** Construction and Operation of Oil and Gas Pipelines, Distribution Depots and Storages (technical sciences)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

Пяльченков Дмитрий Владимирович, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — заместитель главного редактора, ответственный секретарь

Агзамов Аваз Хамидиллаевич, д. т. н., член Академии наук «Түрон», иностранный член Российской академии естественных наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова, г. Ташкент (Республика Узбекистан)

Агинец Руслан Викторович, д. т. н., профессор, ректор, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Амро Мохаммед Муса, PhD, профессор, Технический университет Фрайбергская горная академия, г. Фрайберг (Германия)

Агаманов Байраммурад Яйлымович, д. т. н., ректор, Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашхабад (Туркменистан)

Бешенцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Долгих Юрий Николаевич, д. г.-м. н., ученый секретарь, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень

Долгушин Владимир Вениаминович, д. т. н., профессор кафедры станков и инструментов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Дьяконов Александр Анатольевич, д. т. н., доцент, ректор, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск

Емелюшин Алексей Николаевич, д. т. н., профессор кафедры технологии металлургии и литейных процессов, Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова, г. Магнитогорск

Зейгман Юрий Вениаминович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Земенков Юрий Дмитриевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ихсанов Ерсан Валитханович, д. ф.-м. н., профессор, член-корреспондент Национальной академии наук Республики Казахстан, ректор, Атырауский инженерно-гуманитарный институт, г. Атырау (Республика Казахстан)

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кузеев Искандер Рустемович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой технологических машин и оборудования, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Лебедев Михаил Валентинович, д. г.-м. н., эксперт Управления геолого-разведочных работ – Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Мартынов Виктор Георгиевич, к. г.-м. н., д. э. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, ректор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

Молдабаева Гүльназ Жаксылыковна, д. т. н., академик КазНАЕН, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы (Республика Казахстан)

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., советник по геологии ФАУ «ЗапСибНИИГГ», г. Тюмень

Панг Чанг Вей, PhD, профессор, Китайский нефтяной университет, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

Поветкин Виктор Владимирович, д. х. н., профессор, консультант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рогачев Михаил Константинович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Сармурзина Раушан Гайсиевна, д. х. н., профессор, почетный академик Национальной академии наук Республики Казахстан, академик КазНАЕН (Республика Казахстан)

Силин Михаил Александрович, д. х. н., заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

Су И-Нао, PhD, профессор, Академик Китайской инженерной академии, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

Сух Петр Павел, PhD, профессор, заместитель директора по поискам углеводородов Института Нефти и Газы, г. Краков (Польша)

Туренко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Цинчжэ Цзян, профессор, директор Китайского международного научно-исследовательского института низкоуглеродной экономики, Университет международного бизнеса и экономики, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

Череповицын Алексей Евгеньевич, д. э. н., декан экономического факультета, заведующий кафедрой экономики, организации и управления, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Шакуликова Гүльзада Танирбергеновна, д. э. н., профессор, председатель правления – ректор, Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, г. Атырау (Республика Казахстан)

Эфендиев Галиб Мамед оглы, д. т. н., профессор, член-корреспондент Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку (Азербайджанская Республика)

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief

Dmitry V. Pyalchenkov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Deputy Editor-in-Chief-Executive Secretary

Avaz Kh. Agzamov, Doctor of Engineering, Member of the Academy of Sciences "Turon", Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent (the Republic of Uzbekistan)

Ruslan V. Aginey, Doctor of Engineering, Professor, Rector, Ukhta State Technical University, Ukhta

Mohammed Musa Amro, PhD, Professor, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg (Germany)

Bayrammurad Ya. Atamanov, Doctor of Engineering, Rector, Yagshygeldi Kakayev International University of Oil and Gas, Ashgabat (Turkmenistan)

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Sergey I. Grachev, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Yury N. Dolgikh, Doctor of Geology and Mineralogy, Scientific Secretary, NOVATEK NTC LLC, Tyumen

Vladimir V. Dolgushin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machines and Tools, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Aleksandr A. Dyakonov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Rector, Almet'yevsk state technological university «Petroleum high school», Almet'yevsk

Alexey N. Emelyushin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Metallurgy and Foundry Technologies, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk

Yury V. Zeigman, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Yury D. Zemenkov, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Transport of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Yersain V. Ikhsanov, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Corresponding Member of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Rector, Atyrau Engineering-Humanitarian Institute, Atyrau (the Republic of Kazakhstan)

Ilya M. Kovenskiy, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Iskander R. Kuzeev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Technological Machines and Equipment, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Mikhail V. Lebedev, Doctor of Geology and Mineralogy, Expert of the Department of Geological Exploration - Western Siberia, Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen

Victor G. Martynov, Candidate of Geology and Mineralogy, Doctor of Economics, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Rector, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

Gulnaz Zh. Moldabayeva, Doctor of Engineering, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty (the Republic of Kazakhstan)

Arslan V. Nasybullin, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almeteyevsk state technological university «Petroleum high school», Almeteyevsk

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Consultant in Geology of the West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics FAU, Tyumen

Pang Chang Wei, PhD, Professor, China University Of Petroleum, Beijing (People's Republic of China)

Victor V. Povetkin, Doctor of Chemistry, Professor, Consultant at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Mikhail K. Rogachev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Raushan G. Sarmurzina, Doctor of Chemistry, Professor, Honorary Member of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences (the Republic of Kazakhstan)

Mikhail A. Silin, Doctor of Chemistry, Head of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

Su Yinao, PhD, Professor, Chinese Academy of Engineering, Beijing (People's Republic of China)

Petr Pavel Such, PhD, Professor, Deputy Director of Hydrocarbon Exploration of Oil and Gas Institute, Krakow (Poland)

Sergey K. Turenko, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Qingzhe Jiang, Professor, Director of China International Low Carbon Economy Research Institute, University of International Business and Economics, Beijing (People's Republic of China)

Alexey E. Cherepovitsyn, Doctor of Economics, Dean of Faculty of Economics, Head of the Department of Economics, Organization and Management, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg

Gulzada T. Shakulikova, Doctor of Economics, Professor, Chairman of the Board – Rector, Atyrau Oil and Gas University, Atyrau (the Republic of Kazakhstan)

Galib M. Efendiyev, Doctor of Engineering, Professor, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku (the Republic of Azerbaijan)

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Глухов Т. В.

**Прогноз коэффициента газонасыщенности в отложениях
пласта НБ1 верхнего мела в пределах Надым-Пур-Тазовского
региона Западной Сибири** 11

Кунгуров А. А., Алимчанова Л. Х.

**Проблематика изучения месторождений с трансграничными
территориями на примере Красноленинского нефтегазоконден-
сатного месторождения (в порядке обсуждения)** 24

Рожицин Ю. А., Белкина В. А.

**Современные подходы к обоснованию зон с различным
насыщением** 33

Туренко С. К.

**К проекту технологии нейросетевого анализа
для решения задач нефтегазовой геофизики** 44

Шешукова А. М., Смирнова Е. В., Васянина С. В.

**Опыт применения сейсмофациального анализа на этапе
поисковых и разведочных работ** 58

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Зольников Д. Н.

**Оценка потенциала применения полимерного заводнения
на нефтяном месторождении Западной Сибири** 73

Русанов А. С., Романов А. С., Рейтблат Е. А., Глумов Д. Н.

**Моделирование технологий поддержания пластового давления
закачкой углеводородных и неуглеводородных газов
в ачимовские пласты** 83

Синицына Т. И., Гиладев Р. Г., Набиуллин А. Ш., Попович М. И., Курбанов Я. М.

Анализ коррозионного разрушения эксплуатационных колонн добывающих скважин на примере Самотлорского месторождения 100

Шарафутдинов Р. Ф., Самойлов А. С., Колотыгина Н. Ю.

Обоснование выбора объектов для физического моделирования на основе геолого-промысловых и статистических данных 114

Юмачиков А. Б., Фудашкина М. В., Мальшаков Е. Н., Вилков М. Н., Хакимов И. И., Солодовников К. В.

Новые подходы к технологии обработки призабойной зоны без постановки бригады ремонта скважин 125

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Боргеков Д. Б., Калиекперова К. Б., Козловский А. Л., Молдабаева Г. Ж.

Изучение фазовой эволюции и микроструктурных особенностей при моделировании условий эксплуатации топливных элементов на основе соединений феррита лантана — стронция 135

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Дерюгина О. П., Скворцова Е. Н., Савченков А. Л., Белов Д. А.

Влияние качества промоборотной воды на работу теплообменного оборудования нефтехимических предприятий 148

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) 160

Правила подготовки рукописи (на английском языке) 163

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Glukhov T. V. A forecast of the gas saturation factor in the NB1 layer of Upper Cretaceous deposits within the Nadym-Pur-Taz region of West Siberia	11
Kungurov A. A., Alimchanova L. Kh. Problems of studying deposits with cross-border territories: a case study of the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field (in the form of a discussion)	24
Rozhitsin Yu. A., Belkina V. A. Modern approaches to the justification of zones with different saturation	33
Turenko S. K. Developing neural network analysis technology for the resolution of issues in oil and gas geophysics	44
Sheshukova A. M., Smirnova E. V., Vasyanina S. V. Experience in seismic facies analysis application during prospecting and exploration	58

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Zolnikov D. N. An assessment of the potential of polymer flooding at an oil field in Western Siberia	73
Rusanov A. S., Romanov A. S., Reitblat E. A., Glumov D. N. Simulating the reservoir pressure maintenance strategy by injecting HC and non-HC gases into the Achimov reservoirs	83

Sinitsyna T. I., Gilaev R. G., Nabiullin A. Sh., Popovich M. I.,
Kurbanov Ya. M.
**A case study of the Samotlor field to analyze corrosive damage
of casing strings in production wells** 100

Sharafutdinov R. F., Samoilov A. S., Kolotygina N. Yu.
**The rationale behind the selection of objects for physical
modeling based on geological and statistical data** 114

Yumachikov A. B., Fudashkina M. V., Malshakov E. N., Vilkov M. N.,
Khakimov I. I., Solodovnikov K. V.
**New approaches to the technology of acid treatment
of the bottomhole zone without setting up of workover** 125

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Borgekov D. B., Kaliyekperova K. B., Kozlovskiy A. L., Moldabayeva G. Zh.
**Study of phase evolution and microstructural features when
modeling operating conditions of fuel cells based
on lanthanum-strontium ferrite compounds** 135

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Deryugina O. P., Skvortsova E. N., Savhenkov A. L., Belov D. A.
**The quality of circulating water and its impact on the operation
of heat exchange equipment at petrochemical enterprises** 148

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) 160

Manuscripts presentation requirements (In English) 163

**Прогноз коэффициента газонасыщенности в отложениях пласта НБ1
верхнего мела в пределах Надым-Пур-Тазовского региона
Западной Сибири**

Т. В. Глухов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

tvglukhov@gmail.com

Аннотация. Изучение кремневых отложений верхнего мела Западной Сибири является не-тривиальной задачей. Ее решение требует специальных геофизических методов исследования скважин для получения достоверного результата. В этих условиях существенную значимость приобретают методы прогноза с использованием априорных данных, позволяющие выделить первоочередные объекты для дальнейшего геологического изучения.

Цель исследования — выполнить прогноз коэффициента газонасыщенности (Кг) кремневого коллектора пласта НБ1 в пределах Надым-Пур-Тазовского региона в текущих условиях изученности скважинными данными. Предложен новый метод прогноза и построения карты коэффициента объемной влажности (Кво) на основе априорной геологической информации.

В результате исследования выявлена значимая связь Кво пласта НБ1 с трендом глубины залегания его кровли, что обусловлено интенсивностью вторичных процессов преобразования кремнезема. Зависимость обусловлена особенностями тектонического развития территории после накопления кремневых отложений пласта НБ1. Построенная карта прогнозной величины Кг позволяет выделить области, характеризующиеся наиболее высоким потенциалом газонасыщенности.

Ключевые слова: нижняя подсвита березовской свиты, коэффициент газонасыщенности, преобразование кремнезема, регрессионный анализ

Для цитирования: Глухов, Т. В. Прогноз коэффициента газонасыщенности в отложениях пласта НБ1 верхнего мела в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / Т. В. Глухов. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-11-23 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 3. — С. 11–23.

**A forecast of the gas saturation factor in the NB1 layer of Upper Cretaceous
deposits within the Nadym-Pur-Taz region of West Siberia**

Timofey V. Glukhov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

tvglukhov@gmail.com

Abstract. The investigation of Upper Cretaceous siliceous deposits in West Siberia represents an unconventional problem. The solution to this problem necessitates the utilisation of specialised well logging methods in order to obtain the valuable results. In these circumstances, forecast methods that based on a priori data become important because they allow us to identify high-priority objects for further exploration.

The aim of this research is to make a forecast of the gas saturation factor in the NB1 layer of Upper Cretaceous deposits within the Nadym-Pur-Taz region under conditions of well-data shortage. The new forecast and mapping method for the volumetric humidity coefficient that based on a priori data is proposed.

Consequently, a correlation was identified between the volumetric humidity coefficient and the present depth of deposits. The correlation depends on intensity of silica phase transformation process. The observed dependence is attributed to the tectonic history of the region, specifically the period following the deposition of the NB1 layer siliceous deposits. The gas saturation factor forecast map allows us to identify areas with potential of high gas bearing capacity.

Keywords: Lower Berezovskaya subsuite, gas saturation factor, silica transformation, regression analysis

For citation: Glukhov, T. V. (2024). A forecast of the gas saturation factor in the NB1 layer of Upper Cretaceous deposits within the Nadym-Pur-Taz region of West Siberia. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 11-23. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-11-23

Введение

Кремневые отложения верхнего мела Западной Сибири являются объектом масштабных и разносторонних исследований последних лет. Они обладают доказанным потенциалом газоносности и рассматриваются в качестве перспективного источника восполнения ресурсной базы, в частности, для действующей инфраструктуры Надым-Пур-Тазовского междуречья.

Традиционный комплекс методов лабораторных исследований (разработанный для терригенных коллекторов) при изучении силицитов не является адекватным, что значительно затрудняет оценку потенциала газоносности этих отложений. Прогноз подсчетных параметров (в том числе газонасыщенности) осложнен локальным характером изученности отложений (в пределах отдельных площадей) и необходимостью привлечения специальных геофизических методов. В этих условиях существенную значимость приобретают методы прогноза параметров кремневых отложений для оценки потенциала и выделения наиболее перспективных площадей для первоочередных геологоразведочных работ.

В рамках представленной работы предлагается использование результатов изучения свойств кремневых коллекторов пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты верхнего мела для прогнозирования коэффициента газонасыщенности в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири.

Исходные данные

Территория исследования охватывает крупную площадь в пределах Надым-Пур-Тазовского региона. Всего в исследовании использованы данные 1 949 скважин, из них 784 — с результатами интерпретации ГИС. В остальных скважинах объем выполненных ГИС недостаточный для определения петрофизических свойств отложений пласта НБ1. Весь объем скважин использован для построения геологической модели пласта НБ1 (включая кровлю, подошву в пределах зоны распространения кремневых отложений).

Объект и методы исследования

Нижняя подсвита березовской свиты (верхний мел, ипатовский горизонт) распространена на значительной части территории Западно-Сибирского осадочного бассейна. Толщиной от 40 до 120 м, подсвита сложена преимущественно опоками, глинами с прослоями опокovidных глин, в восточной части территории исследования — с прослоями песчаников и алевролитов. В кровле подсвиты прослеживается хэяхинская пачка трансгрессивного генезиса глинисто-кремнистого состава толщиной 10–20 м.

Пласт НБ1 (соответствует хэяхинской пачке) [1] распространен на всей территории исследования. Пласт сложен преимущественно кремневыми породами (опоками и порцелланитами) с содержанием SiO_2 до 65–97 %, с некоторым (иногда до 40 %) содержанием глинистых минералов (монтмориллонита, иллита, реже хлорита и каолинита) [2, 3]. Кремневые породы в составе пласта НБ1 представлены опал-кristобалит-тридимитовой (ОКТ) фазой (35–50 %) и кварцем (15–30 %) [4].

Коллекторы, приуроченные к кремневым отложениям пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты, обладают высокой пористостью (до 40 %) и низкой проницаемостью (не более 0,1 мД в цельных образцах) [2, 3, 5]. Высокая пористость коллекторов пласта НБ1 объясняется недоуплотненностью отложений, глубина залегания которых составляет в среднем около 1 км. Следует отметить, что, в отличие от терригенной системы «коллектор — неколлектор», чаще всего имеющей строгую литологическую дифференциацию, интервалы коллектора в кремневых отложениях по литологическому признаку не выделяются. Более того, коэффициенты пористости коллекторов и неколлекторов силицитов нижней подсвиты березовской свиты находятся в сопоставимых диапазонах [6]. Низкая проницаемость коллекторов пласта НБ1 обусловлена структурой пустотного пространства, преимущественно представленного порами субкапиллярного размера [2, 5, 7].

В раннемеловое-туронское время в пределах территории исследования, охватывающей Большехетскую мегасинеклизу и часть Среднеобской ступени, происходило активное погружение северной части Западной Сибири — формирование Ямало-Карской региональной депрессии. В коньяк-кайнозойский этап, в котором произошли накопление и литогенез отложений нижней подсвиты березовской свиты, область относительного погружения расширилась на юг (захватывая Среднепурский желоб). На этом этапе тектонического развития формировались линейные структуры, возникшие в результате процесса погружения Колтогорско-Уренгойского регионального желоба [8]. Относительное погружение северо-западной части Западно-Сибирского бассейна привело к формированию выдержанного регионально-го наклона в пределах территории исследования.

Постановка задачи исследования

В отличие от терригенных геологических систем, в которых обычно прослеживается выраженная прямая связь K_p (коэффициента пористости)

и Кг (коэффициента газонасыщенности), кремневые коллекторы пласта НБ1 демонстрируют более сложный характер взаимоотношения пористости и газонасыщенности (рис. 1). В отдельных частях территории исследования зависимость Кг от Кп прямая, но описывается собственной функцией: при сопоставимой пористости коллекторы обладают сильно разнящейся газонасыщенностью. Связь Кг с глубиной по фактическим скважинным данным характеризуется достаточно высокой дисперсией и низкой значимостью, что затрудняет прогноз коэффициента газонасыщенности на малоизученных территориях.

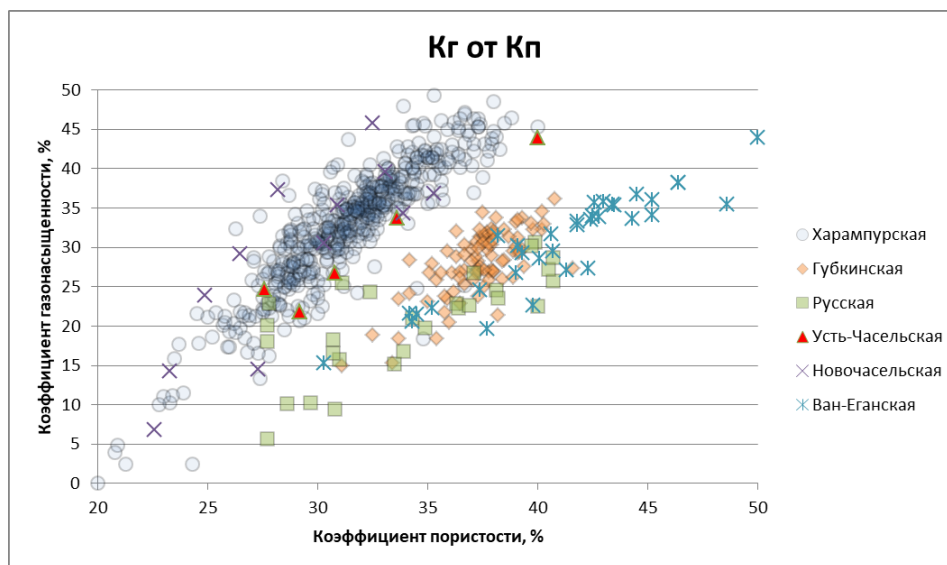


Рис. 1. Диаграмма зависимости коэффициента газонасыщенности от коэффициента пористости по площадям (по данным РИГИС)

Поровые каналы в коллекторах, приуроченных к отложениям пласта НБ1, преимущественно представлены порами субкапиллярного размера. Фильтрация газа через поры такого размера невозможна: большая часть порового пространства занята связанной водой, толщина двойного слоя которой сопоставима с диаметром субкапиллярных пор (60 и 200 нм соответственно) [7]. Таким образом, вследствие недоуплотненности и сопоставимых Кп в интервалах коллекторов и неколлекторов определяющее значение имеет структура порового пространства: размер поровых каналов и их связность между собой.

Кремневые отложения в ходе диагенеза совершают фазовый переход по эволюционной системе: аморфный опал (опал-А) → опал-кristобалит-тридимит (опал-КТ или ОКТ) → халцедон → кварц. Полиморфный переход опала-А в опал-КТ (более кристаллическую форму опала) сопровождается

ется потерей биоморфной структуры, уменьшением количества связанной воды (опал-А содержит до 5–10 % связанной воды) и увеличением плотности минерального скелета. Уменьшение объема минеральной части породы приводит к увеличению размера поровых каналов [9]. При переходе воды из связанного в свободное состояние ее объем увеличивается, так как рост объема свободной воды в закрытом поровом пространстве провоцирует цепную реакцию микроразрывов, что приводит к увеличению трещиноватости и связности пор [9]. Таким образом, доля пор, способных к фильтрации газа в кремневых породах, имеет обратную связь с содержанием опала-КТ, то есть со степенью преобразованности силицитов [5, 10, 11].

С преобразованием силицитов (и увеличением размера пор) уменьшается объем связанной воды в объеме породы (поскольку увеличивается доля порового пространства, которая может быть занята газом при сопоставимой величине K_p). Таким образом, степень преобразованности газонасыщенного коллектора может быть охарактеризована коэффициентом объемной влажности породы ($K_{во}$) [12] — коэффициентом, характеризующим отношение объема воды к объему образца породы ($K_{во} = K_p \cdot K_v$ (коэффициент водонасыщенности)). Наиболее достоверно коэффициент газонасыщенности в интервале кремневых отложений нижней подсвиты березовской свиты по данным РИГИС определяется через $K_{во}$, имеющий хорошую связь с удельным электрическим сопротивлением породы [12].

Таким образом, задача прогноза K_g (при известной величине K_p) сводится к прогнозу $K_{во}$, который, в свою очередь, определяется степенью преобразованности силицитов пласта НБ1. Прогноз K_g через коэффициент объемной влажности позволяет в рамках вероятностной оценки ресурсов выполнять независимое стохастическое моделирование $K_{во}$ и K_p в пределах объектов оценки, таким образом, учитываются возможные варианты независимого соотношения низких и высоких значений коэффициентов пористости и объемной влажности и охватывается более широкий диапазон неопределенности результирующих значений коэффициента газонасыщенности.

Методика прогноза $K_{во}$

Главными факторами, контролирующими скорость созревания силицитов, являются давление и температура. В свою очередь, давление и температура определяются глубиной, на которую отложения были погружены в ходе литогенеза, то есть скорость созревания кремневого вещества контролируется палеоглубиной.

Во время формирования кремневых отложений пласта НБ1 в пределах территории исследования следует отметить выдержанность основного тренда тектонического развития. Отсутствие масштабных переломных тек-

тонических событий позволяет использовать карту современных глубин залегания кровли отложений пласта НБ1 в качестве трендовой поверхности для прогноза Кво.

По диаграмме зависимости Кво от абсолютной отметки кровли пласта НБ1 в точках скважин (рис. 2) прослеживается выраженный тренд обратной зависимости а.о. кровли пласта и Кво. С увеличением глубины залегания отложений Кво уменьшается: породы находятся под относительно большим воздействием температуры и давления, что увеличивает скорость преобразования силицитов. Зрелость кремневого вещества возрастает, что выражается в изменении структуры порового пространства силицитов в пользу увеличения диаметра пор и повышения их связности. Увеличение диаметра пор (а точнее, «превышение» диаметра пор над толщиной двойного слоя связанной воды) позволяет большей части пустотного пространства коллектора быть заполненной газом. Как следствие, объемная доля воды в породе уменьшается.

Таким образом, в пределах территории исследования — в Надым-Пур-Тазовском регионе — кремневые отложения пласта НБ1 в ходе литогенеза подверглись преобразованию, которое обусловило наличие значимой связи между Кво и абсолютной отметкой кровли пласта НБ1. Наличие тренда позволяет применить метод универсального кригинга для построения карты прогноза Кво.

Выбор в пользу метода универсального кригинга обусловлен сразу несколькими факторами.

Во-первых, метод кригинга позволяет выполнить интерполяцию прогнозного параметра в межскважинном пространстве с наименьшим стандартным отклонением, что позволяет получить более достоверные результаты прогноза.

Во-вторых, универсальный кригинг предполагает исключение из набора фактических данных тренда (при этом выполняется интерполяция невязок). В зависимости Кво от а.о. кровли пласта НБ1 тренд выявлен на предыдущем этапе (см. рис. 2) по результатам анализа истории тектонического развития территории исследования и процесса преобразования кремневого вещества. В результате метод универсального кригинга позволяет получить две карты:

- 1) карту прогнозной величины параметра (показывает наиболее вероятное значение Кво в каждой точке территории исследования);
- 2) карту стандартных отклонений прогноза Кво (показывает стандартное отклонение между трендовым и фактическим значением прогнозного параметра на всей территории исследования).

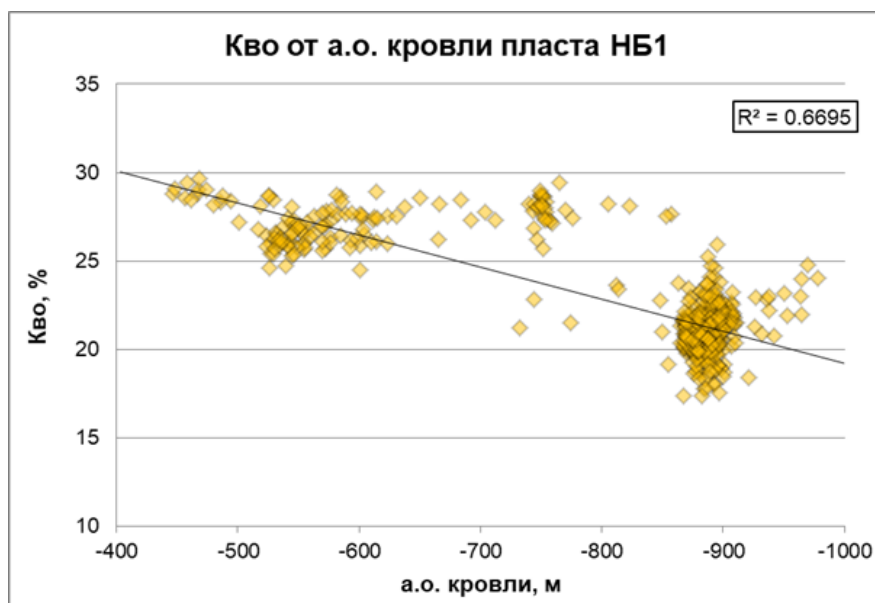


Рис. 2. Зависимость Кво от а.о. кровли пласта НБ1

Полученные данные могут быть использованы для оценки диапазона неопределенности прогнозной величины в рамках вероятностной оценки ресурсов [13].

Результаты

В соответствии с принятой автором методикой выполнено построение карты прогноза Кво пласта НБ1 в пределах территории исследования. Аппроксимирующая функция (получена по данным, см. рис. 2) использована для преобразования карты глубин кровли пласта НБ1 в карту $Кво_{тр}$ (тренд коэффициента объемной влажности). Полученная карта тренда $Кво_{тр}$ использована для построения карты прогноза Кво (с учетом карты интерполяции невязок) (рис. 3).

Следует отметить, что заключенный в кремневых коллекторах нижней подсвиты березовской свиты газ имеет миграционную природу [14]. Поэтому в качестве перспективных следует рассматривать унаследованные положительные структуры с открытыми газовыми месторождениями в интервале подстилающих отложений сеноманского возраста.

В соответствии с полученной моделью наибольшими величинами Кво характеризуются территории, приуроченные к наименее погруженным частям территории исследования (восточная периферия, линейные положительные структуры в восточной и юго-западной частях Надым-Пур-Тазовского региона).

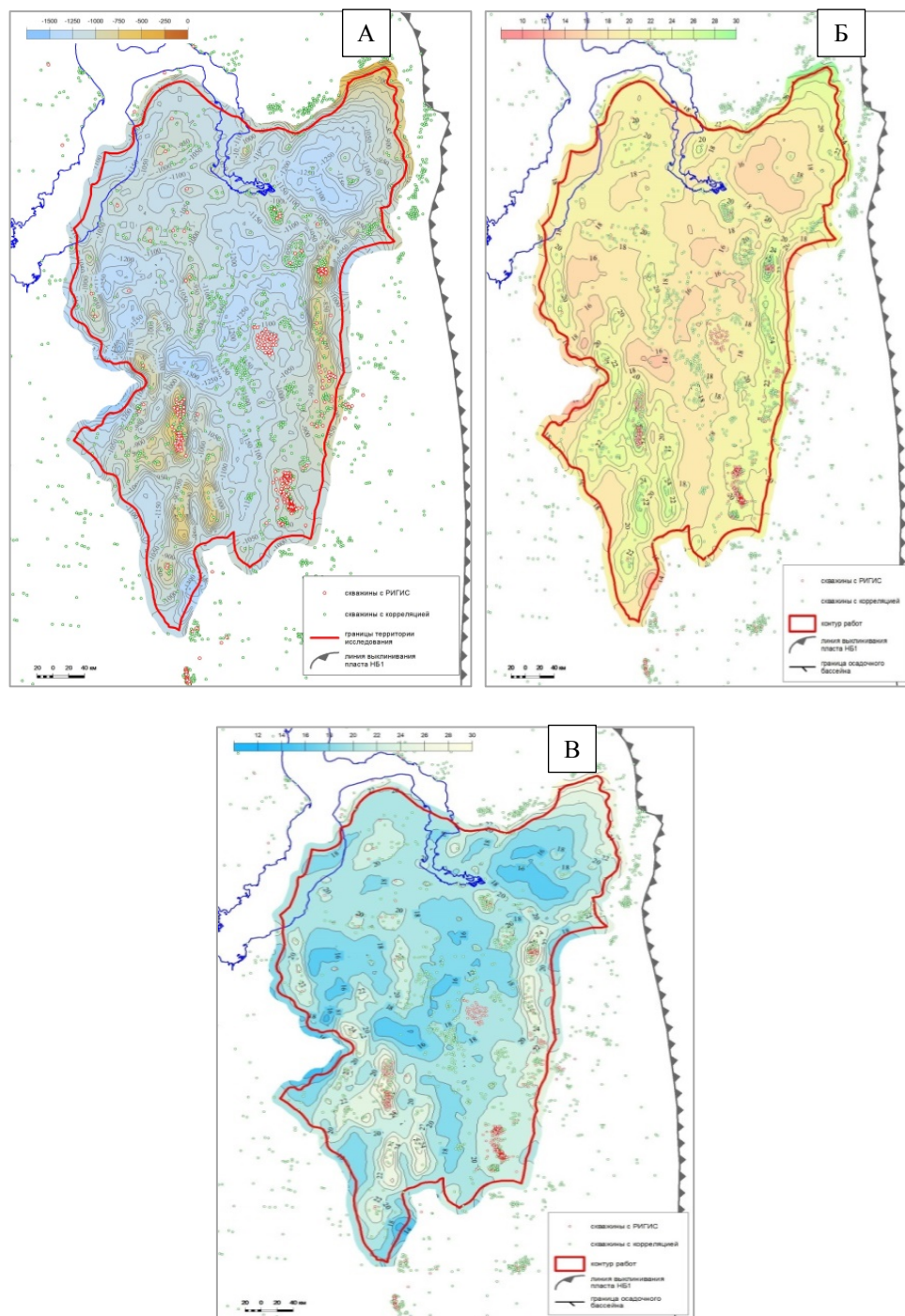


Рис. 3. Построение карты прогноза $K_{во}$:
 А — структурная карта кровли пласта Н51; Б — карта тренда $K_{во,тр}$;
 В — итоговая карта $K_{во}$

Повышенные значения $K_{во}$ характеризуют меньшую степень зрелости кремневого вещества, а значит менее благоприятную для фильтрации и аккумуляции газообразных углеводородов структуру порового пространства силицитов пласта НБ1. Напротив, более погруженные части территории исследования охарактеризованы меньшими величинами $K_{во}$, а значит более высокой зрелостью силицитов, большими размером поровых каналов и связностью порового пространства. Эти результаты отвечают современным научным представлениям о преобразовании кремневых коллекторов.

Таким образом, наилучшим потенциалом (с точки зрения степени зрелости коллекторов и потенциала газонасыщенности) в пределах Надым-Пур-Тазовского региона обладают относительно более погруженные унаследованные положительные структуры. В их пределах прогнозируются как наиболее зрелые кремневые коллекторы, так и наличие источников газообразных углеводородов для их заполнения. Напротив, поровое пространство коллекторов пласта НБ1, приуроченных к испытавшим меньшее погружение положительным структурам, обладает сравнительно худшей способностью к фильтрации газа.

Это заключение подтверждается результатами анализа зависимости средних значений параметров (в пределах площадей, приуроченных к положительным антиклинальным структурам) по скважинным данным (рис. 4). С увеличением среднего значения абсолютной отметки кровли растет величина среднего по скважинам K_g и уменьшается величина $K_{во}$.

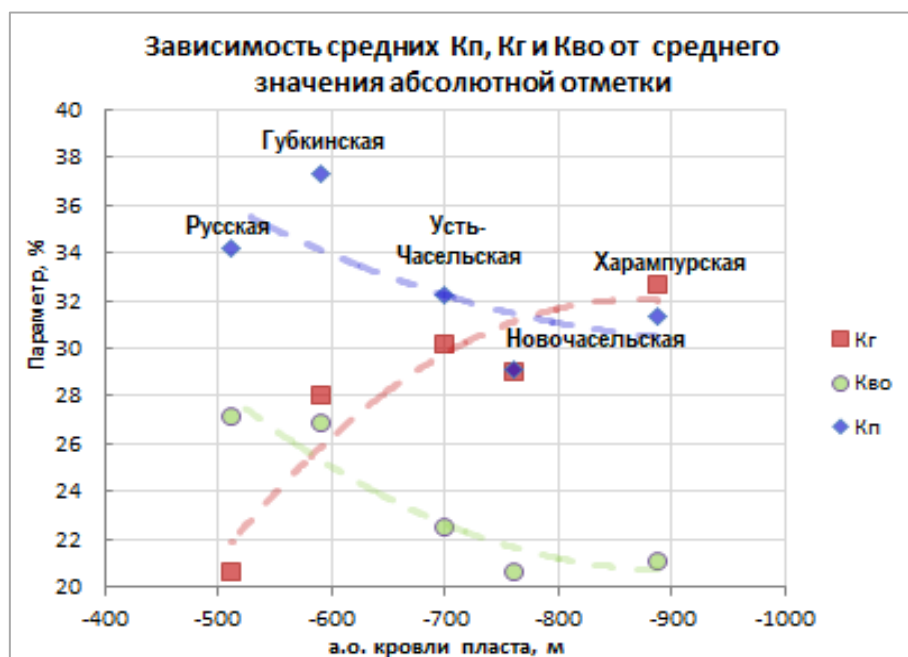


Рис. 4. Диаграмма зависимости средних в пределах площадей K_p , K_g и $K_{во}$ от средней абсолютной отметки структуры

Выводы

1. По сравнению с терригенными коллекторами в интервале кремневых отложений пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты отмечается более сложный характер взаимоотношения пористости и газонасыщенности, определяемый структурой порового пространства кремневых коллекторов. Прогноз коэффициента объемной влажности позволяет реализовать независимое стохастическое моделирование $K_{во}$ и коэффициента пористости и охватить более широкий диапазон неопределенности результирующих значений K_g .

2. Интенсивность процесса вторичного преобразования кремневых коллекторов преимущественно контролируется температурой и давлением. Температура и давление определяются глубиной погружения отложений в ходе литогенеза, то есть палеоглубиной. Выдержанность тектонического развития территории исследования во время формирования отложений пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты позволяет использовать современную глубину залегания кровли кремневых отложений в качестве трендовой поверхности для прогноза $K_{во}$. Допустимость применения этого тренда подтверждается наличием значимой связи $K_{во}$ и абсолютной отметки кровли пласта НБ1 в точках скважин.

3. Лучшим потенциалом газоносности в интервале пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты в пределах Надым-Пур-Тазовского региона обладают кремневые отложения, приуроченные к относительно погруженным унаследованным положительным структурам. Их отличают более высокая степень зрелости кремневого коллектора (обладающего лучшими фильтрационно-емкостными свойствами) и наличие источника заполнения (залежи газа в интервале отложений сеноманского возраста, приуроченные к структурам антиклинального типа). Напротив, пустотное пространство кремневых коллекторов, приуроченных к испытавшим меньшее погружение положительным структурам, обладает сравнительно худшей способностью к фильтрации и аккумуляции газа.

Список источников

1. Хэяхинская пачка опок и перекрывающие кремнисто-глинистые отложения (верхний мел, Западная Сибирь). Особенности строения / А. И. Кудаманов, Т. М. Карих, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-11(335)-21-30. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разведка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 11. – С. 21–30.
2. Гильманов, Я. И. Оценка емкостного пространства березовской свиты современными лабораторными методами / Я. И. Гильманов. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2021. – № 1 (46). – С. 170–175.
3. Дорошенко, А. А. Характеристика пустотного пространства опок сеноманских отложений севера Западной Сибири / А. А. Дорошенко, Я. О. Карымова. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 6 (59). – С. 23–27.

4. Неоднородности литолого-минералогического состава нижнеберезовской подсвиты Медвежьего и Харампурского месторождений / Н. В. Насонова, Д. В. Яновский, М. Ю. Новоселова, А. О. Гордеев. – Текст : электронный // Нефтяная провинция : сетевое издание. – 2021. – № 4–1 (28). – URL: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.1-21>.
5. Методы и результаты изучения пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения / С. А. Варягов, С. В. Нерсесов, А. А. Никишин [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 3 (35). – С. 216–223.
6. Ошняков, И. О. Выделение эффективных толщин в опоквидных отложениях березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований / И. О. Ошняков. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2021. – Вып. 8 (314). – С. 110–120.
7. Карымова, Я. О. Литолого-емкостная модель пустотного пространства нанокolleкторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / Я. О. Карымова. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 3 (63). – С. 20–24.
8. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.
9. Бурлин, Ю. К. Фазовые переходы кремнезема в нефтеносных толщах / Ю. К. Бурлин, И. И. Плюснина. – Текст : непосредственный // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2008. – № 3. – С. 24–31.
10. Родивилов, Д. Б. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 3 (63). – С. 26–31.
11. Хабибуллин, Д. Я. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях / Д. Я. Хабибуллин, А. Н. Рыбьяков, Н. Р. Ситдилов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2018. – № 8 (772). – С. 34–41.
12. Изучение отложений березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований на примере Харампурского месторождения / И. О. Ошняков, А. В. Хабаров, Д. А. Митрофанов, О. А. Лознюк. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2019. – № 6 (300). – С. 103–117.
13. Глухов, Т. В. Новый подход к оценке рисков и неопределенностей параметров резервуаров в геологоразведочном процессе / Т. В. Глухов. – DOI 10.24412/2076-6785-2022-6-34-38. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 6 (91). – С. 34–38.
14. Оценка генерационного потенциала отложений кузнецовской и березовской свит Западной Сибири / Т. В. Глухов, Т. А. Рязанова, М. Ю. Новоселова, С. Е. Агалаков. – Текст : непосредственный // Новые технологии — нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 20–21 мая 2020 года. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 20–22.

References

1. Kudamanov, A. I., Karih, T. M., Agalakov, S. E., & Marinov, V. A. (2019). Kheyakhinskaya pack of flasks and overlapping siliceous-clayish deposits (the Upper cretaceous, Western Siberia). Structural specific features. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (11), pp. 21-30. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-11(335)-21-30
2. Gilmanov, Ya. I. (2021). Void space assessment with modern laboratory tests a case of Berezovskaya series. *Vesti gazovoy nauki*, (1(46)), pp. 170-175. (In Russian).
3. Doroshenko, A. A., & Karymova, Ya. O. (2017). Properties of voids in the senonian gaize of the northern part of West Siberia. *Exposition Oil & Gas*, (6(59)), pp. 23-27. (In Russian).
4. Nassonova, N. V., Yanovskiy, D. V., Novoselova, M. Yu., & Gordeev, A. O. (2021). Lithological and mineralogical heterogeneity of lower Berezovskian subseries of Medvezhye and Kharampurskoye fields. *Neftyanaya Provintsiya*, (4-1(28)). (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.1-21>
5. Varyagov, S. A., Nersesov, S. V., Nikishin, A. A., Kreknin, S. G., Ogibennin, V. V.,... Karymova, Ya. O. (2018). Methods and results of studying voids in gas-saturated argillic gaizes at lower-Berezovsk subsuite of Medvezhye field, (3(35)), pp. 216-223. (In Russian).
6. Oshnyakov, I. O. (2021). Effective thickness identification in Berezovskaya suite opoka-like sediments from the data of a wider logs set and core analyses. *Karotazhnik*, (8(314)), pp. 110-120. (In Russian).
7. Karymova, Ya. O. (2018). Lithological-capacitive models of voids of nano-reservoirs in the Lower Berzovskaya subseries in the north of the West Siberia. *Exposition Oil & Gas*, (3(63)), pp. 20-24. (In Russian).
8. Kontorovich, V. A., Belyaev, S. Yu., Kontorovich, A. E., Krasavchikov, V. O., Kontorovich, A. A., & Suprunenko, O. I. (2001). Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v mezozoe i kaynozoe. *Geologiya i geofizika*, 42(11-12), pp. 1832-1845. (In Russian).
9. Burlin, Yu. K., & Plyusnina, I. I. (2008). Fazovye perekhody kremnezema v neftenosnykh tolshchakh. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya*, (3), pp. 24-31. (In Russian).
10. Rodivilov, D. B., Kokarev, P. N., & Mamyashev, V. G. (2018). Gas saturation of the non-traditional reservoir of the lower Berezovskaya subformation of the north of the West Siberia, and its relation to the void mineral composition and structure. *Exposition Oil & Gas*, (3(63)), pp. 26-31. (In Russian).
11. Khabibullin, D. Ya., Rybiakov, A. N., Sitdikov, N. R., Varyagov, S. A., Nersesov, S. V., Kreknin, S. G.,... Rodivilov, D. B. (2018). Litho-mineralogical and field geological criteria of distribution of productive zones in Senonian deposits. *Gas Industry*, (8(772)), pp. 34-41. (In Russian).
12. Oshnyakov, I. O., Khabarov, A. V., Mitrofanov, D. A., & Loznyuk, O. A. (2019). Studying Berezovskaya suite sediments from the data of an augmented logs set and a core analysis on the example of Kharampurskoe field. *Karotazhnik*, (6(300)), pp. 103-117. (In Russian).
13. Glukhov, T. V. (2022). A new approach to risk assessment and volumetric parameters uncertainty analysis for exploration process. *Exposition Oil & Gas*, (6(91)), pp. 34-38. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-34-38

14. Glukhov, T. V., Ryazanova, T. A., Novoselova, M. Yu., & Agalakov, S. E. (2020). Otsenka generatsionnogo potentsiala otlozheniy kuznetsovskoy i berezovskoy svit Zapadnoy Sibiri. Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Tyumen, May, 20-21, 2020. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 20-22. (In Russian).

Сведения об авторе / Information about the author

Тимофей Вадимович Глухов, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень; ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, tvglukhov@gmail.com

Timofey V. Glukhov, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Assistant at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, tvglukhov@gmail.com

Статья поступила в редакцию 04.12.2023; одобрена после рецензирования 18.01.2024; принята к публикации 25.01.2024.

The article was submitted 04.12.2023; approved after reviewing 18.01.2024; accepted for publication 25.01.2024.

УДК 553.9

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-24-32

**Проблематика изучения месторождений с трансграничными территориями
на примере Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения
(в порядке обсуждения)**

А. А. Кунгуров*, Л. Х. Алимчанова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

*aakungurov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Территориальная принадлежность одного месторождения разным недропользователям влечет за собой ряд проблем, возникающих при подсчете запасов углеводородного сырья, обосновании подсчетных параметров, что связано с отсутствием полной информации по трансграничному месторождению у одного владельца недр.

Целью работы — демонстрация проблем моделирования и подсчета запасов трансграничных месторождений и предложения по их решению.

В статье кратко изложена история геологоразведочных работ на Красноленинском месторождении с последующей историей моделирования и подсчета запасов. Показана разница в корреляции продуктивных пластов. Рассмотрены различные способы оконтуривания залежей в пределах участков недропользования. Перечислены сложности моделирования вследствие наличия нескольких недропользователей одного трансграничного месторождения. Приведены конкретные примеры проблем согласования моделей и подсчета запасов двух недропользователей. Обозначена проблема объединения нескольких месторождений по результатам геологоразведочных работ. Сформулированы выводы о преимуществах единой модели трансграничных месторождений и пользе их для государства.

Решение проблемы — это обмен накопленной геолого-промысловой информацией между соседними недропользователями и договоренность о совместных действиях по изучению месторождения, в том числе работе по подсчету запасов, по проектным решениям.

В результате получим единую геологическую модель месторождения, одинаковые подходы к проведению категорий, размещению добывающего фонда, корректное распределение добычи, решение вопросов с налоговыми органами.

Ключевые слова: углеводородное сырье, подсчет запасов, трансграничные месторождения, Красноленинское месторождение

Для цитирования: Кунгуров, А. А. Проблематика изучения месторождений с трансграничными территориями на примере Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения (в порядке обсуждения) / А. А. Кунгуров, Л. Х. Алимчанова. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-24-32 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 3. — С. 24–32.

**Problems of studying deposits with cross-border territories: a case study
of the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field (in the form of a discussion)**

Aleksei A. Kungurov*, Luiza Kh. Alimchanova

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

*aakungurov@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The territorial affiliation of one field to different subsurface users gives rise to a number of problems when calculating hydrocarbon reserves and justifying calculation parameters. This is due to the lack of complete information on a cross-border field from one owner of the subsoil.

The aim of the article is to demonstrate the problems of modeling and calculating reserves of cross-border deposits and proposals for their solution.

The article briefly describes the history of geological exploration at the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field and the history of modeling and calculating reserves. The difference in the correlation of productive layers is shown. Various methods of delineation of deposits within subsurface use sites are considered. The difficulties of modeling due to the presence of several subsurface users of one cross-border deposit are listed. Specific examples of problems of matching models and calculation of reserves of two subsurface users are given. The problem of combining several fields based on the results of geological exploration is outlined. Conclusions are drawn about the advantages of a single model of cross-border deposits and their benefits for the state.

The solution to the problem is the exchange of accumulated geological and commercial information between neighboring subsoil users and an agreement on joint actions to study the field, including work on estimating reserves and on design solutions.

Consequently, a unified geological model of the deposit will be established, along with uniform methodologies for classification, mining fund allocation, and the optimal distribution of production. Additionally, the resolution of tax authority-related issues will be facilitated.

Keywords: hydrocarbon raw materials, reserves estimation, cross-border deposits, Krasnoleninskoye field

For citation: Kungurov, A. A., & Alimchanova, L. Kh. (2024). Problems of studying deposits with cross-border territories: a case study of the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field (in the form of a discussion). Oil and Gas Studies, (3), pp. 24-32. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-24-32

Введение

Логика любых геологоразведочных работ всегда одинакова: исследование новых территорий начинается от некой отправной точки и движется в сторону неизведанного. Рассмотрим это на примере Красноленинского месторождения.

Детальное изучение геологического строения Красноленинского нефтегазоносного района, где расположен рассматриваемый лицензионный участок, началось с 50-х годов прошлого века.

В 1953 году Западно-Сибирской аэромагнитной экспедицией выполнялась магниторазведка масштаба 1:1 000 000. По ее результатам были выделены зоны преобладания положительных и отрицательных магнитных полей.

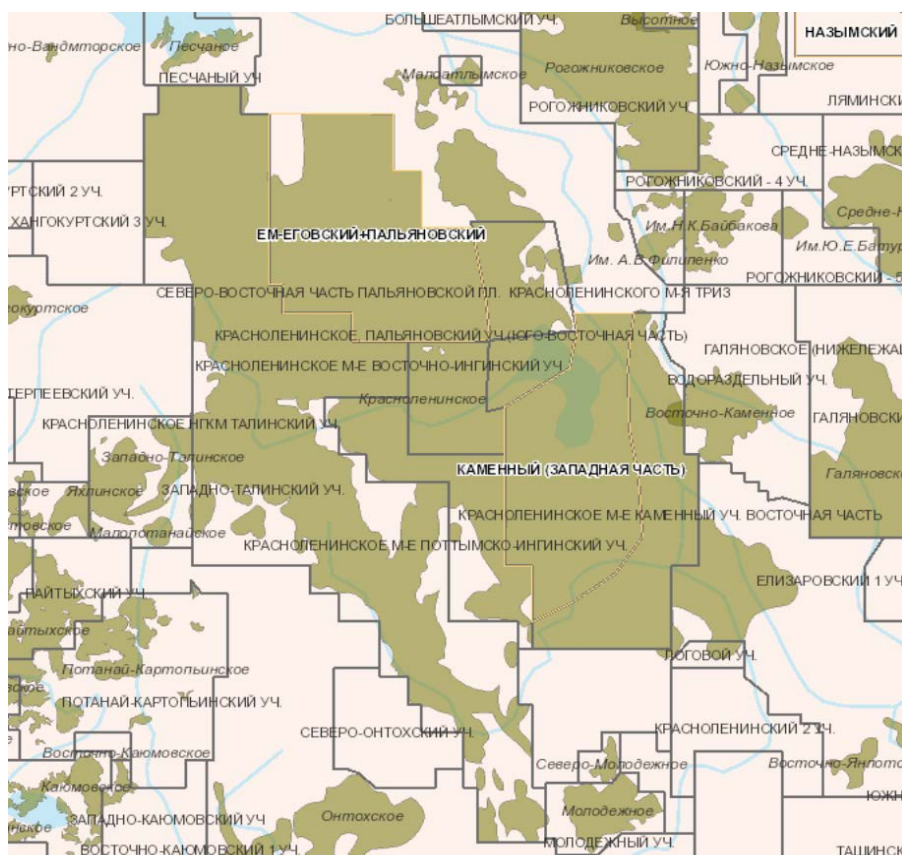
В 1955 году Ханты-Мансийской партией № 37/35 была проведена магниторазведка масштаба 1:200 000, и на фоне региональных полей выделены локальные положительные и отрицательные магнитные аномалии.

В 1956–1957 годах гравиметрическими партиями Ханты-Мансийской нефтеразведочной экспедиции по результатам проведенной гравиразведки была составлена схема тектонического районирования фундамента, впервые был выделен Красноленинский свод.

Сейсмические исследования на Красноленинском своде начаты в 1957 году, по результатам которых за период 1957–1969 гг. были составлены структурные карты масштаба 1:200 000 по опорным отражающим горизонтам А и Б и выявлены локальные поднятия (Каменное, Ай-Торское, Елизаровское, Сиговское, Пальяновское, Ем-Еговское и др.), перспективные на обнаружение нефти и газа. В дальнейшем строение локальных поднятий уточнялось детальными сейсмическими исследованиями масштаба 1:50 000.

В 1962 году первая промышленная нефть была выявлена на Каменной площади и открыто Краснотенинское месторождение, а в 1963 году установлены прямые признаки нефтеносности в пределах Ай-Торской, Лорбинской, Ем-Еговской, Елизаровской и Пальяновской площадей.

В настоящее время Красноленинское месторождение включает в себя целый ряд площадей, приуроченных к одноименным поднятиям. К ним относятся Каменное, Ай-Торское, Ем-Еговское, Пальяновское, Елизаровское, Ингинское, Лорбинское (рис. 1). Талинская площадь является исключением, потому что на ней продуктивными являются отложения шеркалинской свиты, заполняющие глубокие прогибы между крупными поднятиями и склоны Красноленинского свода.



Таким образом, Красноленинское месторождение охватывает широкий диапазон продуктивности — от доюрского фундамента до викулов-

ских отложений и характер насыщения открытых залежей — нефтяные и нефтегазоконденсатные. К слову, новые залежи по результатам бурения скважин открываются и по сей день.

В силу разных причин запасы Красноленинского месторождения считались по площадям. Мало того, раньше запасы могли числиться на Государственном балансе, но не проходили экспертизу Государственной комиссии по запасам Роснедра (ФБУ «ГКЗ»): подсчеты запасов готовились и утверждались ГКЗ только на основные продуктивные пласты, остальное проходило территориальные комиссии по запасам в оперативном порядке [1].

Единой модели (как и единого подсчета запасов) Красноленинского месторождения никогда не создавалось. Даже единая корреляция разрезов скважин отсутствует, несмотря на то, что большей частью лицензий на участки недр месторождения владел один недропользователь. Так, на Ем-Еговской площади пласты викуловской свиты проиндексированы как ВК1-3, на Каменной площади — ВК1 и ВК2-3, на Талинской — ВК1 (таблица).

Номенклатура продуктивных пластов Красноленинского месторождения

Ем-Еговская площадь	Каменная площадь	Талинская площадь
ВК1-3	ВК1	ВК1
	ВК2-3	—
ЮК0	ЮК0	ЮК0
ЮК1	ЮК1	ЮК1
—	П	—
ЮК2-9	ЮК2-9	ЮК2
		ЮК3
		ЮК4
		ЮК5
		ЮК6
	БГ	ЮК7
		ЮК8-9
—	—	ЮК10/0
ЮК10	БГ2	ЮК10
—	—	ЮК11
ДЮК	ДЮК	ДЮК

Еще один пример — на Каменной площади выделяется базальный пласт, который на Талинской площади переходит в пласты шеркалинской свиты, на Ем-Еговской площади вообще не выделяется, а объемы пласта находятся в пределах тюменской свиты. Самыми проблематичными видятся модели пластов тюменской свиты — на Ем-Еговской и Каменной площадях пласт объединен в ЮК2-9, водонефтяной контакт в котором не вскрыт, на

Талинской площади пласты смоделированы раздельно (ЮК2, ЮК3 и т. д.), примерно в половине залежей контакт вскрыт, вода есть в каждом пласте, поэтому объединить так, как сделано на соседних пластах, невозможно [2, 3].

В начале 1990-х годов вследствие реформы недропользования начали выделяться участки недр, на которые оформлялись лицензии на поиск, разведку и добычу полезных ископаемых. Оставим за скобками не всегда прозрачные принципы, по которым проводились границы участков недр, факт в том, что зачастую эти границы разделили единые по геологическому строению залежи УВС. Работы по ПЗ (полный подсчет запасов)/ОПЗ (оперативный подсчет запасов) теперь проводятся в пределах участков недр, и, по сути, на территории Красноленинского месторождения сейчас множество частей месторождения, живущих своей отдельной от других жизнью. Существует множество примеров того, как геологическая модель правится для того, чтобы не выйти за пределы участка недр (рис. 2).

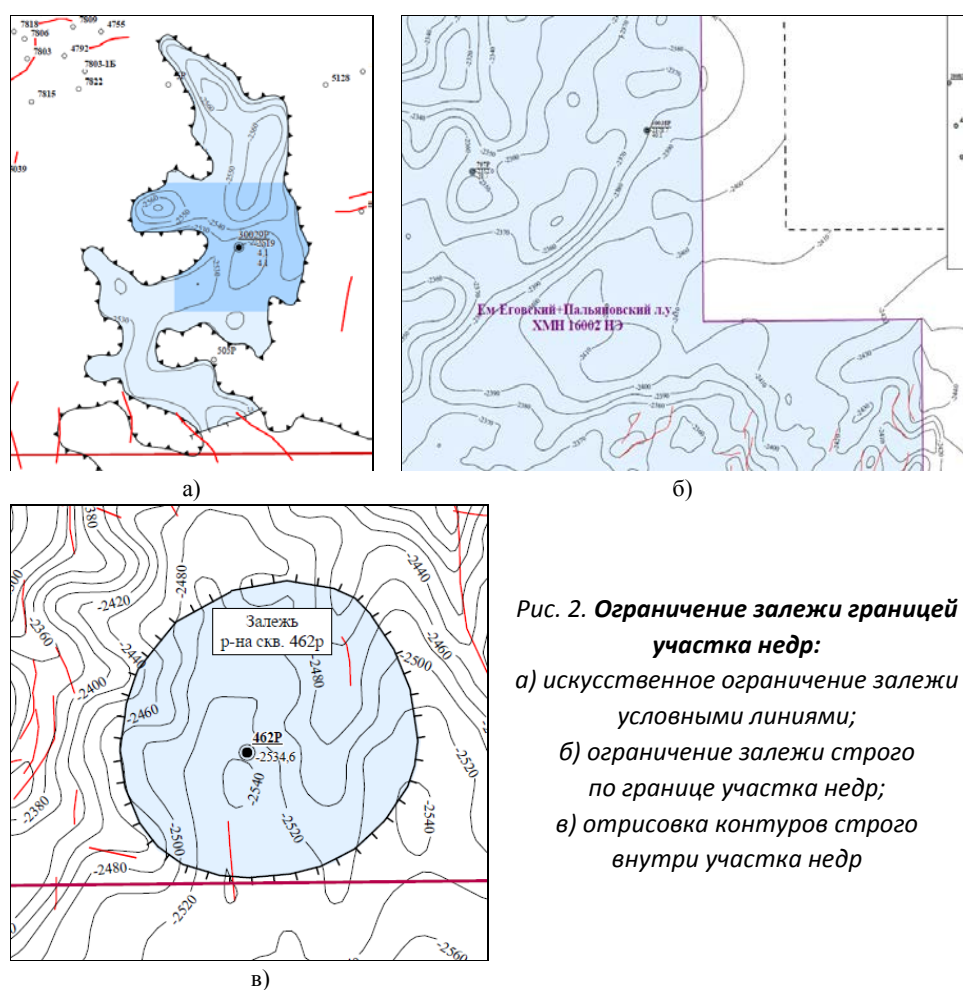


Рис. 2. Ограничение залежи границей участка недр:

- а) искусственное ограничение залежи условными линиями;
- б) ограничение залежи строго по границе участка недр;
- в) отрисовка контуров строго внутри участка недр

Отсутствие единой модели Красноленинского месторождения и наличие участков недр со значительным количеством недропользователей приводят к следующим сложностям.

1. Нет единой корреляции разрезов скважин.
2. Нет единой петрофизической модели. Особенно актуально для мелких площадей, где зачастую не хватает собственных данных для построения зависимостей.
3. Нет единой сейсмической модели.
4. Зачастую залежи нетрадиционных коллекторов или с невоскрываемым уровнем водонефтяного контакта ограничиваются границей участка недр (пласты ЮК0, ЮК1, ЮК2-9).
5. Нет единой стратегии геологоразведочных работ.
6. Нет единых технологий разработки продуктивных залежей.
7. Нет единого исполнителя работ по моделированию и ПЗ.

У каждого недропользователя свои руководящие документы (РД) по моделированию, зачастую не всегда согласующиеся между собой.

8. Затрудненное согласование контуров, запасов, параметров разработки при ПЗ/ОПЗ/ПТД (проектно-технологический документ).

На последнем пункте хочется остановиться поподробнее. Как уже сказано выше, единого ПЗ не было. Соответственно, все ПЗ сделаны каждый сам по себе, в разное время, с разной корреляцией, разными подсчетными параметрами, на разных стадиях изученности. При любом изменении запасов залежей, разделенных границами участков недр, требуется согласовывать изменения моделей с другими недропользователями. В силу вышеперечисленных причин зачастую это невозможно или результат некорректен.

Конкретный пример по Красноленинскому месторождению. В 2017 году на Каменной площади в пределах Каменного (западная часть) участка недр выполнен ПЗ, в котором пласты тюменской свиты объединены в единый пласт ЮК2-9 [4]. На соседнем Каменном (восточная часть) участке недр пласты числились раздельно: ЮК2, ЮК3 и т. д. Сопоставить подсчетные параметры и контура невозможно. Мало того, на пласте БГ шаги сеток оказались разными, состыковать их не удалось — разные размеры квадратов. Так сейчас и числится на Госбалансе — несимметричные квадраты (рис. 3 а).

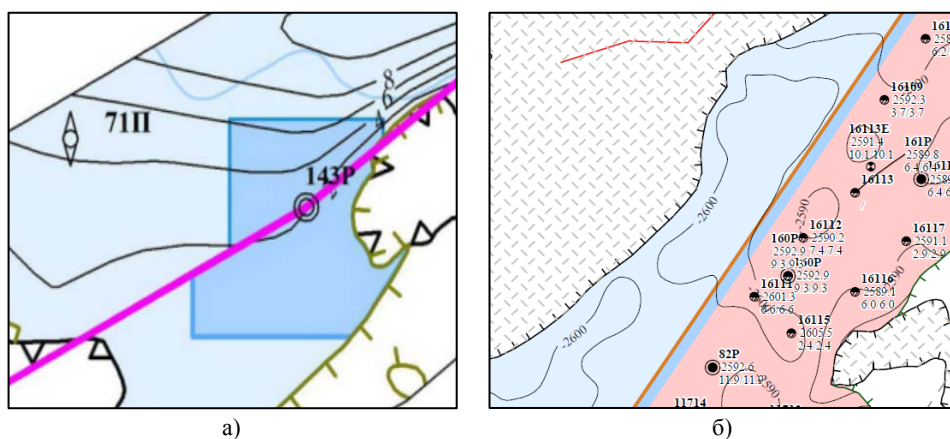


Рис. 3. **Нестыковка категорий запасов:** а) вследствие разных шагов сеток;
б) вследствие разной степени разбурирования

Еще встречаются примеры нестыковок границ категорий из-за не до конца реализованной сетки скважин, когда с одной стороны границы участка недр категории А, а с другой — В2 (рис. 3 б).

Самое парадоксальное, что в 2019 году соседние недропользователи выполнили свой ПЗ [5]. Получилось, что недропользователь западной части Каменной площади в 2017 году стыковался на границе участка недр с предыдущей моделью восточной части, благополучно это сделал, а затем недропользователь восточной части в 2019 году стыковался с моделью 2017 года западной части (а по факту со своей старой моделью). Граница участка недр стала определяющей положение контуров, на ней остались точки, через которые проходят контура текущей рисовки (рис. 4).

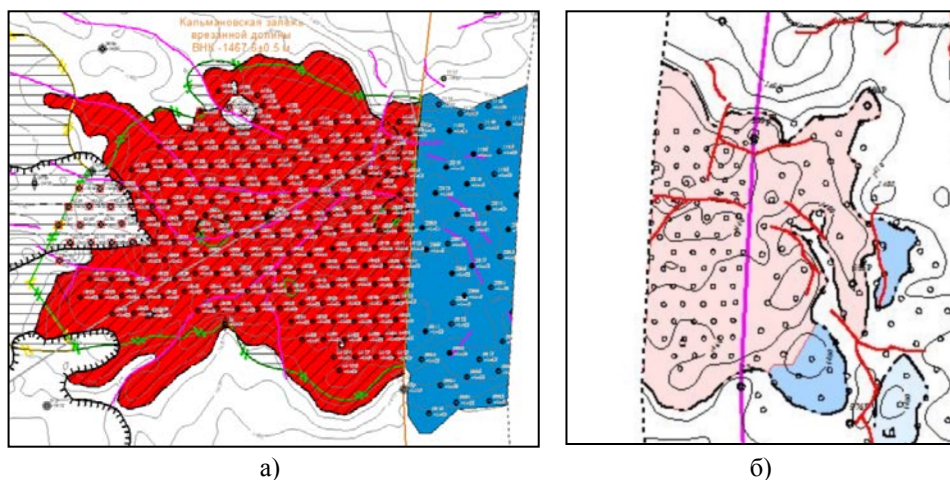


Рис. 4. Согласование контуров по результатам двух ПЗ:
а) 2017 г., ПЗ западной части; б) 2019 г., ПЗ восточной части

Еще один аспект, который напрямую не касается проблем трансграничных территорий, но не менее важен. Это месторождения, ранее открытые как отдельные, но в процессе изучения выросшие в размерах и близкие к слиянию (помним про движение от известного к неизвестному). На примере того же Красноленинского месторождения и Западно-Талинского и Яхлинского месторождений (см. рис. 1): в настоящий момент сводные контура месторождений уже пересекаются в плане, и в идеале их надо объединять с Красноленинским на уровне площадей наравне с Каменной, Ем-Еговской и т. д. По сути получается, что Ем-Еговское, Пальяновское, Каменное поднятия были изначально в составе Красноленинского месторождения (хотя и не соприкасались между собой), а Западно-Талинское и Яхлинское — нет, при этом разделяющая их Талинская площадь опять же всегда была в составе Красноленинского месторождения.

Результаты и выводы

1. Критически важно создавать одну единую модель месторождения. Особенно это касается крупных и уникальных месторождений, где изменение пористости на 1 % вследствие применения множества петрофизических моделей автоматически приводит к изменению запасов на млн т нефти.

2. Исполнитель работ должен быть один, желательно независимый от всех недропользователей, чтобы он смог найти золотую середину всех РД недропользователей либо вообще работал только по РД ГКЗ и Центральной комиссии по разработке Роснедра (ЦКР). В идеале — государственное предприятие.

Польза для государства следующая.

- Модели пластов и, соответственно, запасы не зависят от держателя лицензии на участки недр.
- Оперативно выявляются проблемные места участков недр (пересечения, промежутки между границами).
- Корректно распределяется добыча полезных ископаемых по участкам недр.
- Все результаты моделирования напрямую попадают в Госбаланс, Российский геологический фонд, территориальные фонды, различные базы данных по недропользованию.
- Отпадает необходимость согласования трансграничных месторождений, границ залежей, категорий запасов.

Список источников

1. Отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Каменной площади Краснотеннинского месторождения Октябрьского района Тюменской области по состоянию на 01.04.90 года, Ханты-Мансийский автономный округ» / В. К. Рыбак, Н. И. Шумило, М. Ф. Шарипова [и др.]. – Тюмень, 1990. – Текст : непосредственный.
2. Отчет «Геологический отчет о пересчете запасов нефти и растворенного газа и ТЭО КИН Ем-Еговского + Пальяновского лицензионного участка Краснотеннинского нефтегазоконденсатного месторождения (западная часть) Тюменской области, ХМАО — Югра по состоянию на 01.01.2015» / А. Б. Алчина, С. А. Корниенко [и др.]. – Тюмень, 2015. – Текст : непосредственный.
3. Отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа на основе геолого-технологической модели Краснотеннинского месторождения Ханты-Мансийского АО Тюменской области (в пределах лицензионной деятельности ОАО «ТНК-ННГАНЬ») Каменная площадь» / Т. Ф. Дьяконова, С. Б. Денисов, С. И. Билибин [и др.]. – Москва, 2003. – Текст : непосредственный.
4. Отчет «Подсчет геологических запасов нефти, растворенного газа, сопутствующих компонентов Краснотеннинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Каменной (западная часть) ЛУ» / Т. Н. Смагина, А. А. Кунгуров, Л. Х. Алимчанова [и др.]. – Тюмень, 2017. – Текст : непосредственный.

5. Отчет «Подсчет геологических запасов нефти, растворенного газа и компонентов Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Каменного ЛУ (восточная часть)» / Г. В. Кузнецова, В. С. Дручин, С. Ф. Панов [и др.]. – Тюмень, 2019. – Текст : непосредственный.

References

1. Rybak, V. K., Shumilo, N. I., Sharipova, M. F. [et al.]. (1990). Otchet "Podsчет zapasov nefiti i rastvorennogo gaza Kamennoy ploshchadi Krasnoleninskogo mestorozhdeniya Oktyabr'skogo rayona Tyumenskoy oblasti po sostoyaniyu na 01.04.90 goda, Khanty-Mansiyskiy avtonomnyy okrug". Tyumen. (In Russian).
2. Alchina, A. B., Kornienko, S. A. [et al.]. (2015). Otchet "Geologicheskii otchet o pereschete zapasov nefiti i rastvorennogo gaza i TEO KIN Em-Egovskogo + Pal'yanovskogo litsenzionnogo uchastka Krasnoleninskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (zapadnaya chast') Tyumenskoy oblasti, Khmao - Yugra po sostoyaniyu na 01.01.2015". Tyumen. (In Russian).
3. D'yakonova, T. F., Denisov, S. B., Bilibin, S. I. [et al.]. (2003). Otchet "Podsчет zapasov nefiti i rastvorennogo gaza na osnove geologo-tekhnologicheskoy modeli Krasnoleninskogo mestorozhdeniya Khanty-Mansiyskogo AO Tyumenskoy oblasti (v predelakh litsenzionnoy deyatel'nosti OAO "TNK-NYAGAN") Kamennaya ploshchad". Moscow. (In Russian).
4. Smagina, T. N., Kungurov, A. A., Alimchanova, L. Kh., Novopashina, V. L., Tashlanova, T. V., Kuznetsov, A. G. [et al.]. (2017). Otchet "Podsчет geologicheskikh zapasov nefiti, rastvorennogo gaza, soputstvuyushchikh komponentov Krasnoleninskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya v predelakh Kamennogo (zapadnaya chast') LU". Tyumen. (In Russian).
5. Kuznetsova, G. V., Druchin, V. S., Panov, S. F. [et al.]. (2019). Otchet "Podsчет geologicheskikh zapasov nefiti, rastvorennogo gaza i komponentov Krasnoleninskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya v predelakh Kamennogo LU (vostochnaya chast')". Tyumen. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Кузгуров Алексей Анатольевич, менеджер по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, aakungurov@tnnc.rosneft.ru

Алимчанова Луиза Хакимчановна, начальник отдела подсчета запасов и ОПЗ по Западной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Aleksei A. Kungurov, Geology Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC, aakungurov@tnnc.rosneft.ru

Luiza Kh. Alimchanova, Division Head of the West Siberia Reserves Estimation, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 05.03.2024; одобрена после рецензирования 02.05.2024; принята к публикации 07.05.2024.

The article was submitted 05.03.2024; approved after reviewing 02.05.2024; accepted for publication 07.05.2024.

Современные подходы к обоснованию зон с различным насыщением

Ю. А. Рожицин^{1*}, В. А. Белкина²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*yarozhitsin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Большинство залежей, введенных в разработку в Западной Сибири за последние 10–15 лет, характеризуются сложным и очень сложным строением при небольших размерах. Эффективная разработка таких залежей возможна только на основе адекватных и достаточной точности моделей. Построение детальных и высокой точности моделей сложнопостроенных залежей невозможно без комплексного анализа всех видов геолого-геофизической информации, а в ряде случаев и физико-химических свойств пластовых флюидов. Целью исследования является уточнение геологического строения залежи пласта ПК₁₉² Берегового месторождения на основе такого подхода. Использование расширенного комплекса геофизических исследований скважин, прогнозных карт эффективных толщин и песчанистости по данным сейсмики, а также обоснование увеличенного набора региональных и локальных реперов позволили уточнить область распространения углеводородов и показать, что залежь не является единой, а состоит из трех гидродинамически разобщенных залежей. Косвенно литологическое разграничение залежей подтверждает и значимое различие флюидалных контактов, расхождение между контактами северной и южной залежей составляет 6 м. Анализ физико-химических свойств пластовых флюидов показал, что северная и южная залежи насыщены конденсатами разного типа и существенно разной плотности. Результаты работы позволили, во-первых, уточнить и детализировать строение залежей пласта ПК₁₉² Берегового месторождения, во-вторых, уточнить запасы, а также показать, что плотность конденсата северной залежи такова, что постановка запасов конденсата на госбаланс и его добыча из этой залежи экономически нецелесообразны.

Ключевые слова: запасы углеводородов, типизация конденсатов, характер насыщения, зоны гидродинамического разобщения, покурская свита

Для цитирования: Рожицин, Ю. А. Современные подходы к обоснованию зон с различным насыщением / Ю. А. Рожицин, В. А. Белкина. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-33-43 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 33–43.

Modern approaches to the justification of zones with different saturation

Yuri A. Rozhitsin^{1*}, Valentina A. Belkina²

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*yarozhitsin@tnnc.rosneft.ru

Abstract. Most of the deposits that have been developed in Western Siberia over the past 10 to 15 years are characterized by a complex and highly complex structure with small sizes. The effective development of such deposits is possible only on the basis of adequate and sufficiently accurate models. The construction of detailed and high-precision models of complex deposits is impossible without a comprehensive analysis of all types of geological and geophysical information, and in some cases, the physical and chemical properties of reservoir fluids. The aim of the study is to

clarify the geological structure of the PK₁₉² formation of the Beregovoye field through a comprehensive analysis. The use of an expanded well logging, predictive maps of effective thicknesses and sandiness according to seismic data and the justification of an increased set of regional and local benchmarks made it possible to clarify the area of hydrocarbon distribution and show that the deposit is not a single one, but consists of three hydrodynamically separated deposits. The lithological differentiation of the deposits is indirectly confirmed by a significant difference in fluid contacts. The discrepancy between the contacts of the northern and southern deposits is 6 m. An analysis of the physico-chemical properties of reservoir fluids has shown that the northern and southern deposits are saturated with condensates of different types and significantly different densities. The results of the work have enabled the following conclusions to be drawn: firstly, the structure of the PK₁₉² formation deposits of the Beregovoye field has been clarified and detailed; secondly, the reserves have been clarified; and thirdly, it has been demonstrated that the condensate density of the northern deposit is such that setting condensate reserves on the state balance and their extraction from this deposit are economically impractical.

Keywords: hydrocarbon reserves, condensate typification, saturation character, hydrodynamic separation zones, Pokur formation

For citation: Rozhitsin, Yu. A., & Belkina, V. A. (2024). Modern approaches to the justification of zones with different saturation. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 33-43. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-33-43

Введение

В настоящее время большинство месторождений нефти и газа Российской Федерации с активными запасами находятся на третьей — четвертой стадиях разработки. Восполнение ресурсной базы страны происходит в основном за счет месторождений углеводородов (УВ) со сложным и очень сложным геологическим строением. При подсчете запасов таких месторождений возникает ряд задач, одна из которых — обоснованное выделение залежей с различными свойствами пластовых флюидов, находящихся в пределах одной структуры. Остро эта задача проявляется на пластах ПК₁₉₋₂₀ покурской свиты на Береговом месторождении. Одним из методов решения указанной задачи является метод типизации конденсатов пластового газа, предложенный С. А. Заночевым и др. [1].

Объекты и методы исследования

Объектом изучения в данной работе являются залежи пласта ПК₁₉² Берегового нефтегазоконденсатного месторождения.

Исследовательский комплекс включал в себя анализ распространения по площади месторождения типов конденсата пластового газа и его пространственное соотношение с линиями гидродинамического разобщения резервуара.

Результаты

Береговое нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено в северо-восточной части Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Ближайший населенный пункт — п. Уренгой.

Покурская свита делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Проследить границы между подсвитами довольно сложно, и на большей части территории они проведены условно. Нижняя подсвита сложена светло-серыми песчаниками, реже серыми, чередующимися в сложном сочетании с глинами, темно-серыми и зеленовато-буровато-серыми алевролитами. Перечисленные породы с разнообразными типами слоистости, с включением растительного детрита, остатками растений, стяжений сидерита, углистыми прослоями, отмечаются пирит, окатыши. В основании нижней подсвиты выделены продуктивные пласты ПК₁₇₋₂₀. Пласт ПК₁₉² на изучаемом месторождении охарактеризован керном в 20 скважинах. Вынос керна по изучаемому пласту составляет 317 м.

Согласно палеогеографическим схемам А. Э. Конторовича и др. [2], во время формирования нижней подсвиты изучаемый район представлял собой низменную аккумулятивную равнину с обильной растительностью (осадки русел, пойм, болот, озер), находящуюся вблизи границы с зоной переходного осадконакопления — прибрежной равниной, временами заливаемой морем (осадки: русловые, дельтовые, пойменные, озерно-болотные и др.) (рис. 1). Климат влажный и теплый до субтропического. При временном затоплении территории создавались условия для образования покровных углисто-глинистых прослоев [3].

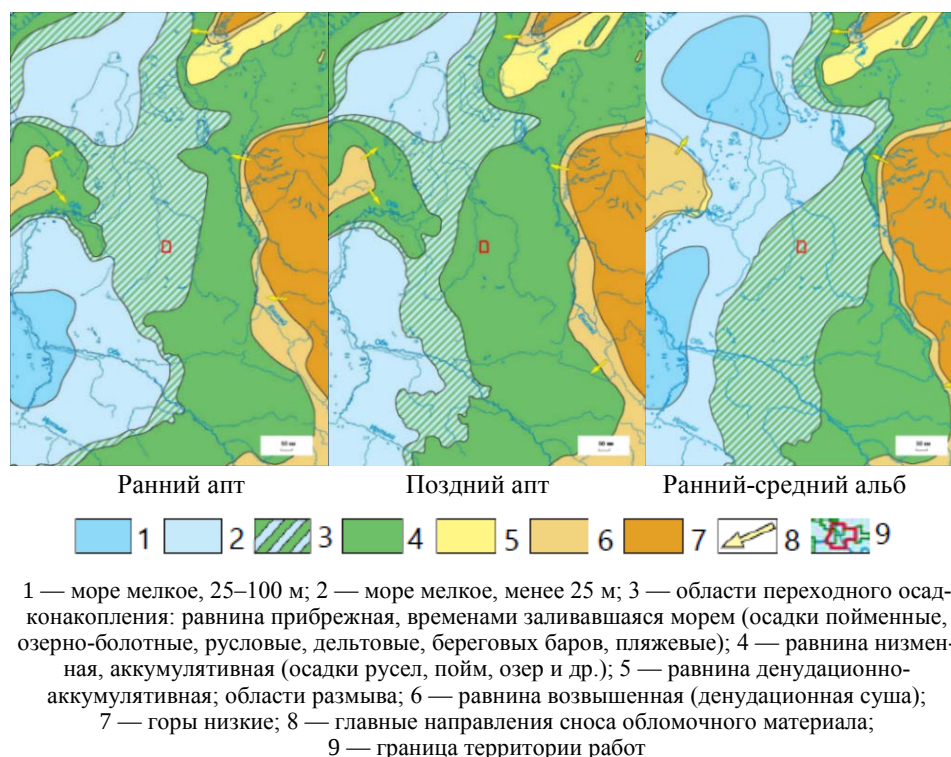


Рис. 1. Обстановки осадконакопления по палеогеографическим схемам Западно-Сибирского осадочного бассейна (апт-альб) [2]

В процессе формирования отложений нижней подсвиты покурской свиты временные наступления моря были довольно частыми и непродолжительными. На залитой морем площади происходило образование пород, отличных от типичных терригенных континентальных осадков. Таким образом, на всей этой поверхности формировались покровные слои со специфическими свойствами. Часто они отличаются по плотностным характеристикам от вмещающих пород, поэтому при корреляции наряду со стандартными и радиоактивными методами геофизических исследований скважин использовался плотностной и акустический каротаж. Благодаря сглаженному рельефу флювиальной равнины покровные слои распространены на сравнительно обширных территориях, что позволяет проследивать их в качестве локальных корреляционных реперов. Еще одним корреляционным репером являются углисто-глинистые прослои, образовавшиеся в результате временных наступлений моря на пониженные болотистые участки (рис. 2).

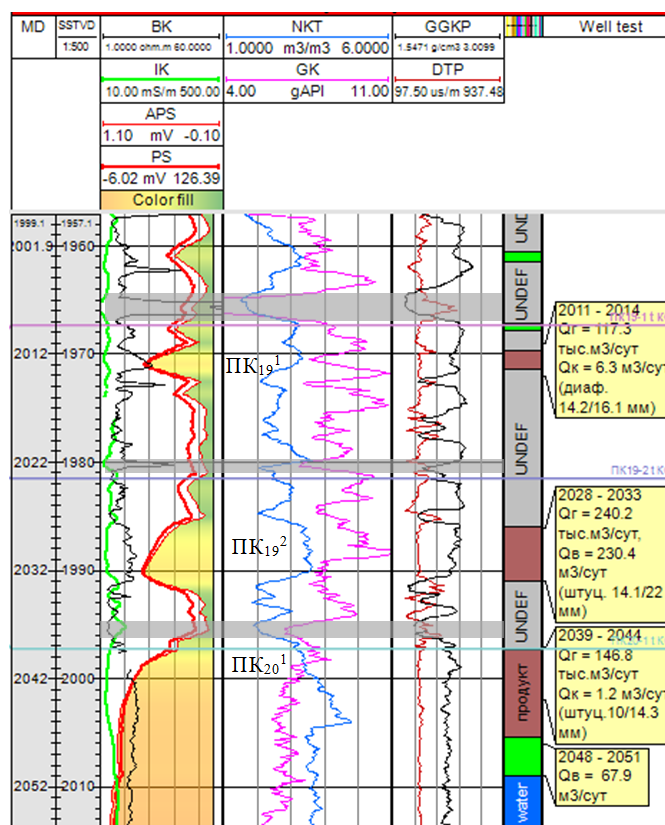


Рис. 2. Сква. X. Углистые прослои над пластами PK_{19}^1 , PK_{19}^2 , PK_{20}^1

Эти углистые прослои являются достаточно выдержанными на изучаемом участке, что позволяет использовать их в качестве локальных реперов для пластов PK_{18} , PK_{19}^1 , PK_{19}^2 .

Кроме того, они являются гидродинамическими экранами, обусловленными гидрофобностью углей. На контакте гидрофильных и гидрофобных пород создается барьер капиллярных сил, препятствующий миграции флюидов [3–5].

Особенностью залежей пластов группы ПК₁₉₋₂₀, в частности пласта ПК₁₉², является наличие залежей с различным составом пластового газа, выделяемых в пределах единой структуры, вследствие чего возникает проблема оценки положения флюидального контакта, а также зон с приблизительно однородным конденсатосодержанием пластового газа.

Из сказанного следует, что важной задачей, решаемой при моделировании пласта ПК₁₉², является обоснование областей распространения залежей с учетом типа их насыщения и выделения зон разобщения в соответствии с геологическими особенностями (в данном случае — зон пониженной песчаности). В пласте ПК₁₉² в пределах единой структуры выделено 3 залежи с разным характером насыщения, разделенных между собой зонами гидродинамического разобщения, при этом северная и южная залежи ранее считались идентичными по составу и свойствам пластового газа. Точность решения задачи определения границ залежей зависит от обоснованного выделения зон гидродинамического разобщения пород-коллекторов в комплексе с типизацией проб конденсатов.

Большая часть площади характеризуется пониженной песчаностью ($k_{\text{песч}}$) из-за переслаивания приливно-отливных и пойменных глинисто-алевритовых осадков с малыми аккумулятивными телами песчаного состава. Гидродинамическая связность изменяется от средней до пониженной. Наличие зон с пониженным $k_{\text{песч}}$ между областями развития песчаных тел приливно-отливного типа позволило выделить зоны литологического разобщения резервуара.

Песчаные тела мигрирующих приливно-отливных протоков, имеющие высокую степень гидродинамической связи, выделены в основном на северо-западе и юго-востоке площади. Как видно из карты $k_{\text{песч}}$, эти тела хорошо коррелируют с зонами повышенной песчаности (рис. 3). Породы-коллекторы представлены песчаниками и алевролитами. Песчаники светло-серые тонкозернистые и тонко-мелкозернистые, участками с низкой нефтенасыщенностью, алевритистые, с карбонатным и глинистым цементом, массивные и слоистые. Слоистость полого-волнистая, мелкая косая, полого-наклонная, волнистая, местами прерывистая, подчеркнутая глинисто-углистым материалом. Алевролиты серые, мелкозернистые и крупно-мелкозернистые, с примесью песчаного материала, глинистые.

Эффективные толщины изменяются от 0 до 14,4 м, в среднем составляя 6 м. Коэффициент пористости изменяется от 12,9 до 33,4 %, в среднем составляя 22,0 %; проницаемость изменяется в пределах $0,3\text{--}5075,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, составляя в среднем $187,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; коэффициент остаточной водонасыщенности изменяется от 15,8 до 66,5 %, составляя в среднем по пласту 39,0 %.

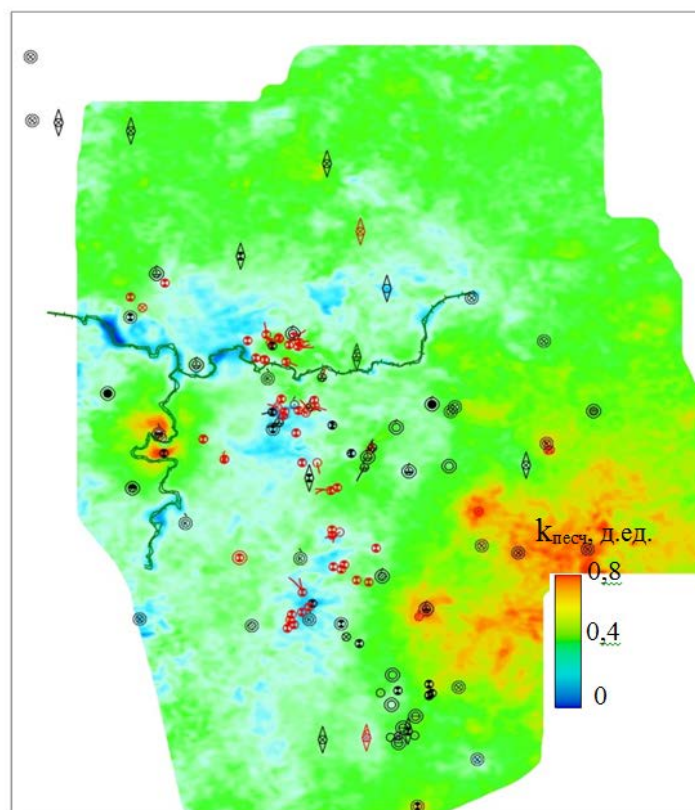


Рис. 3. Фрагмент прогнозной карты коэффициента песчаности

По результатам анализа, изложенным в статье [1], с привлечением информации о различных флюидальных индикаторах, в пласте ПК₁₉² выделены два типа конденсатов.

Первый тип: содержание УВ $C_{5+} < 10$ г/м³, плотность конденсата > 850 кг/м³, вязкость конденсата > 2 мм²/с.

Второй тип: содержание УВ $C_{5+} > 20$ г/м³, плотность конденсата < 760 кг/м³, вязкость конденсата < 1 мм²/с.

Конденсаты первого типа получены в скважинах куста 102. Конденсаты второго типа — в скважинах кустов 103, 104, 105. В некоторых скважинах получены конденсаты промежуточного типа (содержание УВ C_{5+} — 10–20 г/м³, плотность конденсата — 760–850 кг/м³, вязкость конденсата — 1–2 мм²/с) (рис. 4).

При этом содержание конденсатов первого типа составляет менее 25 г/моль, соответственно, постановка запасов конденсата на госбаланс по северной залежи является экономически нецелесообразной.

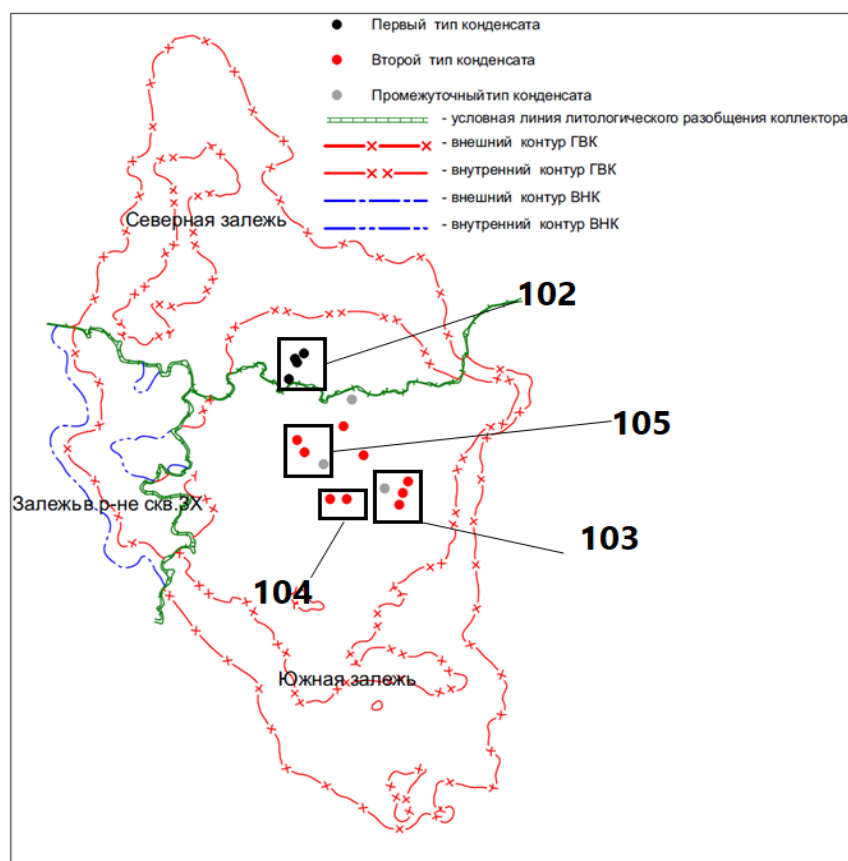


Рис. 4. Карта типов газовых конденсатов залежей пласта ПК₁₉²

Обсуждение

С учетом информации о различных свойствах и составе пластового газа авторами данной статьи предложено зону, охарактеризованную пониженным содержанием УВ C₅₊ (менее 10 г/м³), обособить в отдельную северную залежь с условно «сухим» газом, область с повышенным содержанием УВ C₅₊ (более 20 г/м³) обособить в составе южной газоконденсатной залежи, на западе выделить третью залежь, где установлено наличие нефтяной оторочки.

Построение трехмерной геологической модели было проведено с учетом разделения объекта на три залежи с различными свойствами и составом пластового газа, различным характером насыщения и с учетом выделения литологических гидродинамических зон разобщения (рис. 5).

Северная залежь — газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная, положение уровня газовой контакта (ГВК) оценивается абсолютной отметкой (а.о.) –1 988 м.

Залежь вскрыта 16 скважинами, из них 6 — поисково-разведочных и 10 — эксплуатационных. По результатам исследования проб в скважинах № 10203, 10204, 10205, 10202 состав пластового газа залежи представлен конденсатами первого типа, в составе которого преобладает метан, молярное содержание которого составило 95,65 %.

Южная залежь — газоконденсатная, пластовая сводовая, литологически экранированная, положение уровня ГВК оценено на а.о. –1 993 — –1 994 м.

Залежь вскрыта 46 скважинами, из них 18 — поисково-разведочных и 28 — эксплуатационных. По результатам исследования проб эксплуатационных скважин в залежи получены конденсаты промежуточного и второго типа.

Залежь района скважины 3Х — нефтегазовая, пластовая сводовая, литологически экранированная, положение газонефтяного контакта (ГНК) принято на а.о. –1 987,2 м, водонефтяного контакта (ВНК) — на а.о. –1 992,4 м.

Залежь вскрыта 4 скважинами, из них 3 — поисково-разведочных и 1 — эксплуатационная.

Из приведенных данных следует, что интервал вариации ГВК составляет ~ 6 м, то есть является значимым. Отметим, что, согласно модели 2016 г., ГВК был единым, с а.о., равной 1 991 (± 1) м.

Сравнение с предыдущей моделью показывает, что ГВК северной и южной залежей заметно уточнились. Очевидный разброс значений ГВК актуализированной модели косвенно подтверждает гидродинамическую разобщенность залежей.

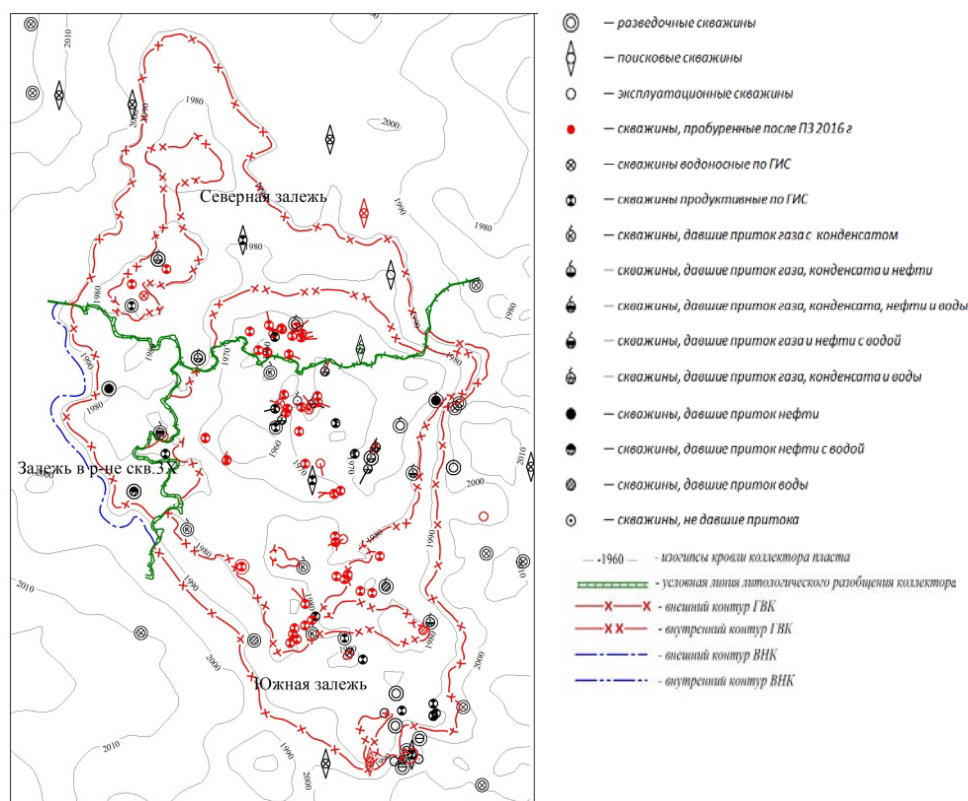


Рис. 5. Структурная карта кровли пород-коллекторов

Проведенный совместный анализ свойств насыщающего УВ флюида, литологического строения и актуализированной геометрии продуктивной части пласта ПК₁₉² Берегового месторождения показал, что заметно изменилась геометрия изучаемого объекта, а именно, ранее рассматриваемый объект как единая залежь по факту представляет собой три гидродинамически разобщенные залежи, с заметно разными абсолютными отметками флюидалльных контактов и различающиеся по количеству и типу содержания газового конденсата.

Выводы

Использование подхода, учитывающего результаты предварительно выполненной типизации конденсатов, в комплексе с другими методами позволяет уточнить геометрию залежей, выделить участки с однородными по типу углеводородами. При подсчете запасов углеводородов на сложных и очень сложных по геологическому строению месторождениях такой подход позволяет повысить точность и достоверность запасов. Так, на примере залежей пласта ПК₁₉² Берегового месторождения установлено, что между залежами по картам песчанности установлены зоны гидродинамического разобщения, что и обуславливает различный характер углеводородного насыщения залежей, а также различные отметки флюидалльного контакта в залежах пласта ПК₁₉². На основе актуализированной модели выявлено, что экономически целесообразна постановка на госбаланс запасов конденсата только в южной залежи, где содержание УВ C₅₊ составляет более 25 г/моль.

В работе детализирована геометрия залежей пласта ПК₁₉² Берегового месторождения: уточнены а.о. контактов залежей, зоны гидродинамического разобщения и выделены участки разного типа конденсатов.

Детализированная и уточненная трехмерная геологическая модель позволила дифференцированно оценить запасы газа и конденсата по залежам и участкам с разными типами конденсата. Уточнение запасов и их дифференцированная структура являются основой более эффективной схемы обустройства месторождения, особенно это касается наземной инфраструктуры для сбора, хранения и транспортировки газа и конденсата.

Список источников

1. Типизация конденсатов пластового газа нижнепокурской свиты в пределах Берегового месторождения с помощью флюидалльных коэффициентов / С. А. Заночуев, Е. А. Громова, А. В. Поляков. – DOI 10.25689/NP.2019.3.102-114. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2019. – № 3 (19). – С. 102–114.

2. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, Ю. Н. Казаненков [и др.]. – DOI 10.15372/GiG20140504. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 745–776.
3. Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты Берегового месторождения / В. В. Касаткин, К. В. Светлов, К. Ф. Миropольцев, Ю. И. Шилов. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art2. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2021. – № 4 (35). – С. 13–20.
4. Большаков, Ю. Я. Нетрадиционные капиллярно-экранированные залежи нефти и газа в терригенных коллекторах, условия их формирования и возможности поисков : специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Большаков Юлий Яковлевич ; Академия наук СССР, Сибирское отделение. – Новосибирск, 1987. – 32 с. – Место защиты : Институт геологии и геофизики Сибирского отделения Академии наук СССР. – Текст : непосредственный.
5. Большаков, Ю. Я. Решение задач нефтегазопромысловой геологии на основе капиллярных моделей залежей / Ю. Я. Большаков. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2008. – 140 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Zanochuyev, S. A., Gromova, E. A., & Polyakov, A. V. (2019). Identification of crude gas condensates based on fluid coefficients (Beregovoye field). *Neftyanaya Provintsiya*, (3(19)), pp. 102-114. (In Russian). DOI: 10.25689/NP.2019.3.102-114
2. Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanenko, V. A., Karogodin, Yu. N., Kontorovich, V. A., Lebedeva, N. K., ... Shurygin, B. N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Geologia i Geophisika*, 55(5-6), pp. 745-776. (In Russian). DOI: 10.15372/GiG20140504
3. Kasatkin, V. V., Svetlov, K. V., Miropoltsev, K. F., & Shilov, Yu. I. (2021). Correlation of continental genesis strata: the case of the pokur formation of the Beregovoye field. *Actual problems of oil and gas*, (4(35)), pp. 13-19. (In Russian). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art2
4. Bolshakov, Yu. Ya. (1987). *Netraditsionnye kapillyarno-ekranirovannye zalezhi nefi i gaza v terrigennykh kollektorakh, usloviya ikh formirovaniya i vozmozhnosti poiskov*. Avtoref. diss. ... doct. geol.-mineral. nauk. Novosibirsk, 32 p. (In Russian).
5. Bolshakov, Yu. Ya. (2008). *Reshenie zadach neftegazopromyslovoj geologii na osnove kapillyarnykh modeley zalezhey*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 140 p. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Рожницин Юрий Андреевич, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, yarozhitsin@tnnc.rosneft.ru

Yuri A. Rozhitsin, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, yarozhitsin@tnnc.rosneft.ru

Белкина Валентина Александровна, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Valentina A. Belkina, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 05.03.2024; одобрена после рецензирования 28.04.2024; принята к публикации 14.05.2024.

The article was submitted 05.03.2024; approved after reviewing 28.04.2024; accepted for publication 14.05.2024.

УДК 550.83

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-44-57

К проекту технологии нейросетевого анализа для решения задач нефтегазовой геофизики

С. К. Туренко

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
turenkosk@tyuiu.ru

Аннотация. Нейросетевой анализ (НСА) является перспективным направлением повышения эффективности нефтегазовой геофизики и нефтегазовой отрасли. Анализ полученного опыта использования имеющихся методов и пакетов программ НСА при решении задач нефтегазовой геофизики свидетельствует об отсутствии существенного (прорывного) эффекта. Для достижения значимого эффекта предлагается переходить от методов к технологиям НСА. В работе предложена принципиальная архитектура технологии нейросетевого анализа для решения задач нефтегазовой геофизики, включающая в себя конструктор нейросетей; подсистему обучения геофизика в области НСА; цифровой полигон; базу знаний (о задачах, методах НСА, методиках и опыте решения прикладных задач). Обсуждаются элементы предлагаемой технологии и их взаимосвязь.

Кратко охарактеризован пилотный вариант предлагаемой технологии, включающий ее основные элементы, ориентированный, прежде всего, на обучение специалистов. Результаты апробации пилотного варианта показали эффективность предлагаемой технологии.

Определены первоочередные научные и технологические задачи развития предлагаемой технологии.

Ключевые слова: нефтегазовая геофизика, цифровизация, нейросетевой анализ, цифровой полигон, конструктор нейросетей, технологическая платформа

Для цитирования: Туренко, С. К. К проекту технологии нейросетевого анализа для решения задач нефтегазовой геофизики / С. К. Туренко. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-44-57 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 44–57.

Developing neural network analysis technology for the resolution of issues in oil and gas geophysics

Sergey K. Turenko

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
turenkosk@tyuiu.ru

Abstract. Neural network analysis represents a promising avenue for enhancing the efficacy of petroleum geophysics and the oil and gas industry. The analysis of the obtained experience of using the

available neural network analysis methods and software packages in solving problems of oil and gas geophysics shows the absence of a significant (breakthrough) effect. In order to achieve a significant effect, it is proposed to move from methods to neural network analysis technologies. The article presents a fundamental framework for neural network analysis technology in the context of oil and gas geophysics. This includes a neural network designer, a subsystem for training geophysicists in the field of neural network analysis, a digital polygon, and a knowledge base comprising tasks, neural network analysis methods, techniques, and experience in solving applied problems. The elements of the proposed technology and their interrelation are discussed in detail.

The pilot version of the proposed technology, which includes its principal elements, is initially described in terms of its orientation towards the training of specialists. The results of the pilot version's approval have demonstrated the efficacy of the proposed technology.

The scientific and technological priorities of the proposed technology development have been delineated.

Keywords: oil and gas geophysics, digitalization, neural network analysis, digital polygon, neural network designer, technology platform

For citation: Turenko, S. K. (2024). Developing neural network analysis technology for the resolution of issues in oil and gas geophysics. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 44-57. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-44-57

Введение

Современный уровень развития информационных технологий и вычислительной техники позволяет перейти к цифровизации ряда информационно емких отраслей (направлений) человеческой деятельности. При этом цифровизация предполагает существенное повышение эффективности деятельности за счет использования современных информационных технологий¹.

Перспективными направлениями цифровизации экономики РФ является цифровизация нефтегазовой отрасли и нефтегазовой геофизики, основного источника информации о недрах [1].

К числу перспективных методов цифровизации решения задач нефтегазовой геофизики относятся методы нейросетевого анализа (НСА).

Анализ более чем шестидесятилетнего опыта использования НСА при решении задач нефтегазовой геологии и геофизики показал [2], что от использования программ, реализующих методы НСА, необходимо переходить к разработке и использованию технологий (программных систем), реализующих (поддерживающих) все этапы постановки и решения задач нефтегазовой геофизики с использованием НСА и основные виды обеспечения технологии НСА (математического, программного, методического, информационного, кадрового). В работе обсуждается принципиальная

¹ Программа «Цифровая экономика Российской Федерации»: № 1632-р: утверждена распоряжением Правительства РФ от 28.07.2017. – 88 с.

архитектура технологии постановки и решения задач нефтегазовой геофизики с использованием НСА.

В качестве основных элементов технологии постановки и решения задач нефтегазовой геофизики с использованием НСА выделены конструктор нейросетей (математическое обеспечение); подсистема обучения геофизика (кадровое обеспечение); цифровой полигон (информационное обеспечение); база знаний (методическое обеспечение).

В работе также кратко охарактеризованы результаты создания и опробования пилотного варианта предлагаемой технологии, показавшие ее перспективность.

Объект и методы исследования

Объект исследования в данной работе — технология нейросетевого анализа для решения задач нефтегазовой геофизики.

Исследования базируются на методологии и методах: 1) системного анализа (результаты предварительных исследований по системному анализу процесса решения задач нефтегазовой геофизики с использованием современных информационных технологий и НСА с целью существенного повышения эффективности их решения изложены в работах [1, 2]); 2) системного проектирования сложных систем [3].

В числе основных методов системного проектирования используются методы многоуровневой декомпозиции (структурирования) и итерации (последовательных приближений).

На первом уровне структурирования объекта исследования нейросетевое моделирование рассматривается как элемент (подсистема) системы поддержки решения задач нефтегазовой геофизики.

На втором уровне выделяются основные элементы (модули) подсистемы нейросетевого моделирования и их взаимосвязь.

В числе основных элементов (модулей) подсистемы НСА выделены модуль обучения, конструктор алгоритмов НСА, цифровой полигон, база знаний.

На третьем уровне осуществляется детализация (структурирование) элементов второго уровня.

Наряду с описанием принципиальной архитектуры системы, реализующей (поддерживающей) технологию решения задач нефтегазовой геофизики с использованием НСА, определяются первоочередные научные и технологические задачи дальнейшего ее развития.

Результаты

Принципиальную архитектуру системы поддержки решения задач нефтегазовой геофизики методами нейросетевого анализа можно представить в виде следующей схемы (рис. 1).

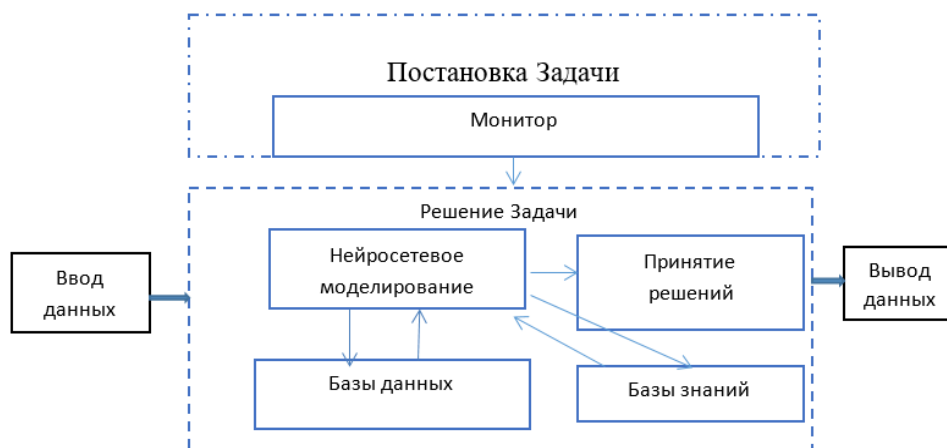


Рис. 1. Принципиальная архитектура «системы» поддержки решения задач нефтегазовой геофизики методами нейросетевого анализа

Основные элементы «системы» и их функции

Модуль ввода данных обеспечивает перевод из внешнего формата во внутренний; оценку качества данных.

Модуль вывода данных обеспечивает представление промежуточных и итоговых данных в электронном, табличном, графическом виде.

Модуль «монитор» обеспечивает формальную постановку задачи:

- определение типа задачи (распознавание образов, ...);
- задание основных элементов модели задачи:
 - множество объектов (распознавания, ...);
 - признаков пространство;
 - материал эталонный (обучения, экзамена), прогнозный;
 - множество способов решения задачи (распознавания, ...);
 - критерий эффективности решения задачи.

Подсистема нейросетевого моделирования обеспечивает обучение специалиста («геофизика», ...) методам НСА (при необходимости); формирование, выбор и настройку метода НСА, графа решения (конструирование нейронных сетей (НС)) на «цифровом полигоне»; реализацию выбранного графа решения на «прогножном» материале (НСА-прогноз).

Модуль принятия решений позволяет выработать (рекомендовать) решение на основе расчетов (подсистемы нейросетевого моделирования) и знаний (об объеме и качестве данных, опыте решения аналогичных задач, результатах исследований на моделях, ...).

База данных (экспериментальная информация — измеренная на реальных объектах, результаты математического моделирования — решение прямых и обратных задач геофизики, априорная информация, ...).

База знаний (априорная информация об объектах и методах НСА, результаты методических исследований, результаты решения аналогичных практических задач, ...) [4].

Ключевым элементом постановки и решения задач нефтегазовой геофизики методами НСА является подсистема «Нейросетевое моделирование» (рис. 2).

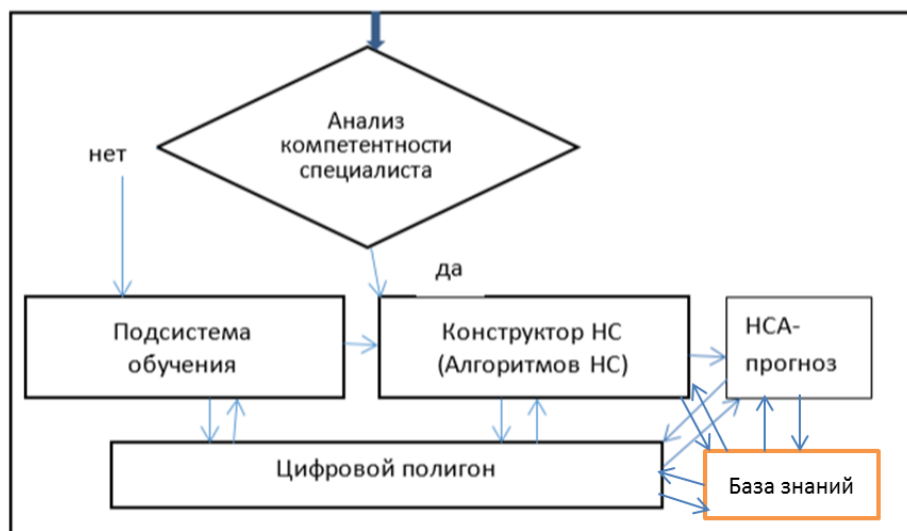


Рис. 2. Принципиальная архитектура подсистемы «Нейросетевое моделирование»

Архитектура подсистемы «Нейросетевое моделирование» ориентирована на обеспечение следующих функций:

- анализ компетентности специалиста-геофизика в области НСА;
- обучение при необходимости (анализ компетентности — «нет») методам и технологиям НСА, в частности, с использованием «цифрового полигона»;
- подбор и настройка (конструирование) алгоритмов НСА («конструктор НС») на «цифровом полигоне»;
- информационное обеспечение нейросетевого моделирования («цифровой полигон»);
- реализация выбранного алгоритма для решаемой (прогнозной) задачи — «НСА-прогноз»;
- методическое обеспечение НСА («база знаний»).

Блок анализа компетентности должен обеспечивать в интерактивном режиме ответ на вопрос : «Достаточна ли компетентность специалиста (да/нет) по методам и технологиям НСА (прежде всего, по реализуемым в модуле «конструктор НС») и их использованию при решении геофизических задач?».

Модуль обучения обеспечивает на основе дополнительного анализа компетенций «выработку» графа обучения, реализует обучение с использованием «конструктора НС» и «цифрового полигона», оценивает результаты обучения.

Модуль «конструктор НС (алгоритмов)» [5] обеспечивает выбор (формирование) и настройку методов НСА на цифровом полигоне, решение практической задачи с использованием выбранного и «настроенного» метода НСА (НСА-прогноз).

Модуль «цифровой полигон» [6] содержит эталонный материал для решения типовых задач нефтегазовой геофизики методами НСА. Эталонный материал служит для оценки, выбора и настройки методов НСА и обучения специалистов.

Принципиальная архитектура модуля обучения отражена на рисунке 3.



Рис. 3. Принципиальная архитектура модуля обучения

Назначение модуля обучения — контроль и повышение компетенций «геофизика» в области использования технологии НСА при решении задач нефтегазовой геофизики.

Основные элементы и функции модуля обучения

Блок постановки задачи обучения определяет:

- специальность обучаемого (геофизик, математик, ...);
- тип геофизической задачи (выделение литотипов, нефтенасыщенных интервалов; восстановление геофизических кривых; ...);

- класс решаемых формальных задач (распознавание, кластерный анализ,);

- класс формальных методов (методы НСА, ...);
- имеющиеся в наличии методы НСА;
- критерии оценивания результатов обучения.

Блок контроля компетенций (входных)

Контролируемые компетенции:

- постановка задачи;
- выбор графа решения задачи;
- реализация графа решения задачи;
- использование конкретного метода НСА;
- интерпретация результатов расчетов;
- оценка качества результатов решения задачи.

Блок управления обучением

Основные функции:

- планирование (план-график);
- реализация (на основе базы учебных материалов);
- контроль процесса повышения компетенции (текущий, итоговый);
- адаптация (плана);
- мониторинг (ведение протокола).

Блок учебных материалов включает следующее:

- учебник (теоретический материал);
- задачник (вопросы для проверки, самопроверки, практические задания);
- комплект оценочных средств — КОС (тесты, практические задачи, ...);
- задачные проекты, решение практических задач (отработка необходимых компетенций) на цифровом полигоне.

Для разработки модуля обучения необходимо решить следующие задачи:

- структурирование компетенций пользователя технологий НСА;
- разработка адаптивного графа повышения компетенций (обучения);
- разработка базовых элементов подсистемы обучения;
- разработка подсистемы управления обучением;
- разработка (выбор) технологической основы создания подсистемы обучения.

При реализации подсистемы обучения целесообразно опираться на открытые международные стандарты дистанционного обучения, например, Scorm² и модульную объектно-ориентированную динамическую обучающую среду Moodle³.

² SCORM [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/SCORM>.

³ Руководство по Moodle для преподавателей [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kshmk.ru/documents/biblioteks/Moodle2023.pdf>.

Принципиальная архитектура модуля «Конструктор НС»

Существуют различные представления о «конструировании нейросетей» [5]. Наши представления о принципиальной архитектуре «Конструктора НС» отражены на рисунке 4.

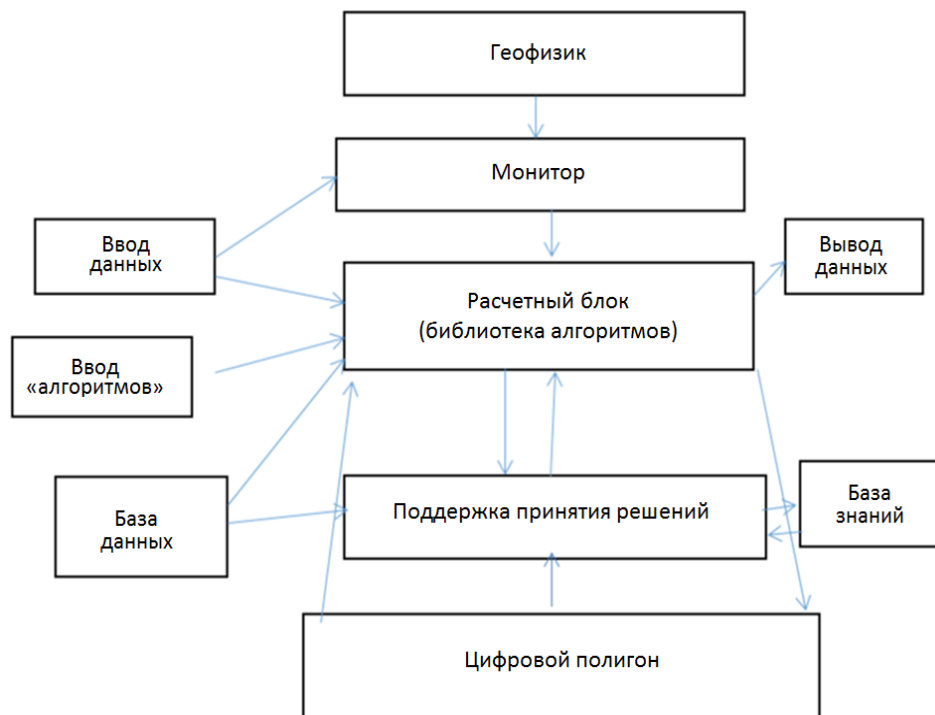


Рис. 4. Принципиальная архитектура модуля «Конструктор НС»

Назначение модуля «Конструктор НС» — формирование (конструирование), выбор и настройка алгоритмов (программ) НСА.

Перечень и функции основных элементов модуля «Конструктор НС» следующие:

- монитор: оценка (определение критерия) эффективности алгоритмов, формирование, выбор алгоритма (рационального, эффективного, ...);
- расчетный блок (решение практической задачи);
- база знаний (информация об объектах исследований, методах исследований, опыте решения аналогичных задач, протоколы исследований, ...);
- база данных (задачная база данных: исходных, промежуточных, результирующих);
- поддержка принятия решений (рекомендации по использованию расчетов, совершенствованию графа решений на основе расчетов, базы знаний, исследований на полигоне).

Задачи, которые необходимо решить для создания конструктора:

- определение базовых формальных задач (распознавание образов, кластерный анализ, ...), решение которых должен обеспечивать конструктор;
- создание механизма формирования библиотеки алгоритмов-программ (БА):
 - формирование базовой БА,
 - формирование механизма развития БА: программирование (C++, Python, ...); подключение библиотеки (C++, Python, ...);
- разработка критериев и технологии выбора рациональных алгоритмов НСА (соответствующих задачам, данным; на основе предшествующего опыта, апробации на полигоне, теоретического анализа).

Модуль «Цифровой полигон»

Цифровой полигон (ЦП) — совокупность (система) цифровых физико-геологических и математических моделей объектов и условий исследований для решения типовых геологических (геофизических) задач.

Назначение модуля ЦП — формирование цифровых эталонных объектов для калибровки, настройки, оценки методов (программ) обработки и интерпретации геолого-геофизических данных, в частности методов НСА, обучения специалистов. В настоящее время в АО «Росгеология» создаются цифровые геофизические полигоны для тестирования создаваемых в рамках импортозамещения программ обработки и интерпретации геофизических данных [6].

Упрощенную архитектуру модуля ЦП можно представить следующим образом (рис. 5).

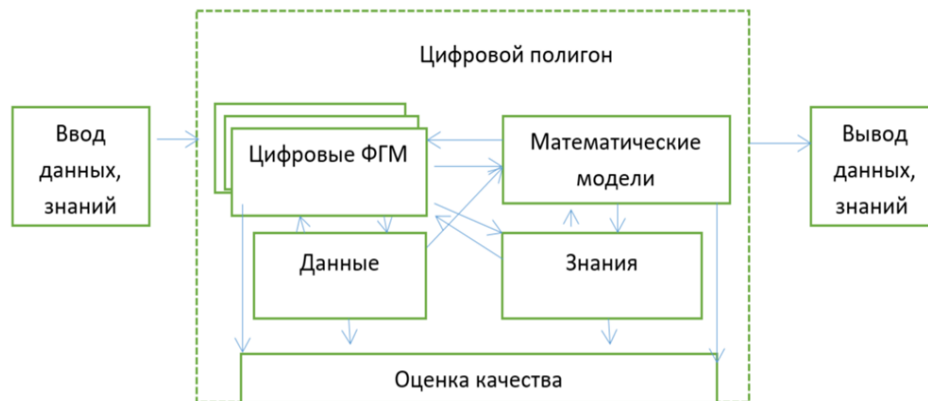


Рис. 5. Принципиальная архитектура модуля «Цифровой полигон»

Основой «цифрового полигона» являются эталонные цифровые физико-геологические модели — ФГМ (геометрия, литология, физические

свойства, распределение геофизических полей) изучаемых объектов, ориентированные на решение конкретных (классов) задач.

Эталонный материал (выборка) — множество эталонных объектов, необходимое и достаточное для решения поставленной задачи. Это могут быть задачи оценки и (или) выбора алгоритмов интерпретации, обучения специалистов, решения практических задач (объекты-аналоги), решения исследовательских задач.

Эталонные объекты (модели) — объекты, на которых заданы как целевые параметры (например, литотипы), так и косвенные (например, геофизические поля) высокого качества, используя которые, можно решать поставленные (указанные выше) задачи.

В основе цифровых ФГМ лежат данные и знания, хранящиеся в соответствующих базах.

Многообразие геофизических данных можно разделить на натурные — измеренные на реальных объектах; модельные — результаты физического и математического моделирования; относящиеся к объекту исследований и помехам (условиям исследований); измеренные (первичные), обработанные (вторичные).

Знания, хранящиеся в базе, можно разделить на базовые (о ФГМ, о методах планирования геофизических измерений, оценки качества, обработки и интерпретации, в том числе методах НСА); текущие (протоколы, результаты исследований, оценка методов НСА на конкретных объектах, ...).

Поскольку речь идет об исследовании на «эталонных объектах», то актуальным для «Цифрового полигона» является наличие модуля оценки качества исходных данных и знаний; результатов обработки и интерпретации; цифровых ФГМ; методов обработки и интерпретации, в частности методов НСА.

Блоки ввода, вывода данных и знаний должны обеспечивать специалистам удобный контроль и анализ входных, текущих и результирующих данных модуля «Цифровой полигон».

Первоочередными задачами создания модуля ЦП являются следующие:

- определение первоочередных, с позиции создания ЦП, типовых геологических (геофизических) задач;
- определение первоочередных объектов для создания ЦФГМ;
- определение первоочередных формальных задач и методов НСА;
- структурирование данных, знаний;
- установление соответствия: решаемые задачи (геофизические, геологические), методы интерпретации (НСА) — допустимые данные;
- определение базовых методов и графа предварительной обработки используемых геолого-геофизических данных;
- определение базовых способов оценки качества данных, знаний, методов, ЦФГМ.

Конкретная архитектура и наполнение подсистемы «Нейросетевое моделирование» определяются под конкретный класс задач нефтегазовой геофизики и целевое назначение (направленность) системы: решение практических задач, решение методических задач, обучение специалистов.

Для реализации предлагаемого технологического подхода к использованию методов НСА при решении задач нефтегазовой геофизики предлагается следующая последовательность действий.

1. Разработка технологической платформы (программной системы) реализации основных элементов предложенной в данной статье принципиальной архитектуры «технологии НСА».
2. Разработка технологии НСА (на базе технологической платформы) для решения класса задач нефтегазовой геофизики.
3. Реализация технологии решения конкретных задач нефтегазовой геофизики с использованием НСА.
4. Адаптация (развитие) технологий и технологической платформы НСА на основе обобщения получаемого опыта и знаний.

Апробация предлагаемого подхода

Предлагаемая архитектура подсистемы нейросетевого моделирования, ориентированной на поддержку (реализацию) технологии НСА для решения задач нефтегазовой геофизики, реализована в пилотном варианте «Виртуального тренажера-нейросимулятора для решения задач нефтегазовой геофизики “Geophysics Neural Simulator”» [7].

Виртуальный тренажер (ВТ) ориентирован прежде всего на образовательные функции, позволяет пользователям ознакомиться с основами нейросетевых методов и применить полученные умения и навыки к решению практических задач геофизики. Пилотный проект ВТ ориентирован на решение двух задач интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС):

- выделение объектов (литотипов, пластов, ...), формальная задача — кластерный анализ, алгоритмы- K-средних, карты Кохонена;
- восстановление кривых ГИС в пропущенных интервалах, формальная задача — аппроксимация функций, алгоритм — многослойный персептрон.

Ключевыми модулями виртуального тренажера являются следующие: «Мастер проектов» (Конструктор НС), «Цифровой полигон», «Блок обучения».

Модуль «Мастер проектов» позволяет в пределах одного окна организовать входные и выходные потоки данных, подобрать алгоритм для решения нужной задачи, установить его параметры в соответствии с указаниями и пояснениями Мастера, провести обучение и тестирование нейросетевой модели.

Модуль «Блок обучения» — это виртуальная образовательная среда, основанная на архитектуре учебной платформы Тюменского индустриального университета Educon⁴, удовлетворяющей международным стандартам дистанционного обучения Scorm⁵ и созданной на основе системы Moodle (модульная объектно-ориентированная динамическая обучающая среда⁶).

Архитектура блока обучения:

- блок ввода данных;
- база учебных проектов;
- учебный материал;
- блок контроля знаний;
- блок мониторинга;
- блок управления обучением.

Модуль «Цифровой полигон» — подсистема обеспечивающая размещение и использование эталонного (скважинного — керн, ГИС) материала для обучения нейросетевых моделей и геофизиков.

Тип реализующей ЭВМ: IBM PC — совместимый персональный компьютер.

Языки программирования: PHP, HTML, CSS, Javascript, C#.

Вид и версия операционной системы для программного обеспечения нейросимулятора: Windows XP/ Windows Vista/ Windows 7/ Windows 8/ Windows 8.1/ Windows 10.

Виртуальный тренажер прошел апробацию при обучении студентов-геофизиков Тюменского индустриального университета и реализации исследовательского проекта по построению цифровой модели текстурно-неоднородных пород-коллекторов [8], что позволило подтвердить эффективность предлагаемого подхода и определить пути дальнейшего его развития и реализации.

Выводы

В работе предложена принципиальная архитектура технологии решения задач нефтегазовой геофизики с использованием нейросетевого моделирования. Определены научные и технологические задачи реализации предлагаемого «технологического» подхода.

Представлены результаты создания и апробации пилотного проекта предложенной технологии — «виртуальный тренажер-нейросимулятор для решения задач нефтегазовой геофизики». Апробация пилотного проекта

⁴ Руководство по системе Educon [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://studylib.ru/doc/3731854/rukovodstvo-po-sisteme-educon>.

⁵ SCORM [Электронный ресурс]...

⁶ Руководство по Moodle для преподавателей [Электронный ресурс]...

указанной технологии показала эффективность предлагаемого подхода и позволила определить первоочередные задачи его развития: задачи создания теоретических основ и технологической платформы реализации базовых элементов предлагаемой технологии (цифровой полигон, конструктор алгоритмов, подсистема обучения, база знаний) и системы в целом.

Список источников

1. Туренко, С. К. О цифровизации нефтегазовой геофизики / С. К. Туренко. – DOI 10.33285/0132-2222-2021-6(575)-23-28. – Текст : непосредственный // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 6 (575). – С. 23–28.
2. Туренко, С. К. Об использовании методов нейросетевого анализа в нефтегазовой геофизике / С. К. Туренко – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2024. – № 1. – С. 66–71.
3. Ипатова, Э. Методологии и технологии системного проектирования информационных систем / Э. Ипатова, Ю. Ипатов. – Москва : ФЛИНТА, 2021. – 257 с. – Текст : непосредственный.
4. Гаврилова, Т. А. Базы знаний интеллектуальных систем / Т. А. Гаврилова, В. Ф. Хорошевский. – Санкт-Петербург : Питер, 2001. – 384 с. – Текст : непосредственный.
5. Кириченко, А. А. Конструирование искусственных нейронных ансамблей (ИНА) / А. А. Кириченко. – 2020. – URL: https://ridero.ru/books/konstruirovaniye_iskusstvennykh_neironnykh_ansamblei_ina/freeText/#freeTextContainer. – Текст : электронный.
6. Корчагин, О. А. Цифровые геофизические полигоны как важный фактор развития отечественных программных комплексов для геологоразведочных работ на углеводороды / О. А. Корчагин. – Текст : непосредственный // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2023. – № 6 (185). – С. 54–59.
7. Виртуальный тренажер-нейросимулятор для решения задач нефтегазовой геофизики «Geophysics Neural Simulator». Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ : № 2021681055 : заявл. 10.11.21 : опубл. 17.11.21 / Туренко С. К., Аристов А. И. – Текст : непосредственный.
8. Цифровая модель текстурно-неоднородных пород-коллекторов. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ : № 2022617868 : заявл. 15.04.22 : опубл. 26.04.22 / Брюханова Е. В., Мамяшев В. Г., Туренко С. К., Аристов А. И. – Текст : непосредственный.

References

1. Turenko, S. K. (2021). Digitalization of oil and gas geophysics. Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry, (6(575)), pp. 23-28. (In Russian).
2. Turenko, S. K. (2024). On the use of neural network analysis methods in petroleum geophysics. Geology and Mineral Recourses of Siberia, (1(57)), pp. 66-71. (In Russian).

3. Ipatova, E., & Ipatov, Yu. (2021). Metodologii i tekhnologii sistemnogo proektirovaniya informatsionnykh system. Moscow, FLINTA Publ., 257 p. (In Russian).
4. Gavrilova, T. A., & Khoroshevskiy, V. F. (2001). Bazy znaniy intelektual'nykh system. Saint Petersburg, Piter Publ., 384 p. (In Russian).
5. Kirichenko, A. A. (2020). Konstruirovaniye iskusstvennykh neyronnykh ansambley (INA). (In Russian). Available at: https://ridero.ru/books/konstruirovaniye_iskusstvennykh_neironnykh_ansamblei_ina/freeText/#freeTextContainer
6. Korchagin, O. A. (2023). Digital geophysical test sites as an important factor in the development of domestic software systems for geological hydrocarbon exploration. Mineral Resources of Russia. Economics and Management, (6(185)), pp. 54-49. (In Russian).
7. Turenko, S. K., & Aristov, A. I. Virtual'nyy trenazher-neyrosimulyator dlya resheniya zadach neftegazovoy geofiziki "Geophysics Neural Simulator". Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programm dlya EVM. No. 2021681055; applied: 10.11.21; published: 17.11.21. (In Russian).
8. Bryukhanova, E. V., Mamyashev, V. G., Turenko, S. K., & Aristov, A. I. Tsifrovaya model' teksturno-neodnorodnykh porod-kollektorov. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programm dlya EVM. No. 2022617868; applied: 15.04.22; published: 26.04.22. (In Russian).

Сведения об авторе / Information about the author

Туренко Сергей Константинович,
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой прикладной гео-
физики, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень, turenkosk@tyuiu.ru, ORCID: [https:// orcid.org/0000-0002-3133-2193](https://orcid.org/0000-0002-3133-2193)

Sergey K. Turenko, Doctor of En-
gineering, Professor, Head of the De-
partment of Applied Geophysics, Indus-
trial University of Tyumen, turenkosk@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3133-2193>

Статья поступила в редакцию 06.05.2024; одобрена после рецензирования 27.05.2024; принята к публикации 31.05.2024.

The article was submitted 06.05.2024; approved after reviewing 27.05.2024; accepted for publication 31.05.2024.

УДК 550.8.05

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-58-72

Опыт применения сейсмофациального анализа на этапе поисковых и разведочных работ

А. М. Шешукова, Е. В. Смирнова*, С. В. Васянина

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Evsmirnova2@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. Вопросы практического применения результатов сейсмофациального анализа беспокоят недропользователей и специалистов научных институтов нефтегазовой отрасли. Не всегда очевидно, какой вклад вносит эта работа в результат геологического моделирования и какую имеет значимость при комплексировании материалов площадных сейсмических исследований, геофизических исследований скважин и данных керна. При этом заинтересованность в данном виде работ снижается по мере разбуривания месторождений, хотя при увеличении скважинных данных достоверность результатов сейсмофациального анализа значительно повышается, появляются дополнительные возможности поиска перспективных и невыработанных зон залежи. В связи с этим основная задача статьи — напоминание общественности о важности данной составляющей геологического моделирования, демонстрация примеров практического применения сейсмофациального анализа, разных подходов к картированию сейсмofаций. В статье описаны подходы сейсмофациального анализа на разных стадиях изученности перспективных площадей и месторождений с учетом 2D и 3D сейсморазведочных работ (СРР). Отмечено, что применение нейронных сетей для расчета сейсмokлассов позволяет работать с разными входными данными: объемные кубы цифрового материала и двухмерные карты, построенные по результатам интерпретации СРР. Уделено внимание роли сейсмофациального анализа в создании геологических моделей и оценке ресурсной базы. Показан вариант расчета трехмерного куба литологии и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с учетом сейсмо- и литофациального анализа с кратким описанием алгоритмов моделирования. На примере участка моделирования продемонстрировано влияние результатов сейсмофациального анализа на распределение коллекторов в трехмерной геологической модели и картирование зон вероятной глинизации продуктивного пласта.

Ключевые слова: сейсмофациальный анализ, сейсмokласс, сейсмический атрибут, динамический анализ, нейронные сети, геологическая модель

Для цитирования: Шешукова, А. М. Опыт применения сейсмофациального анализа на этапе поисковых и разведочных работ / А. М. Шешукова, Е. В. Смирнова, С. В. Васянина. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-58-72 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 58–72.

Experience in seismic facies analysis application during prospecting and exploration

Alexandra M. Sheshukova, Elena V. Smirnova*, Svetlana V. Vasyanina

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

**Evsmirnova2@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. Issues of practical application of the results of seismic facies analysis are of concern to subsoil users and specialists from scientific institutes in the oil and gas industry. It is not always evident what contribution this work makes to the outcome of geological modeling and what significance it has when integrating materials from areal seismic studies, geophysical well surveys and core data. At the same time, interest in this type of work decreases as fields are drilled, although with increasing well data, the reliability of the results of seismic facies analysis increases significantly, and additional opportunities arise to search for promising and undeveloped zones of the deposit. In this regard, the main objective of the article is to remind the public of the importance of this component of geological modeling, to illustrate the practical applications of seismic facies analysis, and to present various approaches to seismic facies mapping. The article describes approaches to seismic facies analysis at different stages of exploration of promising areas and fields, taking into account 2D and 3D seismic exploration. It is noted that the use of neural networks for calculating seismic classes makes it possible to work with different input data, including volumetric cubes of digital material and two-dimensional maps constructed from the results of seismic exploration. Attention is paid to the role of seismic facies analysis in creating geological models and assessing the resource base. An option is shown for calculating a three-dimensional cube of lithology and reservoir properties taking into account seismic facies analysis and lithofacies analysis with a brief description of modeling algorithms. The impact of seismic facies analysis and lithofacies analysis results on the distribution of reservoirs within the three-dimensional geological model is illustrated through the example of the simulation area. Furthermore, the mapping of zones of probable claying of the productive formation is demonstrated.

Keywords: seismic facies analysis, seismic class, seismic attribute, dynamic analysis, neural networks, geological model

For citation: Sheshukova, A. M., Smirnova, E. V., & Vasyanina, S. V. (2024). Experience in seismic facies analysis application during prospecting and exploration. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 58-72. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-58-72

Введение

Геологам на любом этапе изученности месторождения для создания достоверной модели необходимо решать задачи площадного анализа при работе с новыми слаборазбуренными участками или разрабатываемыми пластами, изученными сетью скважин. Одним из методов площадного анализа является сейсмофациальная классификация на основе набора сейсмических атрибутов. На разведочном этапе сейсмофациальный анализ помогает геологу выбрать лучшие участки на месторождении или выявить рискованные. На месторождениях с высокой плотностью разведочных и эксплуатационных скважин на этапе промышленной эксплуатации сейсмофациальный анализ позволяет выявить и уточнить площадные направления гидродинамической связанности коллекторов в межскважинном пространстве, обособленные литологические зоны внутри пласта. При этом из-за относительной условности результата, связанной с недостаточным количеством скважин, с качеством сейсморазведочных материалов или неоднородностью пласта, превышающей разрешающую способность высокоточных сейсмических исследований, можно предположить, что данный вид работ не обязателен, а аналогичных результатов можно добиться с помощью атрибутного анализа и прогноза, по мере разбуривания предпочесть математические методы интерполяции. Но такой подход значительно сокращает возможности получения достоверного результата и изучения межскважинного пространства.

Комплексирование сейсмофациального, литофациального анализа с материалами геофизических исследований скважин (ГИС) и учет результатов в трехмерном геологическом моделировании помогают уточнить начальную ресурсную базу, распределение остаточных запасов, повысить эффективность проектирования разработки на любой стадии изученности месторождения поисково-разведочным и эксплуатационным бурением.

Объект и методы исследования

Как известно, изменение динамических характеристик волнового поля непосредственно связано с изменением литологического состава пород в пласте или петрофизических свойств самой породы. На данном принципе основано выделение сейсмофаций.

Сейсмофациальный анализ основывается на изучении внутреннего строения комплексов осадочных пород по сейсмическим данным и направлен на определение соответствия определенным типам литологии, а также на выяснение палеотектонических и палеогеографических условий формирования осадочных комплексов и их формационной принадлежности [1].

Сейсмофации можно разделить на два вида:

- по форме сейсмического импульса;
- по сейсмическим атрибутам.

Основной принцип выделения сейсмофаций по форме сейсмического импульса заключается в том, что геометрическая форма сейсмической фациальной единицы и ее расположение относительно других фациальных единиц могут указывать на региональную обстановку осадконакопления. Существенные изменения фациальной обстановки отражаются в волновом поле в виде различий в форме сейсмических трасс [2].

Процесс построения схем сейсмофаций основан на технологии самоорганизующихся нейронных сетей, который ищет повторяющиеся формы трасс в выбранном временном окне. На первом этапе исходные трассы амплитудного куба систематизируются по форме в исследуемом интервале. Априорная форма импульса определяется как функция скорости изменения трассы от одного ее отсчета к другому, то есть наклонами отрезков трассы между соседними отсчетами.

Вторым этапом устанавливаются формы модельных трасс. Их количество фиксируется пользователем и рассматривается как число различных классов трасс. Количество классов определяется опытным путем. Если классов очень мало, то классификация становится неинформативной, если же задать очень большое количество классов, то нарушается общность карты. Система изменяет модельные трассы при каждой итерации для подбора окончательных форм, которые бы наиболее полно описывали весь диапазон изменения волновой картины по площади.

На третьем этапе отобранные модельные трассы последовательно сравниваются с реальными сейсмическими данными. Каждой реальной трассе присваивается номер того модельного класса сейсмофаций, к которому данная трасса наиболее близка по критерию идентичности. Окончательный

результат представляет собой карту сейсмофаций и набор модельных трасс, которые совместно описывают разнообразие форм сигналов по всей площади в заданном интервале. В процессе классификации учитывается расположение каждой трассы относительно соседней трассы, образуя последовательность, в которой каждая заданная трасса модели имеет наибольшее сходство со своими непосредственными «соседями».

Данный метод отлично работает при хорошей изученности территории сейсморазведочными работами (СРР) МОГТ 3D. Однако получить качественную основу удастся далеко не всегда, результат сильно зависит от качества проведенных полевых работ, технологии обработки и интерпретации, качества увязки сейсмоданных разных лет между собой, также важную роль играют непосредственно сейсмогеологические условия.

Вторая методика расчета сеймоклассов также основана на использовании нейронных сетей, но за основу для анализа используются различные карты и атрибуты, полученные в ходе интерпретации сейсмических данных и которые наиболее полно отражают геологию территории [3]. Нейросеть обрабатывает поданные на вход карты и анализирует данные с помощью весов и смещений, помогая найти неявные связи между различными типами данных и расклассифицировать их по территории на однородные области. Количество таких областей (классов) определяется опытным путем в зависимости от поставленных задач. Методика подразумевает собой комплексирование результатов структурной и динамической интерпретации сейсмических данных и детального фациального анализа с использованием седиментологического описания керна и данных ГИС.

Данный метод хорошо подходит для решения задачи прогнозирования фациального состава отложений в региональном масштабе с использованием большого количества различных по точности и плотности данных сейсморазведки (2D и 3D), главным показателем применимости служит увязка данных между собой по амплитудно-частотным характеристикам.

Материалы и методы исследования: геолого-геофизические данные по исследуемой территории и скважинам; анализ результатов региональных научно-исследовательских работ; интерпретация сейсморазведочных работ, геофизических исследований скважин; исследования керна; сеймофациальное и геологическое моделирование.

Результаты

Применение сеймофациального анализа для создания сейсмогеологической модели и локализации литологических объектов

Выделение и геометризация перспективных объектов на больших территориях с различной степенью изученности являются достаточно сложной задачей. В научно-исследовательской работе, выполненной ООО «ТННЦ» под руководством Е. А. Потаповой и Е. А. Иванова, как дополнительный инструмент для анализа применена методика расчета карт сеймоклассов по динамическим атрибутам и картам [3].

Для расчета карт сейсмофаций в качестве исходных данных использовались следующие:

- карта динамического атрибута, имеющего наиболее значимую связь с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), отражающими геологическую обстановку осадконакопления исследуемого интервала;
- карта изохрон по анализируемому отражающему горизонту (ОГ);
- карта временных толщин в интервале от текущего отражающего горизонта до дна палеобассейна.

Заданный набор данных (рис. 1) для расчета карт сейсмоклассов учитывает палеоструктурный план, современный структурный фактор и изменение амплитуд.

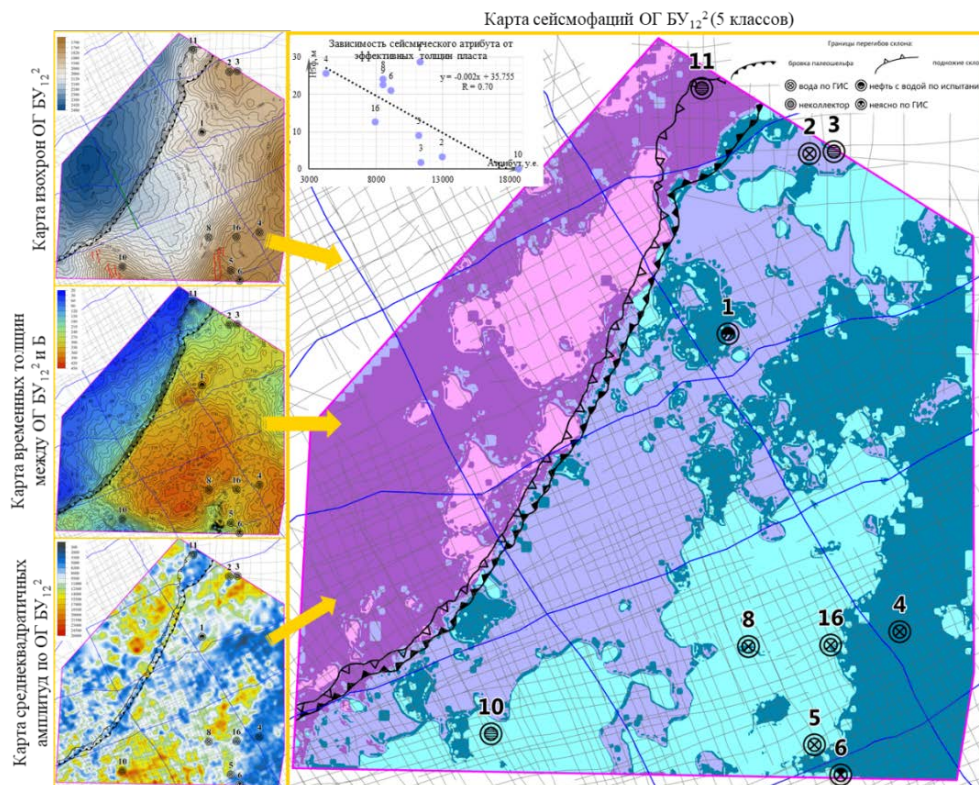


Рис. 1. Исходные данные для расчета карты сейсмоклассов [3]

После получения карт сейсмофаций сами классы фаций сопоставляются с имеющейся скважинной информацией. Анализ литологии и насыщения отложений по скважинам позволяет выделить по фациям границы распространения пород-коллекторов и контуры ловушек неантиклинального типа.

Для ачимовской толщи критерием выделения объектов в трактах FSST является наличие конусов выноса в пределах увеличенных толщин и

замкнутых структур. Для шельфовой части характерны изолированные тела небольших размеров — динамические аномалии и замкнутые структуры.

Анализ глубоководной части комплекса имеет некоторую специфику. Объекты, выделенные на значительном удалении от склона, отнесены к объектам с низкой вероятностью существования резервуара, закартированы отдельно. У подножия склона по картам сеймоклассов выделяются конусы выноса. Максимально возможный закартированный контур ловушки, выделенный по сеймофациям, отсекается границей склона на момент окончания формирования отложений комплекса, при этом не учитывается возможное строение конуса на начало формирования отложений.

Для прогноза развития песчаных пород в подсклоновой части пласта рекомендуется применять карты толщин фондоформы, построенные различными методами. Одним из вариантов решения служит методика идеального седиментационного тренда (ИСТ) [4], основанная на фиксации аномалии мощностей в фондоформенной части комплексов относительно их среднего значения.

Комплексное применение методик позволяет выделить ловушки разного типа, провести более точный анализ вероятности существования резервуара и, как результат, уточнить ресурсную базу исследуемого региона.

Например, скважина 1 (см. рис. 1), в которой по испытаниям получена нефть с водой, по сеймофациям находится в отдельной песчаной линзе. Предполагается, что скважина вскрывает барьерное тело. Анализ волновых характеристик в районе скважины показал появление дополнительного отражения (отрицательная фаза слабой интенсивности) в интервале пород с улучшенными коллекторскими свойствами. В соответствии с распространением этой фазы выделили залежь выше по структурному плану от скв. 1.

В результате комплекса работ по региону создана единая сейсмогеологическая модель, основанная на результатах анализа керна, ГИС и сейсмических материалов. По аналогии со скв. 1 локализованы перспективные объекты в интервале клиноформного комплекса (рис. 2).

Применение сейсмофациального анализа для анализа зон распространения конусов выноса и выявления зон глинизации пласта

В пределах нескольких лицензионных участков, изученных СРР МОГТ 2D и МОГТ 3D, проведен сейсмофациальный анализ с применением подходов, описанных ранее, с некоторой разницей в том, что для последующего анализа строения каждого пласта использовались карты сеймофаций, полученные двумя способами: на начало и на конец формирования (рис. 3).

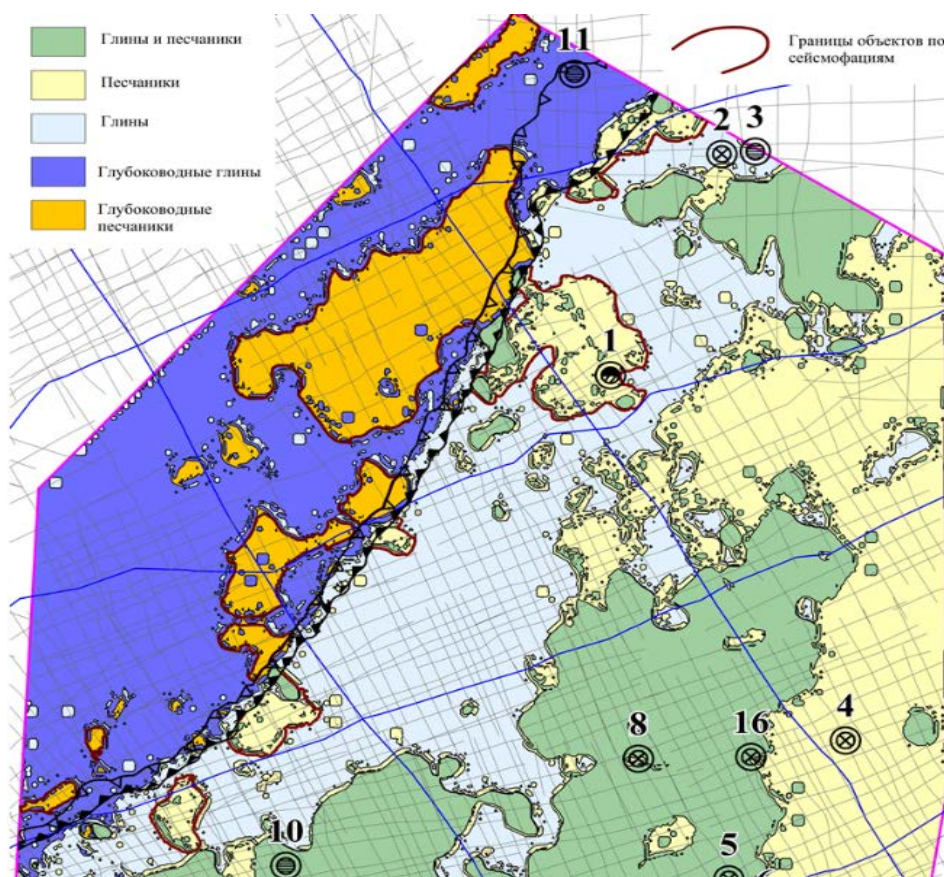


Рис. 2. Фрагмент сейсмогеологической модели [3, 5]

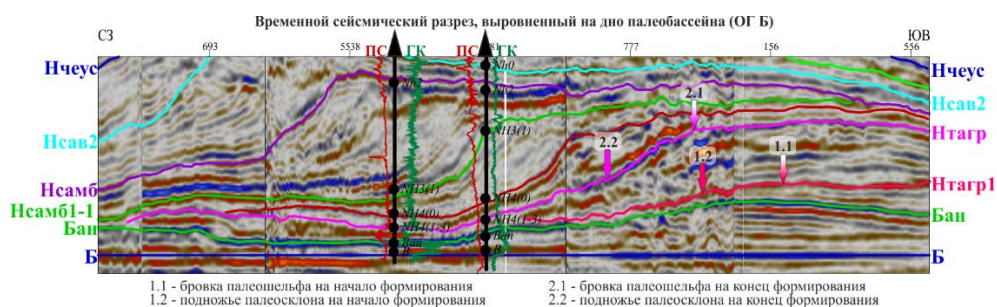


Рис. 3. Исследуемая толща тагринской пачки на временном разрезе.
ОГ Нтагр1 — начало, ОГ Нтагр — конец формирования

Разница классов сейсмофаций на картах, полученных с учетом начала формирования и конца формирования отложений, свидетельствовала об изменении строения разреза в анализируемой зоне — появлении дополнительных пачек/линз или выклинивании интервалов разреза (рис. 4).

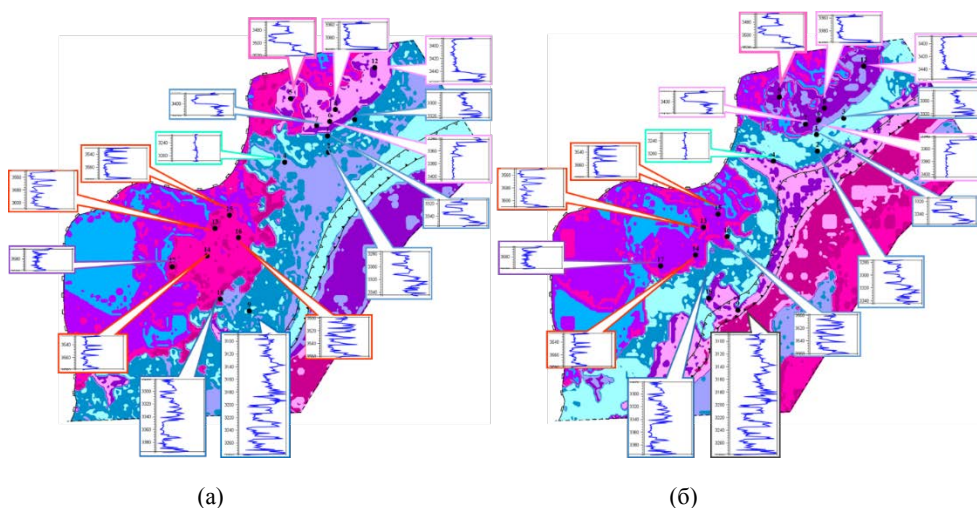


Рис. 4. Карты сейсмоданных: а) — на начало формирования; б) — на конец формирования тагринского комплекса отложений — интервал ОГ Нтагр1 — Нтагр

Неоднородность покрытия сейсморазведочными данными, безусловно, вносит погрешности, но в целом тренд зональности пласта виден. Сейсмоданные, подтвержденные скважинными данными, позволили с достаточной уверенностью выделить зоны распространения конусов выноса и зоны предполагаемой глинизации или зоны транзита песчаного осадка без его накопления. Интересен тот факт, что на северо-восточном участке в присклоновой зоне ачимовки, несмотря на увеличенные общие толщины, скважинами не подтверждается увеличение эффективных толщин (Нэф). При расчете получено распространение сейсмоданных, ассоциирующегося с глинистым разрезом, вскрытым скважиной 4. На юго-западном участке распределение коллекторов по скважинам отличается от северо-восточного, так же как и зонирование сейсмоданных. Эффективные толщины на юго-западе почти не зависят от близости склона, на северо-востоке они начинают резко увеличиваться на расстоянии 10 км от подножия склона и далее. Это свидетельствует о том, что на участках осадконакопления происходило по-разному. Все эти закономерности могут быть использованы для прогноза опесчаненных или заглинизированных участков пласта.

Применение сейсмоданных для задач трехмерного геологического моделирования (ГМ)

Выделение и геометризация перспективных объектов для поиска залежей углеводородов проводились на основании единой концептуальной модели сейсмостратиграфического комплекса. Прогноз распространения коллекторов базируется на сиквенс-стратиграфической модели формирования отложений, учитывает имеющиеся данные по седиментологии, палеогеографии (региональной и локальной) и динамических параметров поля сейсмической записи.

Для зонирования территории была рассчитана классификация по форме сейсмического сигнала в интервале исследуемого пласта. Четыре из семи анализируемых сейсмоданных подтверждены скважинными данными (рис. 5).

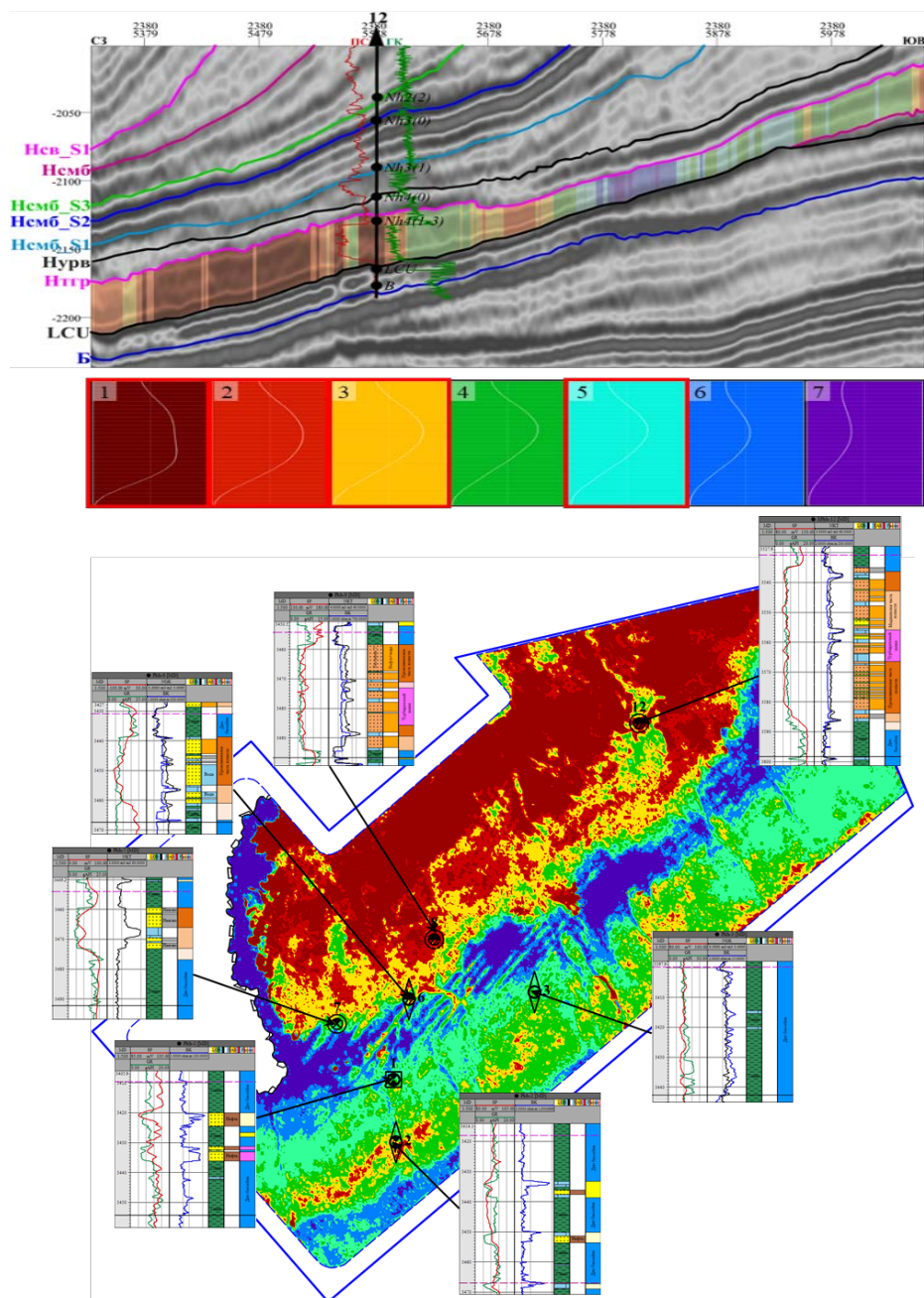


Рис. 5. Пример выделения сеймоклассов на временном разрезе, карта сеймоклассов с электрофациями по скважинам

Анализируя данные ГИС совместно с сейсмофациями, можно выделить сеймоклассы 1–3, которые представляют собой фации лопастей.

Класс 1 и 2. Литологический состав пород пласта представлен в основном мощным песчаником 2-го типа, имеющим ухудшенные коллектор-

ские свойства. При больших эффективных толщинах пласта он имеет низкий коэффициент пористости, предположительно, связанный с большой удаленностью от источника сноса. Класс 1 вскрыт единственной скважиной 12, вскрывающей комплекс лопастей. Класс 2 охарактеризован скважиной 8.

Класс 3 описывается скважинами 6 и 7. Класс также относится к фациям лопастей, но количество и качество коллектора отличается от класса 1 и 2. Песчаник менее мощный, с улучшенной пористостью.

Класс 5 вскрыт скважиной 3. Литологически скважина представлена глинами.

Скважины 1 и 2 не удалось охарактеризовать отдельным сейсмодетектором из-за недостаточной детальности сейсмоданных. Данные скважины приурочены к фации каналов. Разрез скважин в основном представлен глинами с пропластками коллектора. Принадлежность к фации каналов подтверждается по материалам спектральной декомпозиции и структурного атрибута — дисперсии.

Остальные классы не охарактеризованы скважинной информацией. Однако на основе имеющихся данных можно сделать вывод, что классы 6 и 7 соответствуют глинистым отложениям дна бассейна (неколлектор).

По результатам комплексирования разноуровневых данных (керна, ГИС, сейсмические карты) составлены седиментационные схемы. При этом карта сейсмодетекторов сыграла важную роль в корректировке схемы седиментации в приклинной части. Ниже приведен пример седиментационной схемы до и после учета результатов сейсмодетекторного анализа (рис. 6).

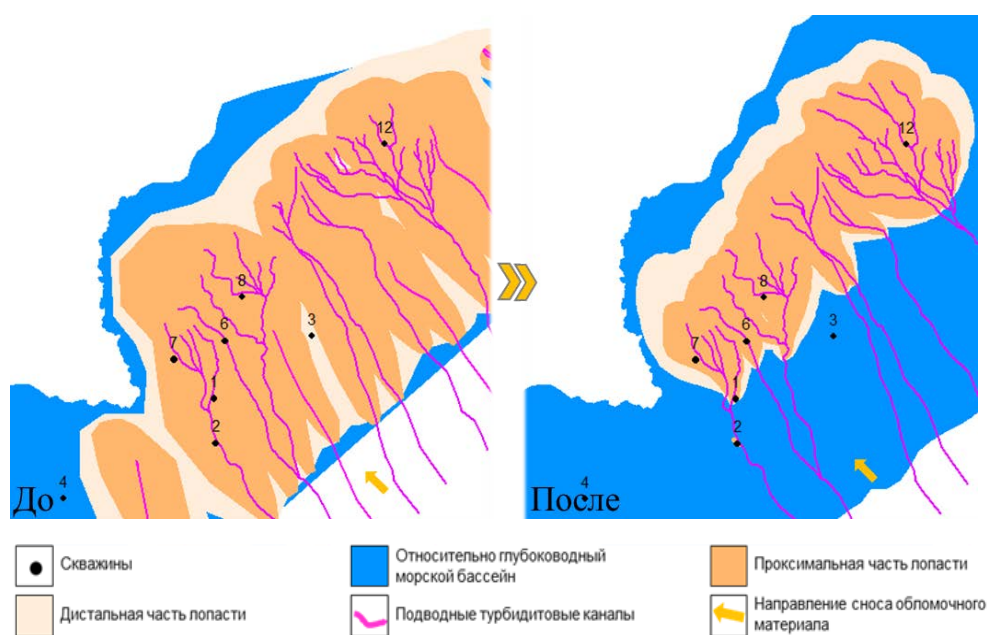


Рис. 6. Сравнение седиментационных схем [6]

При моделировании отложений ачимовской толщи важную роль играет концептуальная основа, с учетом которой происходит создание структурного каркаса литологической и фильтрационно-емкостной модели пласта [6, 7]. Сейсмофациальный анализ, проведенный на этапе создания концептуальной модели, и комплексирование с литофациальным анализом позволяют уточнить латеральное распространение отложений глубоководных конусов выноса, размеры фациальных тел (конусов, каналов), направление сноса осадков и азимуты распространения осадков. Все вышеперечисленное является основой для 3D ГМ.

Построение объемной фациальной модели проводилось в четыре этапа:

- 1) построение куба обстановок осадконакопления (ундаформа, ортоформа, фондоформа);
- 2) построение куба комплекса лопастей (проксимальная и медиальная части лопасти, дистальная часть лопасти, фоновые отложения) в пределах фондоформы;
- 3) построение куба распределительных каналов;
- 4) объединение кубов обстановок осадконакопления (ундаформа, ортоформа, комплекс лопастей и распределительных каналов).

Для моделирования куба лопастей был выбран метод TGS with trends — стохастический метод, создающий крупномасштабную фациальную модель на основе заданного порядка фации. В качестве входных данных использовались следующие:

- кривая фациальных обстановок по ГИС и керну;
- седиментационные схемы, полученные по результатам комплексирования сейсмофациального и фациального анализа;
- границы лопастей, выделенные по данным сейсмофациального анализа;
- границы предполагаемых разобщений лопастей, выделенные по данным карт сейсмочлассов на начало и на конец формирования пластов.

Для распространения куба распределительных каналов использовался метод Object modeling (stochastic). В качестве входных данных использовались следующие:

- кривая фациальных обстановок;
- карты-схемы фациальных обстановок;
- карты азимутов распространения каналов;
- куб geobody, рассчитанный по 3D-сейсмике.

Распространение куба распределительных каналов осуществлялось с учетом куба обстановок осадконакопления в ортоформы и фондоформы. В качестве трендов использовались ГСР, пространственное распространение каналов, размеры каналов, определенные на 3D сейсмическом материале, мощность каналов. Результирующий куб фациальных обстановок использовался как тренд для распространения коллекторов и ФЕС.

Для дальнейшего моделирования коллекторов произведен анализ сейсмических атрибутов для поиска наилучшей корреляционной связи с коэффициентом песчанистости. Всего проанализировано порядка 113 атрибутов. Полученный по регрессионной зависимости тренд песчанистости скорректировали на скважинные данные и результаты сейсмофациального моделирования (седиментационной схемы) (рис. 7).

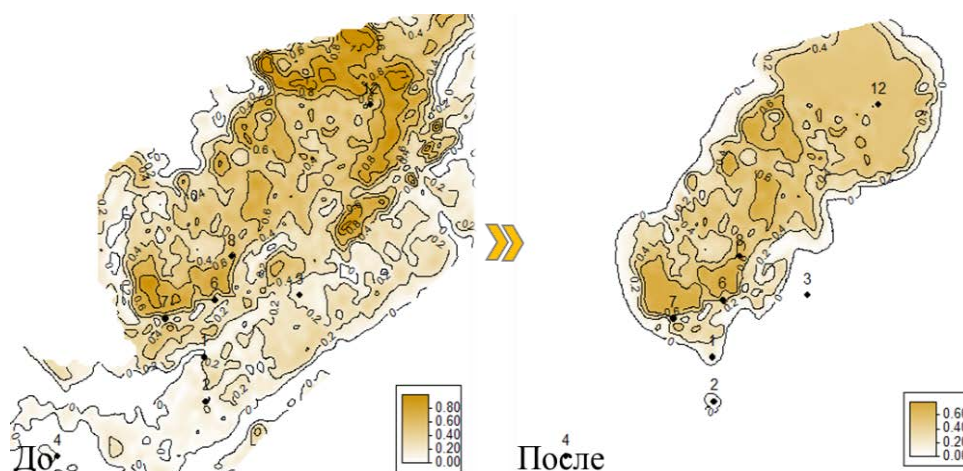


Рис. 7. Сравнение трендов песчанистости до и после учета сейсмо- и литофаций

Трехмерный параметр литологии строился по выделенным на этапе интерпретации данных ГИС двум литотипам: 1 — коллектор; 0 — неколлектор. Распределение литологии производилось в пределах фациального куба в границах фации, что позволило учесть различие в анизотропии, связности и азимутальной составляющей распространения коллектора для различных фаций.

Ухудшение ФЕС пород, слагающих конус выноса, происходит по мере удаления от питающих каналов, а внутри каналов наблюдается улучшение ФЕС по мере приближения к оси канала. Вертикальная изменчивость незначительна или отсутствует [5, 8]. В связи с низкой разбуренностью участка работ в качестве горизонтальных трендов, при моделировании куба пористости, были использованы карты расстояний до края лопасти и дистанции от центра распределительного канала до границы пояса распространения канала.

Кубы проницаемости и насыщенности были построены по принятым зависимостям и капиллярной модели. Фациальное моделирование на основе сейсмофациального анализа в итоге позволило смоделировать куб насыщенности с разными зеркалами воды в отдельных песчаных линзах.

Следует отметить, что обычные методы трехмерного моделирования коллектора без учета сейсмофаций не дают настолько широких

возможностей воспроизведения параметров ФЕС и Кн внутри каждого отдельного фациального объекта.

Выводы

- Для выполнения сейсмофациального анализа применяются разные методы и алгоритмы в зависимости от изученности территории и поставленных задач.
- На основе карт сейсмоклассов успешно картируют ловушки разного типа, прогнозируют литофациальные зоны, анализируют площадную изменчивость разреза.
- Сейсмофациальное зонирование расширяет возможности трехмерного моделирования и учета геологической концепции на разных стадиях изученности месторождений, начиная с единичных скважинных данных, 2D CPP и литературных источников до плотной разбуренности, 3D CPP, собственных закономерностей изменения ФЕС.
- На начальных стадиях изучения сейсмофациальный анализ в связке со скважинными данными позволяет определить перспективные зоны для бурения и рискованные участки с глинизацией коллекторов, уточнить прогноз нефтенасыщенных толщин, объяснить разные уровни флюидных контактов, скорректировать программы ГРП и опытно-промышленных работ.

Список источников

1. Сейсмофациальный анализ и возможности прогнозирования литотипов пород по данным сейсморазведки / Г. Д. Ухлова, В. В. Соломатин, Л. И. Штифанова, Т. И. Чернышова. – Текст : непосредственный // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории : материалы VII Всероссийского литологического совещания, Новосибирск, 28–31 октября 2013 г. В 3 т. / Российская академия наук ; Сибирское отделение, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. 3. – С. 227–230.
2. Ольнева, Т. В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении / Т. В. Ольнева. – Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2017. – 152 с. – Текст : непосредственный.
3. Методические подходы к построению геологической модели клиноформного комплекса нижнемеловых отложений в районе Антипаютинской впадины / Е. А. Потапова, Л. А. Дубровина, Н. А. Медведева [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-10-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 10. – С. 32–37.
4. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. А. Пономарев, Н. А. Туренков, С. А. Горбунов – Москва : Издательство Академии горных наук, 2000. – 245 с. – Текст : непосредственный.

5. Потапова, Е. А. Сиквенс-стратиграфическая модель нижнемелового клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского вала с Большехетской впадиной и прогноз структурно-литологических ловушек : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Потапова Елена Александровна. – Тюмень, 2018. – 20 с. – Место защиты : Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.
6. Особенности строения глубоководных конусов выноса Арктических регионов Западной Сибири / А. В. Храмцова, Ю. А. Лошаченко, О. А. Литтау [и др.]. – Текст : непосредственный // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2023 : сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции), Москва, 25–26 мая 2023 г. – Москва : Перо, 2023. – С. 351–355.
7. Новые данные по стратиграфии и седиментологии пограничных юрско-меловых отложений северо-западной части Енисей-Хатангского прогиба / Г. Л. Розбаева, В. А. Маринов, А. В. Храмцова [и др.]. – DOI 10.24930/1681-9004-2022-22-3-361-375. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2022. – Т. 22, № 3. – С. 361–375.
8. Закревский, К. Е. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири / К. Е. Закревский, Н. В. Нассонова – Тверь : ГЕРС, 2012. – 79 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Ukhlova, G. D., Solomatin, V. V., Shtifanova, L. I., & Chernyshova, T. I. (2013). Seysmofatsial'nyy analiz i vozmozhnosti prognozirovaniya litotipov porod po dannym seysmorazvedki. Osadochnye basseyny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoy istorii: materialy VII Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya. Novosibirsk, October, 28-31, 2013. V 3 t. Tom 3. Novosibirsk, Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., pp. 227-230. (In Russian).
2. Olneva, T. V. (2017). Seysmofatsial'nyy analiz. Obrazy geologicheskikh protsessov i yavleniy v seysmicheskom izobrazhenii. Moscow - Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 152 p. (In Russian).
3. Potapova, E. A., Dubrovina, L. A., Medvedeva, N. A., Snokhin, A. A., Shakirov, R. R., & Bakuev, O. V. (2021). Methodological approaches to building a geological model of the Lower Cretaceous clinoform complex within Antipayutinskaya depression. Oil Industry, (10), pp. 32-37. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2021-10-32-37
4. Nezhdanov, A. A., Ponomarev, V. A., Turenkov, N. A., & Gorbunov, S. A. (2000). Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri. Moscow, Izdatel'stvo Akademii gornykh nauk Publ., 245 p. (In Russian).
5. Potapova, E. A. (2018). Sikvens-stratigraficheskaya model' nizhnemelovogo klinoformnogo kompleksa v zone sochleneniya Srednemessoyakhskogo vala s Bol'shekhetskoy vpadinoy i prognoz strukturno-litologicheskikh lovushek. Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 20 p. (In Russian).

6. Khramtsova, A. V., Loshachenko, Yu. A., Littau, O. A., Mel'nikov, A. V., & Reydik, Yu. V. (2023). Osobennosti stroeniya glubokovodnykh konusov vynosa Ark-ticheskikh regionov Zapadnoy Sibiri. Novye idei v geologii nefi i gaza - 2023: sbornik nauchnykh trudov (po materialam Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii). Moscow, May, 25-26, 2023. Moscow, Pero Publ., pp. 351-355. (In Russian).
7. Rozbaeva, G. L., Marinov, V. A., Khramtsova, A. V., Igolnikov, A. E., Urman, O. S., Loshachenko, Yu. V., & Dubrovina, L. A. (2022). New data on the stratigraphy and depositional environment of the Jurassic-Cretaceous boundary sediments of the northwestern part of the Yenisei-Khatanga trough. Lithosphere, 22(3), pp. 361-375. (In Russian). DOI: 10.24930/1681-9004-2022-22-3-361-375
8. Zakrevskiy, K. E., & Nasonova, N. V. (2012). Geologicheskoe modelirovanie klinoform neokoma Zapadnoy Sibiri. Tver, GERS Publ., 79 p. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Шешукова Александра Максимовна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Alexandra M. Sheshukova, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Смирнова Елена Витальевна, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Evsmirnova2@tnnc.rosneft.ru

Elena V. Smirnova, Chief Engineer of a Project, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Evsmirnova2@tnnc.rosneft.ru

Васянина Светлана Владимировна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Svetlana V. Vasyanina, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 05.03.2024; одобрена после рецензирования 03.05.2024; принята к публикации 08.05.2024.

The article was submitted 05.03.2024; approved after reviewing 03.05.2024; accepted for publication 08.05.2024.

УДК 622.276.43

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-73-82

**Оценка потенциала применения полимерного заводнения на нефтяном
месторождении Западной Сибири**

Д. Н. Зольников

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Исследуемый эксплуатационный объект обладает высокой текущей обводненностью и находится на завершающей стадии разработки. Целью исследования является оценка потенциала для проведения полимерного заводнения на объекте X месторождения С посредством гидродинамических расчетов.

Гидродинамическое моделирование производится на синтетической модели, вырезанной из секторной модели пласта. Данная модель отвечает критериям выбора участков, соответствует по параметрам полномасштабной модели, но является более детальной, в связи с чем она была выбрана для обоснования эффективности полимерного заводнения. В модели задано фактическое расположение скважин, которое в наиболее характерной зоне пласта с фактической системой разработки.

Гидродинамические расчеты показали технологическую эффективность полимерного заводнения на объекте X. Прирост коэффициента извлечения нефти составил 1,85 %. В дальнейших планах проведение уточняющих лабораторных исследований свойств растворов полимеров, экономическая оценка для выбора оптимальной концентрации и объема закачки полимерного раствора, а также принятие решения о проведении опытно-промышленных работ.

Ключевые слова: полимерное заводнение, гидродинамическое моделирование, прирост добычи нефти

Для цитирования: Зольников, Д. Н. Оценка потенциала применения полимерного заводнения на нефтяном месторождении Западной Сибири / Д. Н. Зольников. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-73-82 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 3. — С. 73–82.

**An assessment of the potential of polymer flooding
at an oil field in Western Siberia**

Daniil N. Zolnikov

Abstract. The operational object under study has a high current water-cut and is at the final stage of development. The aim of the study is to assess the potential for polymer flooding at the object X of the deposit C through hydrodynamic calculations.

Hydrodynamic modeling is performed on a synthetic model cut from a sector model of the reservoir. This model meets the criteria for selecting sites, corresponds to the parameters of a full-scale model. However, it is more detailed, which is why it was chosen to substantiate the effectiveness of polymer flooding. The model specifies the actual well location, which is in the most characteristic zone of the reservoir with the actual development system.

The results of the hydrodynamic calculations demonstrated the technological efficiency of polymer flooding at the object X. The increase in the oil recovery factor was 1.85 %. Further plans include further laboratory studies of polymer solution properties, an economic assessment to select the optimal concentration and volume of polymer solution injection, and a decision on conducting pilot work.

Keywords: polymer flooding, hydrodynamic modeling, incremental oil production

For citation: Zolnikov, D. N. (2024). An assessment of the potential of polymer flooding at an oil field in Western Siberia. Oil and Gas Studies, (3), pp. 73-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-73-82

Введение

В настоящее время большое количество месторождений в России вступило в завершающую стадию разработки. Объект X месторождения С Западной Сибири характеризуется высокой текущей обводненностью (96,5 %) при коэффициенте извлечения нефти (КИН) 56,2 %. Одним из методов повышения КИН является применение большеобъемных обработок пласта, реализованных в виде полимерного заводнения.

Таблица 1

**Критерии применимости полимерного заводнения
на объекте X месторождения С**

Параметр	Ед. изм.	Критерии применимости	Объект X
Пластовая температура	°С	< 120	72
Вязкость нефти в пластовых условиях	сП	5–200 (предпочтительная)	1,21
Проницаемость	мД	> 10	149
Минерализация пластовой воды	г/л	< 270	25
Относительная подвижность воды	–	1–10	3,025
Остаточная подвижная нефтенасыщенность	д.ед.	> 0,1	0,111

Пласт X удовлетворяет критериям применимости полимерного заводнения (табл. 1) [1–3]. С целью предварительной оценки эффективности полимерного заводнения необходимо определить оптимальную концентрацию и закачиваемый объем полимерного раствора посредством гидродинамических расчетов.

Обзор исследований свойств полимеров

По результатам испытаний вытеснения нефти на керне месторождения Дацин (аналога пластов месторождения С), приведенным во внутренних документах компании, получены данные по вязкости и адсорбции полимеров. Данные по вязкости были получены по шести типам полимерных растворов с использованием воды, аналогичной пластовой воде исследуемого объекта. Основные физико-химические свойства шести полимерных продуктов были испытаны в соответствии с китайским стандартом нефтяной промышленности «SY/T 5862-2008».

При полимерном заводнении предполагается, что основным эффектом является увеличение коэффициента охвата и стабилизация фронта вытеснения, а увеличение коэффициента вытеснения и уменьшение остаточной нефтенасыщенности второстепенно [1]. Однако на основе исследований [4, 5] были получены приросты коэффициентов вытеснения нефти от 5 до 15 % (коэффициент вытеснения водой составлял 60 %). Важным механизмом применения полимерного заводнения является увеличение микроохвата заводнением, приводящее к снижению остаточной нефтенасыщенности [4–7].

Лабораторные исследования на одном из месторождений в Западной Сибири [3] показывают схожий прирост коэффициента вытеснения от закачки полимеров на уровне 9–15 %, что подтверждает возможность использования данных для расчетов на гидродинамических моделях.

В литературных источниках описаны результаты лабораторных исследований, показывающие снижение остаточной нефтенасыщенности при применении современных полимеров на 15–30 % [1, 8]. Эти данные использовались для построения зависимости коэффициента остаточной нефтенасыщенности от концентрации полимера.

Объект и методы исследования

Гидродинамические расчеты проводились на синтетической модели в ПО «РН-КИМ». Основные параметры синтетической модели приведены в таблице 2. Расположение скважин показано на рисунке 1.

Гидродинамическая модель вырезана в районе скважины W из секторной гидродинамической модели N объекта X, созданной в рамках мониторинга разработки месторождения С. Данная модель отвечает критериям выбора участков, соответствует по параметрам полномасштабной модели, но является более детальной, в связи с чем была выбрана для обоснования эффективности полимерного заводнения.

Таблица 2

Основные параметры синтетической модели

Параметр	Значение
Тип модели	BlackOil
Количество ячеек по оси X, ед.	20
Количество ячеек по оси Y, ед.	20
Количество ячеек по оси Z, ед.	79
Размерность сетки, м	25 × 25
Коэффициент пористости, д.ед.	0,233
Коэффициент проницаемости, мД	500,5
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,429
Коэффициент нефтенасыщенности (начальный), д.ед.	0,680
Коэффициент нефтенасыщенности (текущий), д.ед.	0,328
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности по воде, д.ед.	0,217
Коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.	0,69
Поровый объем, тыс. м ³	996,9
Начальные запасы нефти в пластовых условиях, тыс. м ³	677,9
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	463,5
Текущее пластовое давление, МПа	18,7
Начальная пластовая температура, °C	72
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,21

В синтетической модели 3 добывающих скважины и 1 нагнетательная, в которую производится закачка раствора полимера. Задано фактическое расположение скважин в наиболее характерной зоне пласта с фактической системой разработки. Выбранный участок разработки можно масштабировать на весь объект X с получением приемлемых результатов. Скважины расположены в чисто нефтяной зоне. Размерность сетки выбиралась из условия достижения приемлемой точности результатов моделирования и составила 25 × 25 м. В качестве граничных условий заданы непроницаемые границы, чтобы исключить влияние граничных условий на расчеты. При применении полимерного заводнения снижается закачка и изменяется пластовое давление в исследуемой зоне. Чтобы не было компенсации жидкости при перетоках флюидов из-за границ участка, границы задаются непроницаемыми. При оценке потенциала на соседних участках также будет применяться полимерное заводнение. Условия для всех участков

будут одинаковые. Понижающие коэффициенты для продуктивности скважин в данных расчетах автоматически определяются тем, что в качестве режимов работы задаются забойные давления добывающих и нагнетательной скважин. Дебиты автоматически снижаются из-за отсутствия притоков из-за границ.

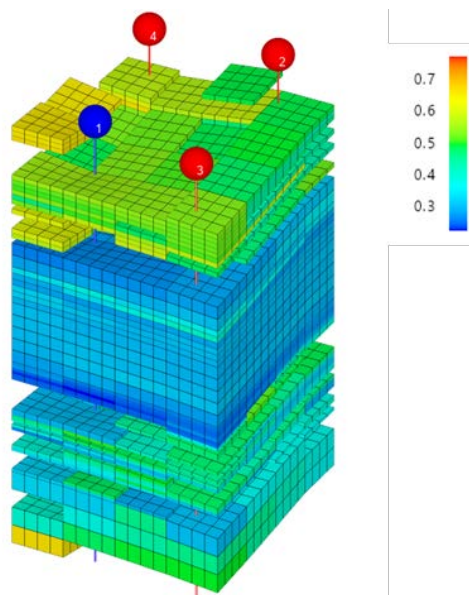


Рис. 1. Выкопировка синтетической модели из ПО «РН-КИМ». Куб нефтенасыщенности

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) в системе «нефть — вода» приведены на рисунке 2 [9].

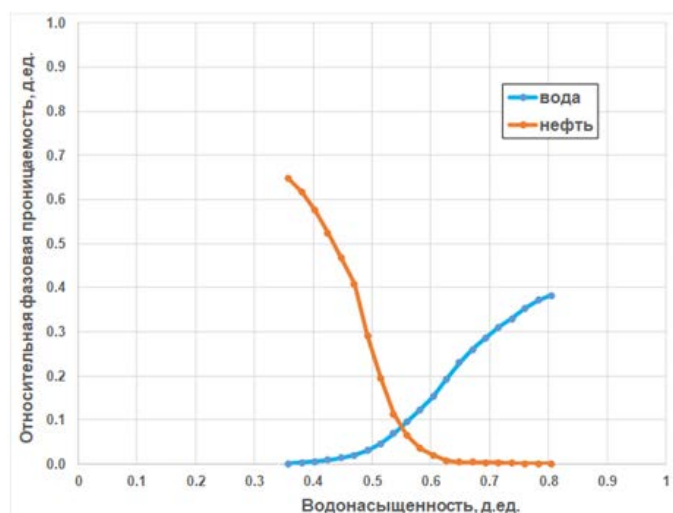


Рис. 2. ОФП для пласта X в системе «нефть — вода»

При моделировании полимерного заводнения на основании лабораторных исследований растворов полимеров на керне целевого объекта, а также литературных источников задавались следующие свойства [9]:

- зависимость вязкости от концентрации полимера (рис. 3);
- зависимость адсорбции от концентрации полимера (рис. 4);
- зависимость остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) от концентрации полимера (рис. 5);
- недоступное для полимера поровое пространство — 0,3 д.ед.
- остаточное сопротивление породы — 1,8 д.ед.

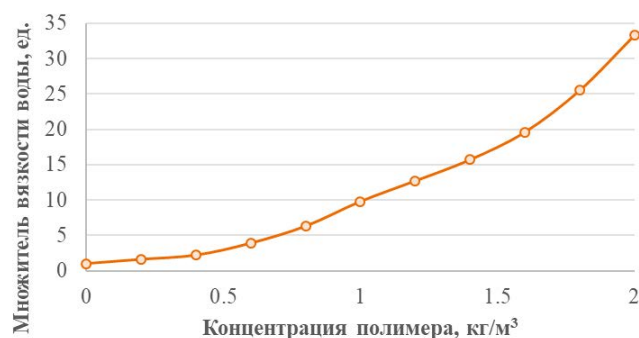


Рис. 3. Зависимость вязкости от концентрации полимера

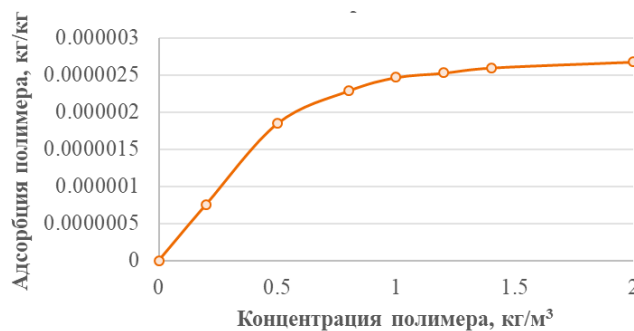


Рис. 4. Зависимость адсорбции от концентрации полимера

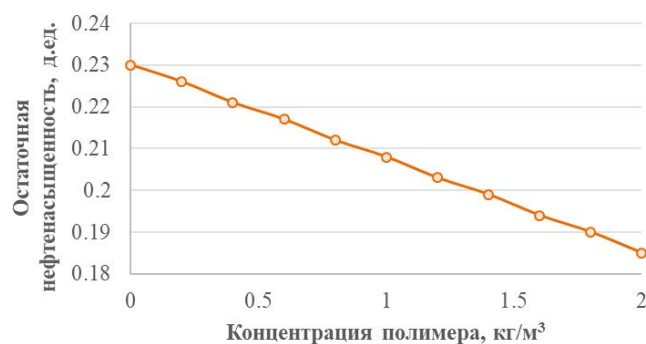


Рис. 5. Зависимость коэффициента остаточной нефтенасыщенности от концентрации полимера

Допущения, принятые при моделировании полимерного заводнения:

- пренебрегаем снижением вязкости раствора при высоких скоростях фильтрации (вблизи нагнетательных скважин);
- принятые зависимости соответствуют солености пластовой воды;
- отсутствие десорбции.

Стартовые показатели скважин модели согласуются с характерными режимами работы фактических скважин.

Предварительно просчитан базовый вариант с закачкой воды. Закачка в нагнетательную скважину и добыча из добывающих скважин осуществлялись при постоянных забойных давлениях. Условия выбегания скважин не задавались.

Результаты и обсуждение

В вариантах варьировались концентрация полимеров и общий объем закачки полимерных растворов. Растворы полимеров закачиваются с начала расчетов, затем закачивается только вода. Объем закачки полимерных растворов задается из расчета прокачки определенных долей порового объема (PV) пласта — 0,1, 0,2, 0,3 д.ед. и т. д.

Условия работы скважин при закачке полимеров установлены такие же, как и для базового варианта. Все варианты рассчитаны на период 40 лет. Расчеты проводились при текущем состоянии разработки. Результаты прогнозных расчетов полимерного заводнения представлены на рисунках 6, 7, на которых изображены приросты добычи нефти и КИН относительно базового варианта — закачки воды.

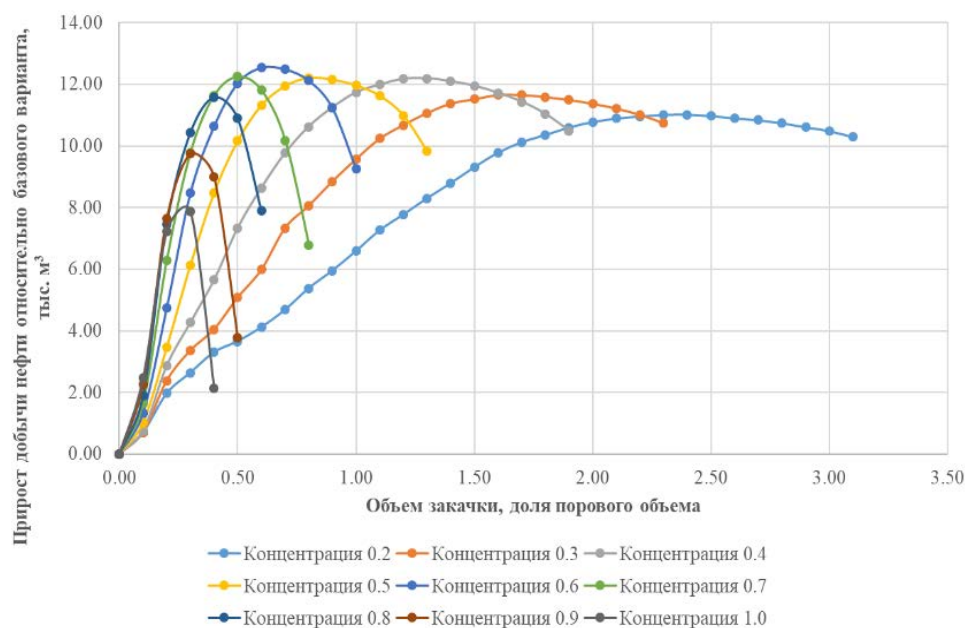


Рис. 6. Прирост добычи нефти относительно базового варианта при реализации полимерного заводнения

Наблюдается снижение дополнительной добычи нефти при определенных объемах прокачки полимерных растворов, что связано с уменьшением накопленной закачки нагнетательной скважины, и, как следствие, снижением энергетического состояния.

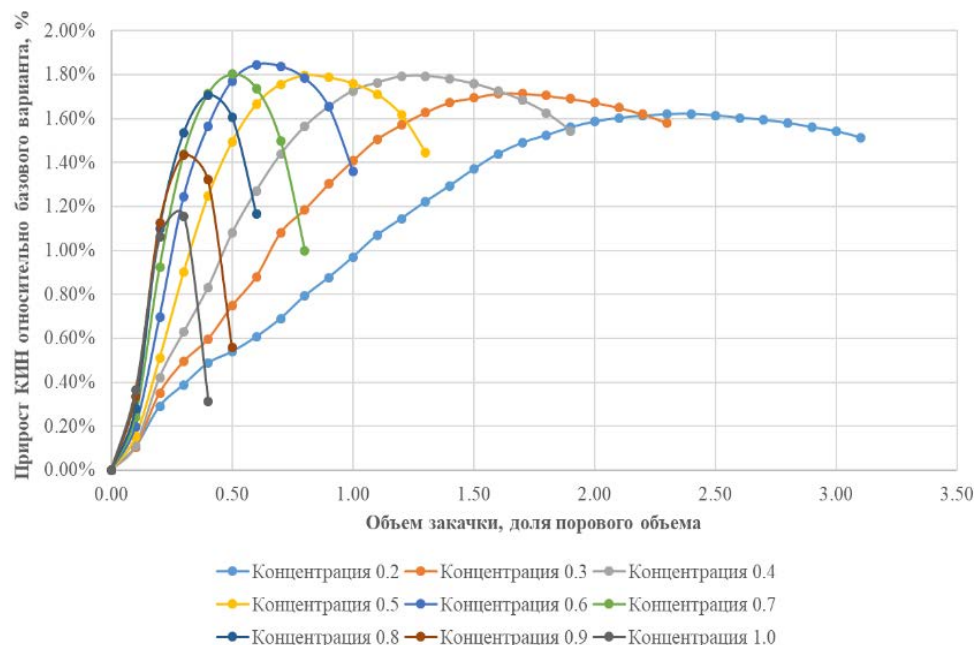


Рис. 7. Прирост КИН относительно базового варианта при реализации полимерного заводнения

С точки зрения полученной технологической эффективности наиболее близким рассматриваемому эксплуатационному объекту является месторождение Норт Барбенк (США), на котором полимерное заводнение начали проводить на поздней стадии разработки при обводненности 98,6 %, полученный эффект от полимерного заводнения — увеличение КИН на 1,6 % [10].

Полученные результаты проверялись на секторных моделях пласта большей размерности. Получены схожие результаты по оптимальной концентрации, объему закачки и увеличению КИН.

Выводы

Построена синтетическая модель по пласту X, включающая 3 добывающих и 1 нагнетательную скважину. При моделировании полимерного заводнения изменялись концентрация полимера и объем закачки полимерных растворов. Расчеты проводились на 40 лет.

Максимальный прирост КИН составил 1,85 % при реализации полимерного заводнения с концентрацией полимеров 0,6 кг/м³ и объемом закачки полимерного раствора, равным 0,6 порового объема. Накопленная

добыча жидкости и накопленная закачка воды в данном варианте снизились на 67 %.

При увеличении концентрации закачиваемых полимеров (более 0,6 кг/м³) наблюдается уменьшение максимального прироста КИН при меньших объемах закачки полимерного раствора для его достижения. При уменьшении концентрации закачиваемых полимеров (менее 0,6 кг/м³) наблюдается уменьшение максимального прироста КИН при значительно больших объемах закачки полимерного раствора для достижения наибольшего нефтеизвлечения.

Гидродинамические расчеты показали технологическую эффективность полимерного заводнения на объекте Х. В дальнейших планах проведение уточняющих лабораторных исследований свойств растворов полимеров, экономическая оценка для выбора оптимальной концентрации и объема закачки полимерного раствора, а также принятие решения о проведении опытно-промышленных работ.

Список источников

1. Sheng, J. J. Status of polymer-flooding technology / J. J. Sheng, B. Leonhardt, N. Azri. – DOI 10.2118/174541-PA. – Direct text // Journal of Canadian petroleum technology. – 2015. – Vol. 54, Issue 02. – P. 116–126.
2. Jewett, R. L. Polymer Flooding — A Current Appraisal / R. L. Jewett, G. F. Schurz. – DOI 10.2118/2545-PA. – Direct text // J Pet Technol. – 1970. – Vol. 22, Issue 06. – P. 675–684.
3. Оценка технологической эффективности полимерного заводнения на примере пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади месторождения им. Малыка / А. В. Кобяшев, А. А. Пятков, В. А. Захаренко [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-41-61. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 41–61.
4. Ильясов, И. Р. Обоснование типа и параметров активной примеси для эффективного вытеснения нефти при полимерном заводнении / И. Р. Ильясов. – DOI 10.33285/0207-2351-2021-10(634)-23-29. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 10 (634). – С. 23–29.
5. Reduction of Residual Oil Saturation in Sandstone Cores Using Viscoelastic Polymer / P. Qi, D. H. Ehrenfriend, H. Koh, M. T. Balhoff. – DOI 10.2118/179689-MS. – Direct text // SPE Journal. – 2017. – Vol. 22, Issue 02. – P. 447–458.
6. Koh, H. Experimental investigation of the effect of polymers on residual oil saturation / H. Koh, V. B. Lee, G. A. Pope. – DOI 10.2118/179683-PA. – Direct text // SPE Journal. – 2018. – Vol. 23, Issue 01. – P. 1–17.
7. Vermolen, E. C. A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding / E. C. Vermolen, M. J. Haasterecht, S. K. Masalmeh. – Text : electronic // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, March 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/169681-ms>.
8. Simulation for High Viscoelasticity Polymer Flooding Pilot in LMDN4-4 Block of Daqing oilfield / G. Chen, C. Wei, X. Han [et al.]. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August, 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/174612-ms>.
9. Дополнение к технологическому проекту разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения. ООО «ТННЦ». – Тюмень, 2023. – Текст : непосредственный.

10. Обзор мировых проектов полимерных методов увеличения нефтеотдачи / Р. Р. Ибатуллин, Ш. К. Гаффаров, М. Р. Хисаметдинов, Л. И. Минихайров. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-7-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 32–37.

References

1. Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. (2015). Status of Polymer-Flooding Technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(02), pp. 116-126. (In English). DOI: 10.2118/174541-PA
2. Jewett, R. L., & Schurz, G. F. (1970). Polymer Flooding-A Current Appraisal. *J Pet Technol*, 22(06), pp. 675-684. (In English). DOI: 10.2118/2545-PA
3. Kobayashv, A. V., Pyatkov, A. A., Zakharenko, V. A., Yelaev, I. O., & Kushnarev, I. B. (2023). An assessment of the technological effectiveness of polymer flooding: a case study of the J₂ reservoir in the Ust-Tegusskaya area of the Malyka field. *Oil and Gas Studies*, 2, pp. 41-61. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-41-61
4. Ilyasov, I. R. (2021). Justification of the polymer type and parameters for the efficient oil displacement during polymer flooding. *Oilfield engineering*, (10(634)), pp. 23-29. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2021-10(634)-23-29
5. Qi, P., Ehrenfriend, D. H., Koh, H., & Balhoff, M. T. (2017). Reduction of Residual Oil Saturation in Sandstone Cores Using Viscoelastic Polymer. *SPE Journal*, 22(02), pp. 447-458. (In English). DOI: 10.2118/179689-MS
6. Koh, H., Lee, V. B., & Pope, G. A. (2018). Experimental investigation of the effect of polymers on residual oil saturation. *SPE Journal*, 23(01), pp. 1-17. (In English). DOI: 10.2118/179683-PA
7. Vermolen, E. C., Haasterecht, M. J., & Masalmeh, S. K. (2014). A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman, March 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/169681-ms>
8. Chen, G., Wei, C., Han, X., Han, P., Ma, M., Zhang, X., & Lu, K. (2015). Simulation for High Viscoelasticity Polymer Flooding Pilot in LMDN4-4 Block of Daqing oilfield. *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, August, 11–13, 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/174612-ms>
9. Addition to the technological project for the development of the Samotlor oil and gas condensate field. Tyumen Petroleum Research Center LLC. (2023). Tyumen. (In Russian).
10. Ibatullin, R. R., Gaffarov, Sh. K., Khisametdinov, M. R., & Minikhairev L. I. (2022). Review of world polymer flooding eor projects. *Oil industry*, (7), pp. 32-37. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-7-32-37

Сведения об авторе / Information about the author

Зольников Даниил Николаевич,
специалист, ООО «Тюменский нефтя-
ной научный центр» г. Тюмень; Тюмен-
ский индустриальный университет,
Тюмень, DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Daniil N. Zolnikov, Specialist,
Tyumen Petroleum Research Center LLC;
Industrial University of Tyumen,
DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 05.03.2024; одобрена после рецензирования 26.03.2024; принята к публикации 13.05.2024.

The article was submitted 05.03.2024; approved after reviewing 26.03.2024; accepted for publication 13.05.2024.

УДК 622.279.4

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-83-99

**Моделирование технологий поддержания пластового давления
закачкой углеводородных и неуглеводородных газов
в ачимовские пласты**

А. С. Русанов¹, А. С. Романов^{1*}, Е. А. Рейтблат^{1,2}, Д. Н. Глумов¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*asromanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Предпосылками для исследования являются выбор оптимального агента для сайклинг-процесса и установление оптимальных условий, при которых достигается максимальный коэффициент конденсатоотдачи.

Цель данной работы — оценка технологической эффективности методов увеличения конденсатоотдачи при нагнетании в залежь углеводородных (метан) и неуглеводородных (азот, двуокись углерода) газов. Целевым объектом исследования является пласт Ач₃₋₄ в пределах Ново-Уренгойского лицензионного участка Уренгойского месторождения.

Ведущим методом для выявления изложенной проблемы являются результаты гидродинамических расчетов, выполненных на композиционной гидродинамической модели, реализованной в формате ECLIPSE 300. Для моделирования на одном из участков пласта Ач₃₋₄ подобран элемент разработки, в котором средние параметры соответствовали параметрам из полномасштабной модели.

Оценка эффективности выполнялась сравнением выбранных методов с базовым сценарием, представляющим традиционную схему разработки залежи пласта Ач₃₋₄ на естественном режиме. Время начала закачки устанавливалось в гидродинамической модели после отбора 30, 50 и 85 % газа от начальных геологических запасов и при установившемся давлении 18, 37 и 40 МПа при условии достижения коэффициента извлечения газа, полученного в варианте разработки на естественном режиме. Технологическая эффективность вариантов разработки оценивалась по динамике изменения коэффициента извлечения конденсата в зависимости от динамики изменения коэффициента извлечения газа. Лучший вариант был выбран по максимальному значению коэффициента извлечения конденсата.

Результаты проведенных исследований по увеличению конденсатоотдачи пластов свидетельствуют об эффективности применения в качестве агента углекислого газа. Коэффициент извлечения конденсата зависит от соотношения нагнетательных и добывающих скважин, времени начала поддержания пластового давления и количества поровых объемов прокачки. Эффективность от закачки углекислого газа на поздних стадиях разработки резко возрастает при достижении минимального давления смешивания.

Ключевые слова: секторная модель, поддержание пластового давления, минимальное давление смешивания, закачка углекислого газа, пластовое давление

Для цитирования: Моделирование технологий поддержания пластового давления закачкой углеводородных и неуглеводородных газов в ачимовские пласты / А. С. Русанов, А. С. Романов, Е. А. Рейтблат, Д. Н. Глумов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-83-99 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 83–99.

**Simulating the reservoir pressure maintenance strategy by injecting
HC and non-HC gases into the Achimov reservoirs**

**Alexander S. Rusanov¹, Alexander S. Romanov^{1*}, Elena A. Reitblat^{1,2},
Dmitry N. Glumov¹**

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*asromanov@tnnc.rosneft.ru

Abstract. Prerequisites for the study are selection of the optimal agent to maintain reservoir pressure and setting the optimal conditions under which the maximum condensate recovery factor is achieved.

The aim of the article is to assess the technological efficiency of methods for increasing condensate recovery while maintaining reservoir pressure by injecting hydrocarbon (methane) and non-hydrocarbon (nitrogen, carbon dioxide) gases. The subject of this study is the Ach₃₋₄ reservoir within the Novo-Urengoyenskoye license area of the Urengoy field.

The most effective methodology for identifying the stated issue is the outcome of hydrodynamic calculations conducted on a composite hydrodynamic model implemented in ECLIPSE 300 format. In order to model one of the sections of the Ach₃₋₄ reservoir, a development element was selected in which the average parameters corresponded to those of the full-scale model.

The efficiency of the selected methods was evaluated by comparing them with the baseline scenario, which represents the conventional approach to the development of the Ach₃₋₄ reservoir on depletion. The injection start was set in a dynamic model after removal of 30, 50 and 85 % of gas initially in-place and at a steady pressure of 18, 37 and 40 MPa, provided that gas recovery factor was achieved on depletion. The technological efficiency of the development options was evaluated by examining the dynamics of the condensate recovery factor in relation to the dynamics of the gas recovery factor. The optimal option was identified based on the maximum value of the condensate recovery factor.

The results of the studies conducted to increase condensate recovery from reservoirs indicate the effectiveness of using carbon dioxide as an agent. The condensate recovery factor depends on the ratio of injection and production wells, the time of the start of reservoir pressure maintenance and the number of pore volumes pumped. The efficiency of carbon dioxide injection at late stages of development increases dramatically when the minimum mixing pressure is reached.

Keywords: sector model, reservoir pressure maintenance, minimum mixing pressure, carbon dioxide injection, reservoir pressure

For citation: Rusanov, A. S., Romanov, A. S., Reitblat, E. A., & Glumov, D. N. (2024). Simulating the reservoir pressure maintenance strategy by injecting HC and non-HC gases into the Achimov reservoirs. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 83-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-83-99

Введение

Сайклинг-процесс в газоконденсатных пластах различают по типу нагнетаемого в пласты рабочего агента и интенсивности воздействия.

По типу рабочего агента можно выделить методы, основанные на нагнетании углеводородных (метан) и неуглеводородных газов (азот, двуокись углерода).

По интенсивности воздействия методы делятся на методы, в которых нагнетание газа в пласт начинается при начальном пластовом давлении; и методы, в которых нагнетание газа в пласт начинается после снижения пластового давления на определенную величину.

Сайклинг-процесс применительно к Уренгойскому месторождению изучался в работах Р. М. Тер-Саркисова, А. Н. Шандрыгина, В. И. Петренко и других исследователей [1–4]. Сайклинг-процесс обеспечивает существенное повышение коэффициента конденсатоотдачи за счет предотвращения (или уменьшения интенсивности) процессов ретроградной конден-

сации пластовой смеси и вытеснения пластового (жирного) газа нагнетаемым сухим (отбензиненным) газом.

Способ поддержания пластового давления закачкой азота в газоконденсатную залежь пласта $Aч_5^{2-3}$ Уренгойского месторождения изучался в работе Е. С. Макарова, А. Ю. Юшкова, А. С. Романова [1]. Авторами этой статьи отмечается, что максимальная эффективность от закачки азота достигается при соотношении нагнетательных и добывающих скважин 1:2, при этом компенсация должна составлять не менее 100 %.

Процессы взаимодействия углекислого газа с газоконденсатными системами ачимовских пластов Уренгойского месторождения еще недостаточно изучены. Представляет интерес способ воздействия на пласт закачкой углекислого газа по технологии HUFF&PUFF или «ВДОХ-ВЫДОХ» [5]. Авторами этой статьи отмечается, что во избежание образования конденсата в пристволенной зоне необходимо поддерживать давление в резервуаре выше давления точки росы, при этом производительность процесса рекуперации газа с повышенным содержанием углекислого газа зависит от времени начала закачки и может быть оптимизирована.

Таким образом, наибольший исследовательский интерес с точки зрения максимизации коэффициента извлечения конденсата (КИК) для ачимовских пластов Уренгойского месторождения могут представлять методы, в которых в качестве агента воздействия на пласт используется углекислый газ (CO_2).

Объект и методы исследования

Характеристика секторной модели

Сайклинг-процесс с использованием различных схем размещения добывающих и нагнетательных скважин проводился на секторной модели. Секторные модели используются для отработки методик при проведении математических расчетов и анализе очень большого числа вариантов разработки. Как правило, показатели, полученные на секторных моделях, хорошо коррелируются с показателями разработки, полученными на полномасштабных моделях.

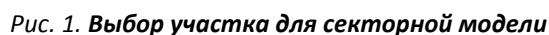
Секторная модель была вырезана из полномасштабной модели характерного района целевого объекта разработки (газоконденсатная залежь пласта $Aч_{3-4}$), расположенного недалеко от южной границы Ново-Уренгойского лицензионного участка Уренгойского месторождения (рис. 1).

Область моделирования представляет собой элемент добычи и закачки, в который попали семь добывающих скважин, при этом одна скважина располагается в центре и шесть на периферии.

В зависимости от стратегии реализации сайклинг-процесса скважина, расположенная в центре элемента разработки, может быть как добывающей, так и нагнетательной. Аналогичным образом скважины, расположенные на периферии, также могут менять свое проектное назначение.

Параметры	Ед. измр.	Секторная модель (СМ)
Давление	МПа	56
Пористость	доли ед.	0.15
Проницаемость X	мД	0.9
Проницаемость Z	мД	0.09
Насыщенность водой	доли ед.	0.42
1/Объемный газа	доли ед.	317
1/Вязкость газа	доли ед.	24
Симулятор	-	Е-300
Количество компонентов	шт.	12
Фонд	шт.	7
НГЗ конденсата	тыс. т	2588
НГЗ газа	млн м ³	11059

Область моделирования



Относительно полномасштабной модели количество ячеек по оси X в секторной модели сокращено в 8 раз, по оси Y — в 13 раз, по оси Z — не изменилось. Длина, ширина и толщина секторной модели

равны, соответственно, 2 400, 2 600 и 118 м, средняя глубина скважины составляла 3 580 м. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов в границах сектора соответствуют полномасштабной модели.

Моделирование сайклинг-процесса закачкой углекислого газа (CO_2), азота (N_2) и метана (CH_4) осуществлялось в несколько этапов:

- на этапе I изучались механизм взаимодействия газообразных агентов, предназначенных для закачки, с пластовой газоконденсатной системой пласта Ач₃₋₄ Уренгойского месторождения и стратегия реализации сайклинг-процесса при различном соотношении добывающих и нагнетательных скважин после отбора 30 % газа от начальных геологических запасов (НГЗ);
- на этапе II изучалась стратегия реализации сайклинг-процесса при различном соотношении добывающих и нагнетательных скважин после отбора 50 % газа от НГЗ;
- на этапах III и IV проводилась проверка устойчивости вариантов с максимальным КИК, выбранных на этапах I и II, в которых закачка углекислого газа начинается после отбора 85 и 30 % газа от НГЗ. Варианты различаются соотношением добывающих и нагнетательных скважин и установившимся давлением, которое зависит от темпа закачки.
- на этапе V лучший по КИК вариант с нагнетанием углекислого газа воспроизводится на полномасштабной модели.

Результаты

Этап I. Механизм взаимодействия CO_2 , N_2 и CH_4 с пластовой газоконденсатной системой

При реализации сайклинг-процесса на секторной модели в числе прочих изучался механизм влияния углекислого газа на пластовую газоконденсатную систему, который носит двойственный эффект и заключается в следующем:

- углекислый газ хорошо растворяется в газе — при увеличении концентрации CO_2 снижается давление начала конденсации, выпавший на забое конденсат растворяется в газе;
- углекислый газ хорошо растворяется в конденсате, что позволяет достигать минимального давления смешивания (МДС).

Для воспроизведения этого процесса была выбрана модель пластовых флюидов (PVT-модель), описывающая недонасыщенную газоконденсатную систему пластов Ач₃₋₄ (давление насыщения — 50 МПа, начальное пластовое давление — 55 МПа), с высоким содержанием жидких углеводородов C_{5+} , которое составляло в модели 280–300 г/м³. Конденсат пластов Ач₃₋₄ плотностью 780–790 кг/м³ характеризуется высоким содержанием парафиновых фракций (до 6–7 % масс).

Газоконденсатные залежи пластов Ач₃₋₄ разрабатываются с 1996 года в режиме естественного истощения. За истекший период с начала разработки пластовое давление в зоне отбора снизилось до 30–35 МПа, при этом содержание жидких углеводородов в пластовом газе упало до 190–200 г/м³.

Для настройки уравнения состояния использовались результаты лабораторных исследований:

- давление начала конденсации;
- контактная конденсация (коэффициент сверхсжимаемости);
- контактно-дифференциальная конденсация (потери конденсата при снижении давления, коэффициент извлечения газа);
- сепаратор-тест (выход насыщенного и дегазированного конденсата, плотность дегазированного конденсата);
- вязкость пластового газа.

Создание PVT-модели проводилось в программном модуле PVTsim компании Schlumberger, использовалось кубическое уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга (Soave-Redlich-Kwong) «SRK» с поправкой плотности и корреляции вязкости Лоренца-Брея-Кларка (LBC). Основные результаты настройки уравнения состояния приведены в таблице 1.

Таблица 1

**Сопоставление лабораторных и модельных параметров
при настройке уравнения состояния**

Параметр	Лабораторный эксперимент	Модель	Отклонение, %
Давление начала конденсации, МПа	49,5	49,2	–0,6
Кондсатогазовый фактор насыщенного конденсата, м ³ /м ³	534,0	525,0	–1,7
Кондсатогазовый фактор стабильного конденсата, м ³ /м ³	328,7	323,0	–1,7
Плотность дегазированного конденсата, кг/м ³	796,0	800,0	0,5

Поскольку пластовое давление в залежах снизилось, то для моделирования взаимодействия углекислого газа с конденсатом использовались равновесные составы конденсата при давлениях 35, 30, 25 и 20 МПа.

Проведение эксперимента «Slim tube» в программном модуле PVTsim позволило оценить величину МДС при взаимодействии углекислого газа с конденсатом, выпавшим при разном давлении. Результаты моделирования показали, что для состава конденсата, выпавшего в пласте при давлении 25 МПа и ниже, минимальное давление смешивания (МДС — точка перегиба кривой) достигается при установившемся давлении — 30–32 МПа (рис. 2). Это давление приблизительно равно давлению закачки углекислого газа на забое (31–32 МПа). Аналогичные расчеты при взаимодействии метана и азота с конденсатом показали, что МДС выпавших жидких углеводородов с метаном достигается при более высоком давлении, порядка 40 МПа, а при взаимодействии с азотом давления смесимости не достигается даже при давлении 80 МПа (см. рис. 2).

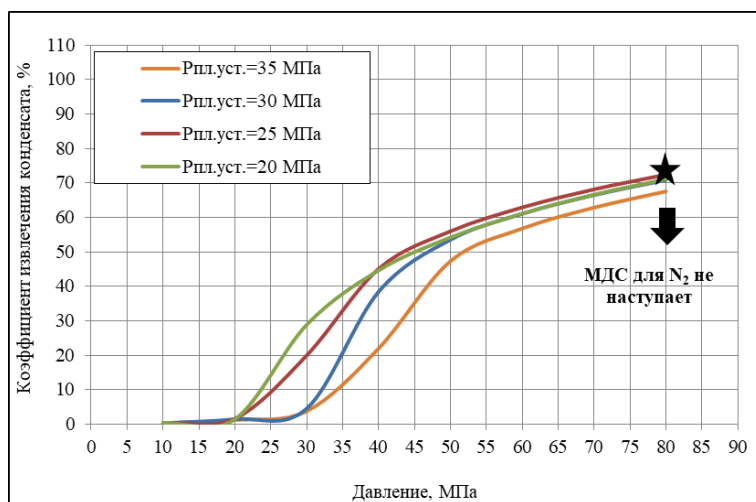
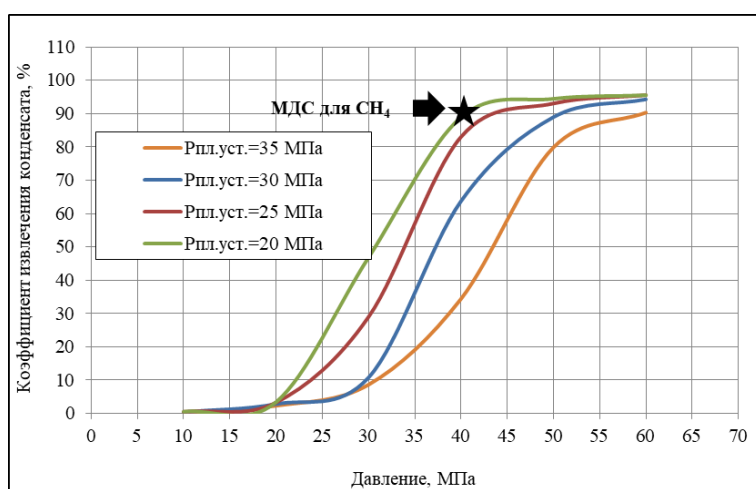
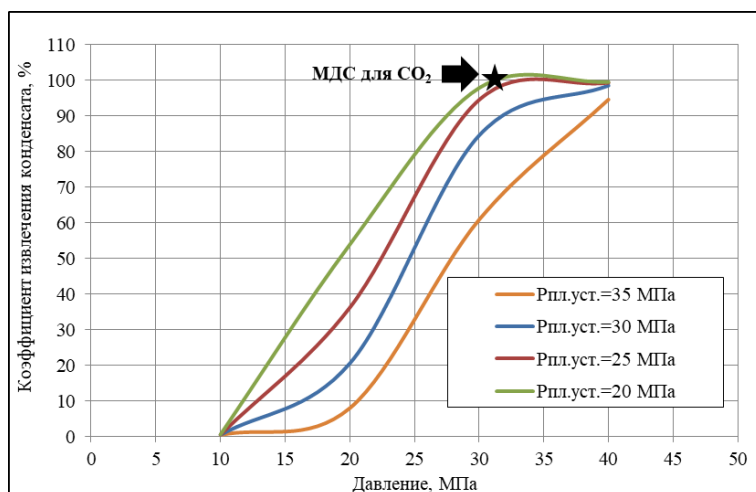


Рис. 2. Определение минимального давления смешивания для углекислого газа (CO_2), метана (CH_4) и азота (N_2)

На следующем этапе экспериментов при давлении 25 МПа были получены смеси пластового и углекислого газа: смешивался один моль пластового газа с 0,25–10 моль углекислого газа. Для каждой смеси построены фазовые диаграммы. Как видно из графика (рис. 3), давление начала конденсации при увеличении концентрации углекислого газа снижается, что должно приводить к испарению выпавшего конденсата в пластовый газ.

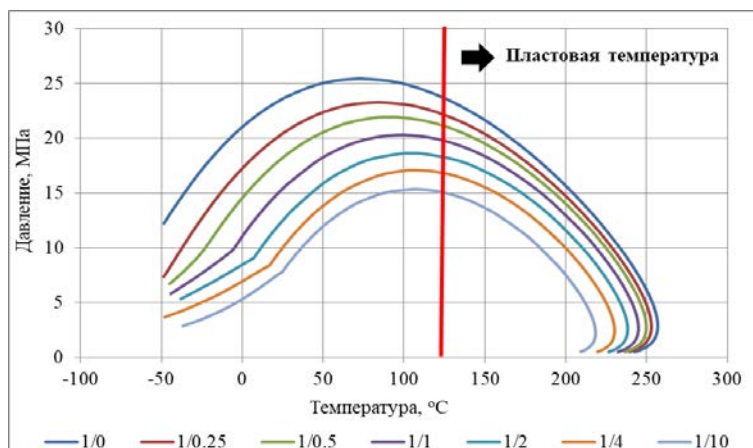


Рис. 3. Фазовые диаграммы пластовых смесей в зависимости от давления и температуры

Для изучения процессов, происходящих при закачке CO_2 , пластовая газоконденсатная система была сокращена до 12 компонентов, куда помимо CO_2 отдельно вошли такие компоненты, как азот и метан. Выделение неуглеводородных компонентов в отдельные фракции и группировка компонентов из 40 в 12 псевдофракций в гидродинамической модели (ГДМ) выполнены с целью сокращения времени счета и оценки изменения концентрации закачиваемого газа. Состав пластового газа после группировки в псевдокомпоненты приведен в таблице 2.

Таблица 2

Состав пластового газа в PVT-модели после группировки

Компонент	% моль		Молярная масса, г/моль	Плотность, г/см ³
	Давление, 55 МПа	Давление, 25 МПа		
Азот	0,1831	0,1878	28,014	0,804
Углекислый газ	0,9412	0,9519	44,010	0,777
Метан	80,8870	82,3240	16,043	0,425
C ₂	7,3103	7,3307	30,070	0,548
C ₃₋₄	5,5365	5,4416	49,011	0,578

Продолжение таблицы 2

Компонент	% моль		Молярная масса, г/моль	Плотность, г/см ³
	Давление, 55 МПа	Давление, 25 МПа		
C ₅₊	1,2233	1,1448	77,266	0,638
C ₇₊	2,6364	2,1483	108,720	0,777
C ₁₂₊	0,6962	0,3916	179,570	0,822
C ₁₇₊	0,3676	0,0732	265,990	0,855
C ₂₄₊	0,1410	0,0057	362,210	0,876
C ₃₁₊	0,0384	0,0004	444,810	0,885
C ₃₆₊	0,0389	0,0001	510,000	0,901

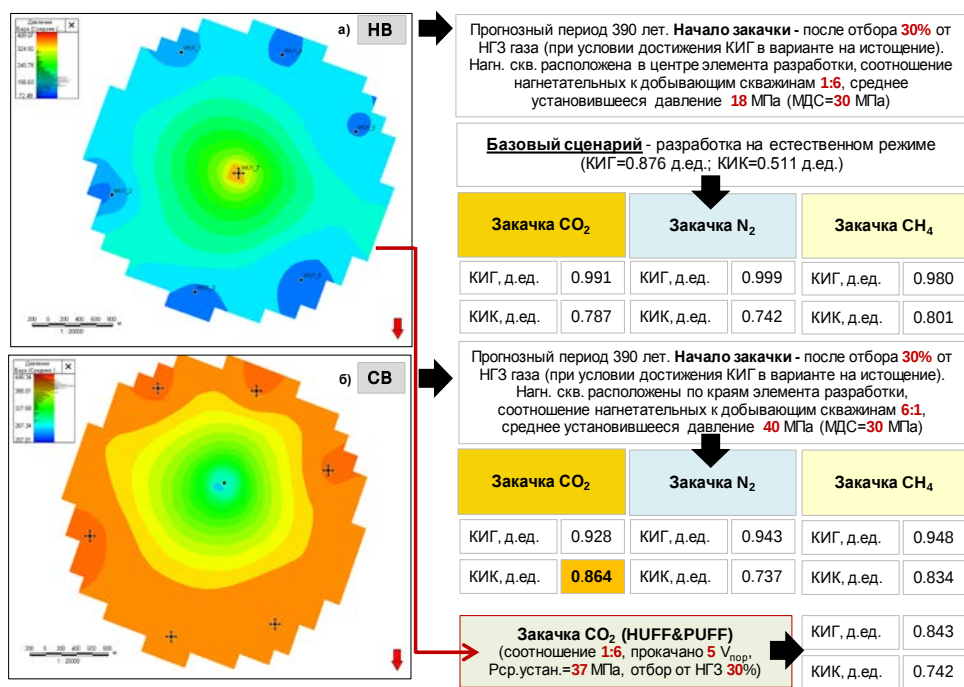
Этап I. Стратегия реализации сайклинг-процесса после отбора 30 % газа от НГЗ

Закачка газообразных агентов осуществлялась при условии расположения одной нагнетательной скважины в центре элемента разработки и шести добывающих скважин на периферии, соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляло 1:6. Схема сайклинг-процесса реализуется после отбора 30 % газа от НГЗ при условии установившегося пластового давления 18 МПа (рис. 4 а).

Следующая схема сайклинг-процесса предусматривала изменение проектного назначения расположенных на периферии добывающих скважин путем их перевода в нагнетательные, при этом скважина, расположенная в центре элемента разработки, становилась добывающей. Соотношение нагнетательных и добывающих скважин по сравнению с предыдущими вариантами меняется на 6:1, при этом среднее установившееся давление в залежи составляет 40 МПа (рис. 4 б).

Расчеты показывают, что в случае закачки углекислого газа по схеме 1:6, когда установившееся пластовое давление ниже МДС, зона полной взаимной растворимости отсутствует, и вытеснение происходит без смешивания. При изменении схемы закачки на 6:1, когда установившееся пластовое давление достигает или становится выше МДС, начинает работать режим смешивающегося вытеснения, при котором происходит полное взаимное растворение вытесняемой и вытесняющей сред.

При закачке азота и метана происходит аналогичный процесс вытеснения газа через испарение. Значения КИК для разных агентов также отличны из-за влияния численной дисперсии. Азот — менее сжимаемый газ, чем двуокись углерода или метан, по этой причине требуется его меньшее количество для вытеснения одного и того же объема. Однако азот обладает менее эффективной испаряющей способностью по сравнению с метаном и углекислым газом.



Условные обозначения: МДС — минимальное давление смешивания при взаимодействии CO₂ с выпавшим в пласте конденсатом; СВ, НВ — режим смешивающегося и несмешивающегося вытеснения при нагнетании CO₂

Рис. 4. Этап I. Стратегия вариантов и коэффициенты извлечения
(начало сайклинг-процесса после отбора 30 % газа от НГЗ)

В качестве дополнительного варианта помимо выше перечисленных рассматривался вариант с закачкой в пласт углекислого газа по технологии HUFF&PUFF или «ВДОХ-ВЫДОХ» (рис. 5 а). Процесс очень похож на процесс выброса CO₂ (EGR), в котором CO₂ используется для смешанного вытеснения природного газа и конденсата для улучшения извлечения углеводородов (рис. 5 б).

Процесс выброса CO₂ включает в себя закачку углекислого газа в область закупорки конденсатом вблизи ствола скважины, закрытие скважины на некоторое время и получение обратно выпаренного конденсата и двуокиси углерода. Снижение давления в точке росы является основным механизмом выброса CO₂ и связано с тем, что углекислый газ снижает давление за счет взаимодействия смешиваемого вещества с зоной закупорки конденсатом.

Закачка углекислого газа по технологии HUFF&PUFF или «ВДОХ-ВЫДОХ» осуществлялась при соотношении нагнетательных и добывающих скважин 1:6, после отбора 30 % газа от НГЗ и установившемся давлении 37 МПа. Всего было прокачено пять поровых объемов пласта. При прочих равных условиях данная технология характеризуется меньшим

КИК и более быстрым достижением давления смешивания при меньших затратах энергии и поровых объемах прокачки агента.

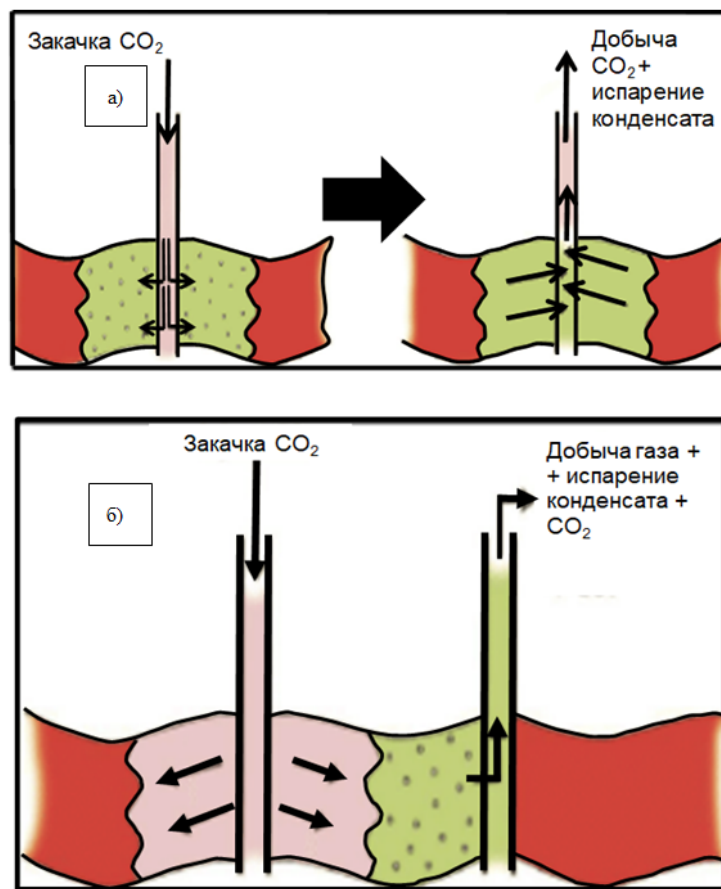
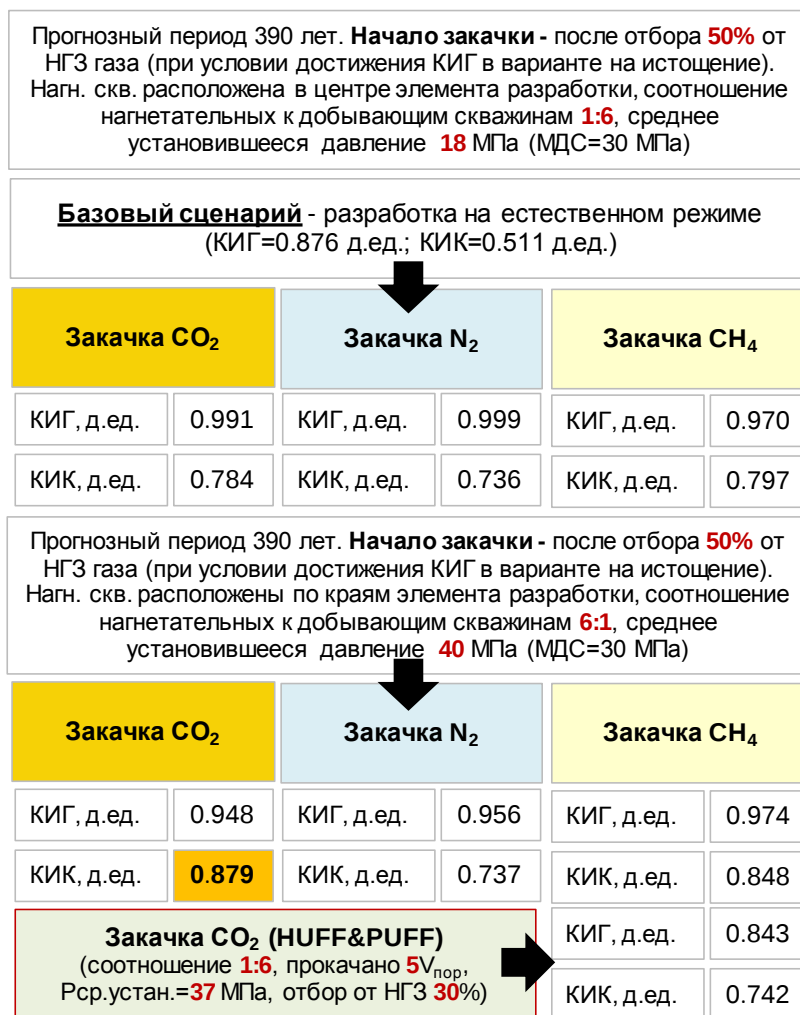


Рис. 5. Схема и описание процесса HUFF&PUFF (а) и выброса CO₂ (б)

Этап II. Стратегия реализации сайклинг-процесса после отбора 50 % газа от НГЗ

Перенос начала сайклинг-процесса на более поздний период в случае закачки углекислого газа и азота по схеме 1:6 не оказывает влияния на коэффициент извлечения газа (КИГ). По сравнению с предыдущими расчетами на *этапе I* изменение агента закачки на метан приводит к уменьшению КИГ на 1 %, при этом КИК снижается на 0,4 % при использовании углекислого газа, на 0,8 % — при использовании азота и на 0,5 % — при использовании метана. В случае закачки углекислого газа, азота, метана по схеме 6:1 по сравнению с предыдущими расчетами на *этапе I* КИГ увеличивается на 2,1 %, 1,4 % и 2,7 % соответственно. При использовании углекислого газа и метана КИК увеличивается на 1,7 %, а в случае применения азота КИК не изменяется (рис. 6).



Условные обозначения: см. рисунок 8

Рис. 6. **Этап II. Стратегия вариантов и коэффициенты извлечения**
(начало сайклинг-процесса после отбора 50 % газа от НГЗ)

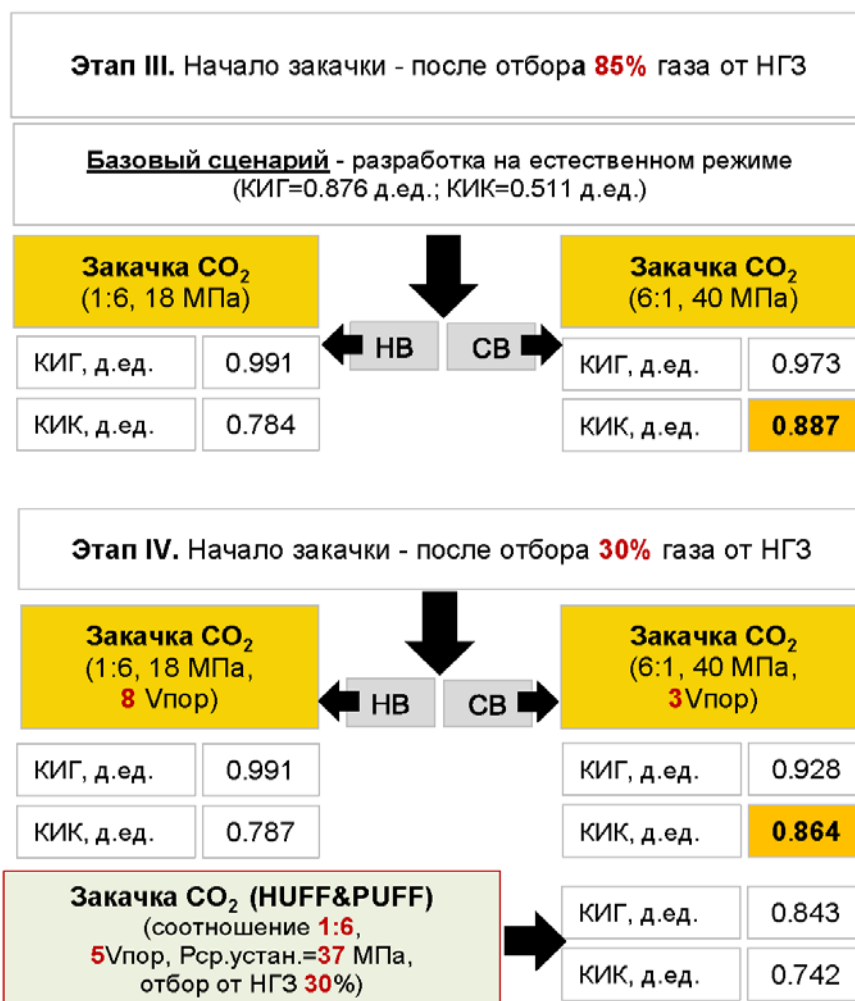
Этапы III, IV. Проверка устойчивости вариантов после отбора 85 и 30 % газа от НГЗ

Таким образом, наиболее эффективным агентом для повышения КИК в геологических условиях пластов Ач₃₋₄ Уренгойского месторождения является углекислый газ (CO₂). Эффективность от закачки CO₂ усиливается, особенно на поздних стадиях разработки месторождения. Для подтверждения этого вывода были проведены специальные расчеты по нагнетанию в залежь только углекислого газа. За базовый сценарий принималась разработка залежи на естественном режиме, прогнозный период во всех вариантах составлял 390 лет.

На этапе III рассматривался случай воздействия на газоконденсатную залежь двуокисью углерода после отбора 85 % газа от НГЗ. Прогнозные показатели разработки рассчитывались при различном соотношении нагнетательных и добывающих скважин и установившемся пластовом давлении.

На этапе IV проверялась устойчивость вариантов с нагнетанием CO₂ при различных поровых объемах прокачки.

Основные показатели вариантов разработки, выполненных на этапах III и IV, приведены на рисунке 7.



Условные обозначения: см. рисунок 8

Рис. 7. Этапы III, IV. Проверка устойчивости вариантов при нагнетании CO₂ (начало сайклинг-процесса после отбора 85 и 30 % газа от НГЗ)

Максимальный КИК (0,864 д.ед.) при минимальных поровых объемах прокачки (3Vпор) достигается при соотношении нагнетательных и добыва-

ющих скважин 6:1, начале сайклинг-процесса при отборе из залежи не менее 30 % газа от НГЗ и установившемся давлении 40 МПа. При переносе сроков начала сайклинг-процесса вправо при отборе 50 и 85 % газа от НГЗ КИК по сравнению с вариантом на истощение увеличивается на 36,8 и 37,6 % и достигает 0,879 и 0,887 д.ед. соответственно.

Результаты расчетов показывают, что эффективность процесса испарения конденсата в случае использования в качестве агента углекислого газа резко возрастает при достижении минимального давления смешивания.

Как видно из графиков (рис. 8), КИК в основном зависит от установившегося в залежи пластового давления и поровых объемов прокачки.

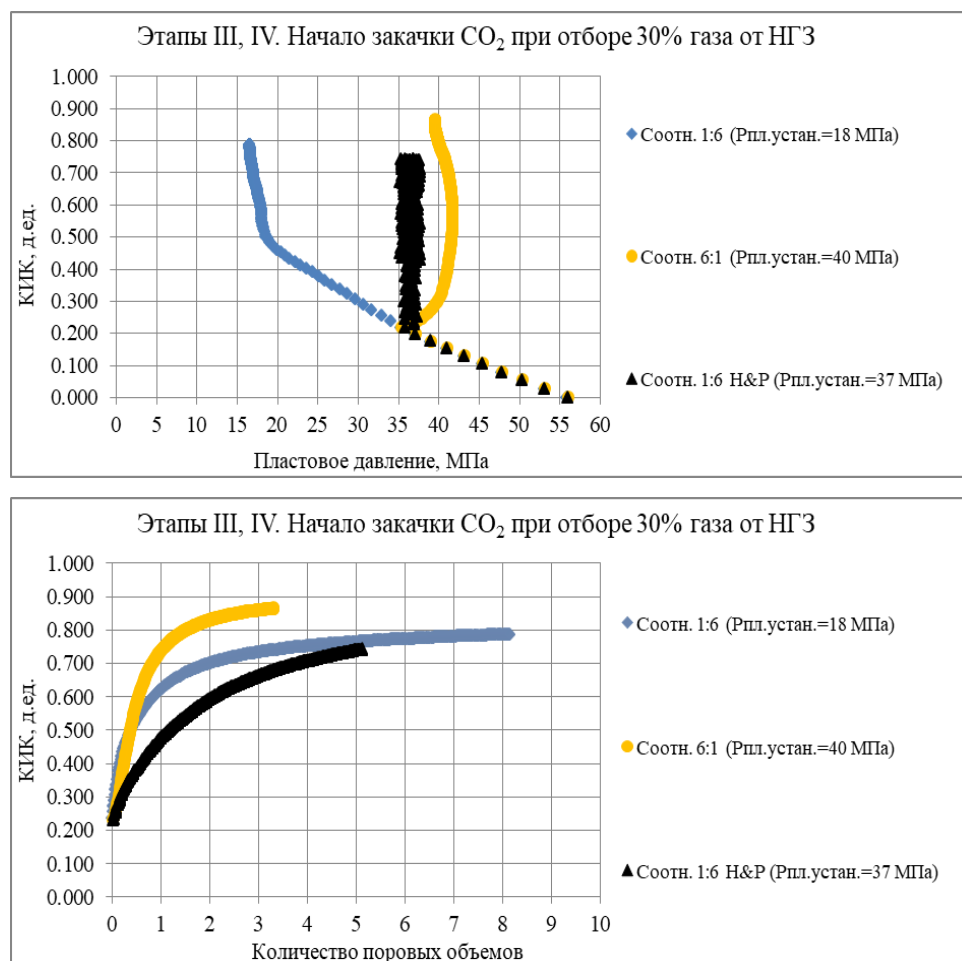


Рис. 8. Зависимости КИК от установившегося пластового давления и поровых объемов прокачки

На секторной модели полученные значения КИК в различных сценариях разработки превышали значения 0,700 д.ед. Это потенциально возможные КИК, которые могут быть получены в случае максимальной плотности сетки скважин, достаточно однородных ФЕС в зоне закачки и при

длительном сроке разработки пласта. В полномасштабной модели КИК находится на уровне 0,400–0,500 д.ед. и отражает фактический темп отбора газа из залежи, геологическое строение и текущую энергетику пласта.

Выводы

1. В результате использования в качестве агента *метана*, при установившемся пластовом давлении 18 МПа, соотношении нагнетательных и добывающих скважин 1:6 и при условии отбора из залежи не менее 30 % газа от НГЗ, получен минимальный КИГ, равный 0,980 д.ед. При переносе сроков начала закачки вправо при условии отбора из залежей 50 % газа от НГЗ коэффициенты извлечения газа и конденсата не меняются. При изменении соотношения нагнетательных и добывающих скважин на 6:1, при прочих равных условиях (установившееся пластовое давление на момент закачки, отбор газа от НГЗ), получен максимальный КИГ, при этом КИК уступает аналогичным значениям при закачке углекислого газа. Однако у метана давление смешивания на 10 МПа выше, чем у углекислого газа, поэтому в нем растворяется меньший объем конденсата. Кроме того, при прочих равных условиях метан может использоваться на месторождении в качестве источника производства электрической энергии для местного потребления и компрессоров.

2. *Азот* — менее сжимаемый, чем углекислый газ или метан, по этой причине его для вытеснения одного и того же объема пластового газа требуется меньшее количество. Азот по сравнению с другими газами обладает менее эффективной испаряющей способностью.

3. При использовании в качестве агента углекислого газа при установившемся пластовом давлении 40 МПа, соотношении нагнетательных и добывающих скважин 6:1 и начале закачки при условии отбора из залежи не менее 30 % газа от НГЗ, достигается максимальный КИК, равный 0,864 д. ед. При переносе сроков начала закачки при условии отбора из залежей 50 и 85 % газа от НГЗ коэффициент извлечения конденсата относительно максимального увеличивается до 0,879 и 0,887 д.ед. соответственно.

Список источников

1. Макаров, Е. С. Исследование способов дополнительного извлечения газоконденсата из ачимовских пластов на гидродинамических моделях / Е. С. Макаров, А. Ю. Юшков, А. С. Романов. – DOI 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3, № 1. – С. 79–90.

2. Петренко, В. И. Применение сайклинг-процесса на гигантском газоконденсатном месторождении Хасси Р’Мель в Алжире / В. И. Петренко. – Текст : непосредственный // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2012. – № 3 (32). – С. 92–96.

3. Тер-Саркисов, Р. М. Управление процессом разработки газоконденсатного пласта / Р. М. Тер-Саркисов, А. А. Захаров, В. А. Николаев. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2001. – № 3. – С. 39–40.
4. Шандрыгин, А. Н. Повышение эффективности сайклинг-процесса в трещиновато-пористых коллекторах / А. Н. Шандрыгин, Т. Н. Сегин. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1992. – № 7. – С. 32–34.
5. Odi, U. Analysis and potential of CO₂ Huff-n-Puff for near wellbore condensate removal and enhanced gas recovery / U. Odi. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October, 8–10, 2011. – URL: <https://doi.org/10.2118/160917-STU>.

References

1. Makarov, E. S., Yushkov, A. Yu., & Romanov, A. S. (2017). Study of the efficiency of methods for enhanced condensate recovery based on reservoir simulation models. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 3(1), pp. 79-90. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90
2. Petrenko, V. I. (2012). Primenenie saykling-protsessa na gigantskom gazokondensatnom mestorozhdenii Khassi R'Mel' v Alzhire. Vestnik Severo-Kavkazskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta, (3(32)), pp. 92-96. (In Russian).
3. Ter-Sarkisov, R. M., Zakharov, A. A., & Nikolaev, V. A. (2001). Upravlenie protsessom razrabotki gazokondensatnogo plasta. Gazovaya promyshlennost', (3), pp. 39-40. (In Russian).
4. Shandrygin, A. N., & Segin, T. N. (1992). Povyshenie effektivnosti saykling-protsessa v treshchinovato-poristyykh kollektorakh. Gazovaya promyshlennost', (7), pp. 32-34. (In Russian).
5. Odi, U. (2011). Analysis and potential of CO₂ Huff-n-Puff for near wellbore condensate removal and enhanced gas recovery. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October, 8-10, 2011. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/160917-STU>

Сведения об авторах / Information about the authors

Русанов Александр Сергеевич,
заместитель генерального директора по
газовым проектам, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень

Alexander S. Rusanov, Deputy
General Director for Gas Projects, Tyu-
men Petroleum Research Center LLC

Романов Александр Сабурович,
кандидат технических наук, эксперт,
ООО «Тюменский нефтяной научный
центр», г. Тюмень, [asromanov@](mailto:asromanov@ttnnc.rosneft.ru)
ttnnc.rosneft.ru

Alexander S. Romanov, Candidate
of Engineering, Expert, Tyumen Petroleum
Research Center LLC, [asroma-
nov@ttnnc.rosneft.ru](mailto:asromanov@ttnnc.rosneft.ru)

Рейтблат Елена Александровна, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» г. Тюмень; Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Elena A. Reitblat, Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Industrial University of Tyumen

Глумов Дмитрий Николаевич, начальник управления новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Dmitry N. Glumov, Head of Sub-surface Division New and Foreign Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 07.04.2024; одобрена после рецензирования 21.05.2024; принята к публикации 27.05.2024.

The article was submitted 07.04.2024; approved after reviewing 21.05.2024; accepted for publication 27.05.2024.

УДК 622.24

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-100-113

Анализ коррозионного разрушения эксплуатационных колонн добывающих скважин на примере Самотлорского месторождения

**Т. И. Синицына^{1*}, Р. Г. Гилаев², А. Ш. Набиуллин¹, М. И. Попович¹,
Я. М. Курбанов^{1,3}**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

³Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*tisinityna@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Основными предпосылками для данного исследования являются сокращение работающего нефтяного фонда скважин Самотлорского месторождения ввиду коррозионного разрушения эксплуатационных колонн и, как следствие, потеря добычи нефти на время ремонта и восстановления целостности скважин. Объем таких разрушений за последние 5 лет разработки изучаемого месторождения превысил тысячу скважин.

Основная цель работы — выявление всех влияющих факторов, катализирующих износ металла эксплуатационных колонн, а также формирование методов защиты скважин с учетом выявленного генезиса причин.

Поставленные в работе задачи решаются путем применения методов статистического анализа и геолого-промыслового анализа скважинных данных. Сбор и проверка данных добычи за историю разработки, а также подготовка статистической обучающей выборки выполнены с применением программного обеспечения Microsoft Excel. Геолого-промысловый анализ скважинных данных выполнен с помощью программного комплекса РН-КИН. Моделирование прогноза скорости коррозии выполнено с помощью Microsoft Excel с использованием языка программирования VBA.

В данной работе проведен комплексный анализ фонда добывающих скважин, выделены факторы, влияющие на появление и развитие коррозионных процессов. По результатам лабораторных исследований получены численные значения скорости коррозии, протекающей в скважине. Результатом работы является математическая модель, позволяющая с учетом выделенных факторов прогнозировать риск и скорость протекания коррозии в скважине. Практическая значимость исследования заключается в предложенных и принятых в работу методов защиты эксплуатационных колонн от коррозионно-эрозионного воздействия применительно к добывающему фонду скважин.

Ключевые слова: коррозия эксплуатационной колонны, факторы коррозии, локальная коррозия

Для цитирования: Анализ коррозионного разрушения эксплуатационных колонн добывающих скважин на примере Самотлорского месторождения / Т. И. Синицына, Р. Г. Гилаев, А. Ш. Набиуллин [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-100-113 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 3. — С. 100–113.

A case study of the Samotlor field to analyze corrosive damage of casing strings in production wells

**Tatyana I. Sinitsyna^{1*}, Ruslan G. Gilaev², Artur Sh. Nabiullin¹,
Maxim I. Popovich¹, Yaragi M. Kurbanov^{1,3}**

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Samotlorneftegaz JSC, Nizhnevartovsk, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*tisinityna@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The principal prerequisites for this study include a reduction in the number of operating oil wells at the Samotlor Field due to the corrosive destruction of production strings, which has resulted in a loss of oil recoveries during workovers and well integrity restoration efforts. The volume of such destruction over the past five years of field development has exceeded one thousand wells.

The main focus of the study is to identify all the influencing factors that catalyze the wear of the production string metal, as well as to develop methods for protecting wells, taking into account the identified source of the causes.

The tasks set in this article are solved by applying statistical analysis, geological analysis, and field analysis of well data. The data pertaining to the production history were collated and validated, while the statistical training sample was constructed in Microsoft Excel. The geological and field analysis of well data was conducted using the RN-KIN software package. The corrosion rate was simulated in Microsoft Excel using the VBA programming language.

The study represents a comprehensive analysis of the production well stock, which has enabled the root causes of the emergence and development of corrosion processes to be identified. The laboratory studies resulted in numerical corrosion rates and a mathematical model that permits the consideration of the identified factors in order to assess the risks and corrosion rates in the wells. The practical relevance of the study lies in the methods developed and introduced to protect production strings from corrosion and erosion effects in the production well stock.

Keywords: corrosion of production string, corrosion factors, local corrosion

For citation: Sinitsyna, T. I., Gilaev, R. G., Nabiullin, A. Sh., Popovich, M. I., & Kurbanov, Ya. M. (2024). A case study of the Samotlor field to analyze corrosive damage of casing strings in production wells. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 100-113. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-100-113

Введение

Для формирования представления о генезисе коррозионных процессов, протекающих в скважинах добывающего фонда Самотлорского месторождения, выполнен комплексный анализ геолого-промысловых и лабораторных данных. На основе полученных результатов сделан вывод о возможности прогнозирования локальной коррозии эксплуатационных колонн и способах защиты их от воздействия выявленных факторов, а также разработан инструмент прогнозирования. Определение причин коррозионных повреждений включает в себя металлографические исследования материалов, из которых изготавливаются элементы обсадной колонны; изучение состава попутно-добываемой воды и ее коррозионной активности на реальных образцах металла; анализ условий эксплуатации скважин и особенности разработки месторождения.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются скважины эксплуатационного нефтяного фонда Самотлорского месторождения. Изучаются особенности и генезис разрушений эксплуатационных колонн скважин.

Поставленные задачи в работе решаются с применением методов статистического анализа и геолого-промыслового анализа скважинных данных. Сбор и проверка данных добычи за историю разработки, а также подготовка статистической обучающей выборки выполнены с применением программного обеспечения Microsoft Excel. Геолого-промысловый анализ скважинных данных выполнен с помощью программного комплекса РН-КИН. Моделирование прогноза скорости коррозии выполнено с помощью Microsoft Excel с использованием языка программирования VBA. Лабораторные исследования скважинной жидкости и ее коррозионной агрессивности проведены в соответствии с положением Компании ПАО «НК-Роснефть»¹ и ГОСТами^{2,3}.

Результаты

Первым шагом в работе были выполнены лабораторные исследования, необходимые для формирования общих выводов по генезису разрушений эксплуатационных колонн и дальнейшего сопоставления результатов с данными аналитического исследования.

Исследование металла эксплуатационных колонн выполнено посредством рентгенофлуоресцентного анализа образцов «STL 102, сталь 25ГЮ», «STL 114, сталь 22ГЮ», «STL 178, сталь 32Г2ФА», и по его результатам не выявлено аномалий в структуре и микроструктуре металла. По химическому составу образцы металлов соответствуют техническим условиям марок низколегированных сталей по ГОСТ 10705-80⁴, из этого следует, что причина коррозии эксплуатационных колонн месторождения заключается не в качестве металла.

Исследования попутно-добываемой воды месторождения выполнены по трем группам пластов (АВ, БВ и ПК) в количестве 126 проб. Проведены следующие виды анализа: физико-химический состав, содержание сульфатовосстанавливающих бактерий, содержание растворенных коррозионно-агрессивных газов, скорость коррозии металла (с наличием и отсутствием углекислого газа в составе)^{5,6,7}. Результаты лабораторных исследований показали следующее распределение состава проб скважинной жидкости:

¹ Положение Компании «П.1-01.05 Р-0339. Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании. Версия 2.00» ПАО «НК-Роснефть».

² ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования. – Введ. 2009-07-01. – М.: Издательство стандартов, 2009. – 20 с.

³ ГОСТ 9.506-87. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности [Электронный ресурс]. – Введ. 1988-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200014791>.

⁴ ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия. – Введ. 1982-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2005. – 21 с.

⁵ Положение Компании «П.1-01.05 Р-0339...».

⁶ ГОСТ Р 9.905-2007. – С. 10.

⁷ ГОСТ 9.506-87. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200014791>.

хлориды составили 58 %, натрий + калий — 36 %, кальций — 4 %, гидрокарбонат — 2 %.

Все воды месторождения относятся к хлоридно-кальциевому типу по классификации В. А. Сулина. Содержание сероводорода и кислорода в воде минимально, основной коррозионно-агрессивный газ в составе — углекислый (CO_2), который составляет в среднем 93 % и является основным компонентом, влияющим на скорость коррозии скважинного оборудования. Доля же кислорода составляет 7 %, а сероводорода — минимальное количество (0,1 %).

Средняя скорость коррозии по группам пластов, полученная по исследованиям скорости коррозии, имеет следующие значения: группа пластов ПК — 0,16 мм/год, группа пластов АВ — 0,17 мм/год, группа пластов БВ характеризуется наименьшими значениями коррозионной активности, скорость составляет 0,07 мм/год. При этом, как видно из анализа, скорость коррозии значительно увеличивается в среде, насыщенной CO_2 , а также при росте температуры среды. Подробно данные представлены на рисунке 1. Так, скорость коррозии по группе пластов АВ по всем маркам стали (25ГЮ, 22ГЮ, 31Г2ФА) увеличивается ~ в 8,5 раз, по БВ ~ в 7 раз.

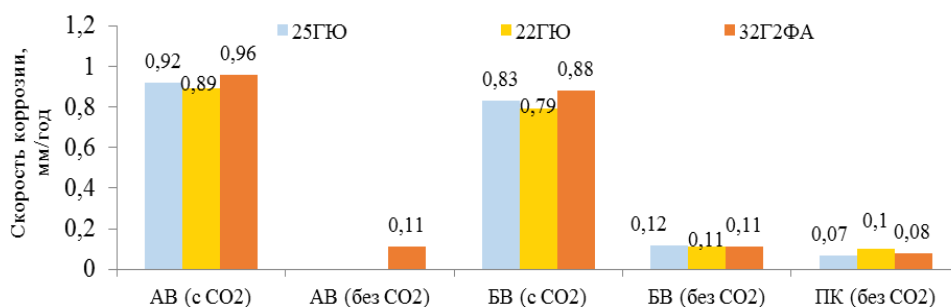


Рис. 1. Средняя скорость коррозии по группам пластов в зависимости от наличия CO_2

Важно отметить, что помимо перечисленных испытаний проведены дополнительные исследования на коррозионную активность скважинной жидкости при добавлении ингибитора солеотложений, так как данный химический реагент применяется при эксплуатации механизированного фонда на месторождении повсеместно. Зависимости коррозионной активности от наличия/отсутствия данного реагента не выявлено.

Главный вывод по результатам лабораторных исследований: коррозия имеет углекислотный генезис; наиболее агрессивные воды принадлежат группам пластов АВ и ПК. Данные критерии учтены в дальнейшем прогнозировании скорости коррозии на этапе моделирования.

Далее в работе выполнен комплексный аналитический анализ условий эксплуатации объекта исследования. При анализе условий эксплуата-

ции и особенностей разработки Самотлорского месторождения была рассмотрена выборка из 959 скважин с подтвержденными в период с 2017 по 2023 гг. интервалами разрушения эксплуатационной колонны.

По результатам рассмотрения локализации интервалов разрушения металла по элементам эксплуатационной колонны выявлено, что основная часть или 79 % сосредоточены в теле обсадной колонны, и только 16 % распределены по элементам хвостовика («голова» и «тело»), 5 % — разрушение происходит в спущенной ранее дополнительной эксплуатационной колонне.

Далее проанализирован параметр времени эксплуатации скважин до момента разрушения эксплуатационной колонны, данные представлены на рисунке 2. По результатам анализа выявлено, что время наработки до разрушения обсадных колонн составляет в среднем 30 лет. Для элементов хвостовика и дополнительной эксплуатационной колонны характерно распределение наработки до 15 лет.

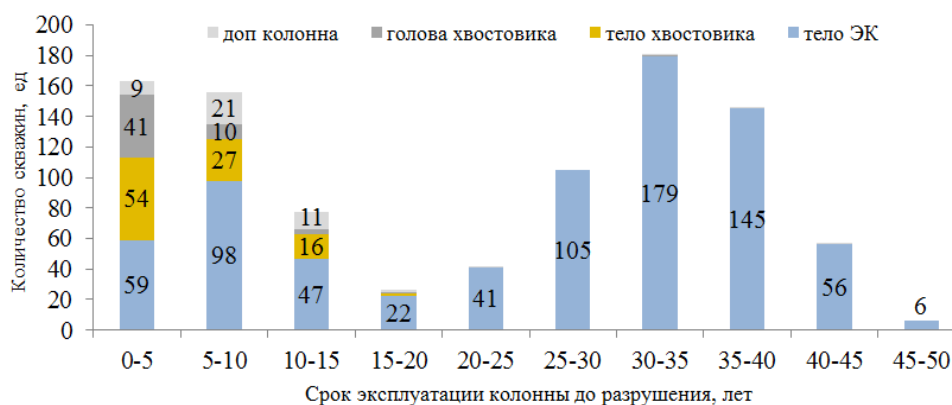


Рис. 2. *Время эксплуатации эксплуатационной колонны до разрушения*

Достижение высоких показателей сроков эксплуатации связано со строительством в начальные годы освоения месторождения скважин «классического типа» (с небольшим набором зенитного угла и колонной одинакового диаметра). С 2010 года начался активный рост бурения боковых стволов со спуском колонны меньшего диаметра (хвостовика) в материнскую колонну и скважин с горизонтальным окончанием, что значительно снизило их наработку. Снижение количества разрушенных колонн в возрастном диапазоне 15–25 лет связано с сокращением темпов бурения с 1997 года на рассматриваемом месторождении.

На рисунке 3 представлено распределение числа разрушенных эксплуатационных колонн по критерию толщины стенки. Из представленных данных видно, что количество скважин при меньших толщинах ко-

лонны (7 мм) максимально во всех элементах колонны, что говорит о протекании коррозионных процессов.



Рис. 3. Разрушение эксплуатационных колонн в различных толщинах стенок

При этом стоит отметить, что наиболее подвержены разрушению колонны с меньшей толщиной стенки во всех существующих диаметрах колонн (данные представлены в таблице 1).

Таблица 1

Распределение количества скважин (%) с разрушением от диаметра эксплуатационной колонны и толщины стенки

Диаметр колонны, мм	Толщина стенки, мм			Итого, %
	7	8	9	
102	0 %	0%	0 %	0
114	0 %	0%	0 %	0
120	0 %	0%	0 %	0
140	8 %	2%	0 %	10
146	16 %	6%	1 %	23
168	32 %	8%	19 %	59
178	0 %	4%	4 %	8
Итого	56 %	20%	24 %	

В подтверждение наличия коррозионной активности жидкости в добывающем фонде выполнено распределение количества разрушенных колонн в различных диапазонах обводненности по скважинам в среднем по месторождению. Из анализа видно, что с повышением обводненности по месторождению растет количество скважин с разрушением колонн. Так, в диапазоне обводненности продукции до 80 % всего 189 скважин, подверженных разрушению, при обводненности выше 80 % — 570 скважин. При

этом стоит отметить, что максимальное количество разрушенных колонн (240 скважин) сосредоточено в скважинах, работающих в интервале обводненности 95–98 %.

Еще одним фактором, влияющим на разрушение колонн, является эксплуатация скважин электроцентробежным насосом, для обоснования данной гипотезы проведен анализ зависимости между глубиной разрушения металла обсадной трубы и медианой глубины спуска установки (назовем ее «историческая глубина подвески электроцентробежного насоса»).

На рисунке 4 приведен анализ распределения нарушений по стволу скважины: выше подвески глубинно-насосного оборудования разрушению подверглось 53 эксплуатационных колонны (7 %), в зоне подвески глубинно-насосного оборудования 455 (60 %), 250 (33 %) расположены ниже глубинно-насосного оборудования и до интервала перфорации. Таким образом, 93 % интервалов разрушения колонны расположены в интервале от глубины спуска глубинно-насосного оборудования до интервала перфорации, то есть основным местом разрушения является участок эксплуатационной колонны, который находится в соприкосновении с движущимся потоком добываемой жидкости, что доказывает одновременное протекание коррозионно-эрозионных процессов. Высокая концентрация интервалов разрушения колонны сосредоточена в зоне подвески электроцентробежного насоса и обусловлена сужением проходного сечения в зоне насоса, которое в сочетании с вибрацией погружного оборудования, агрессивностью среды, скоростью потока и содержанием абразивных взвешенных частиц приводит к протеканию коррозионных и эрозионных процессов (особенно в районе погружного электродвигателя).

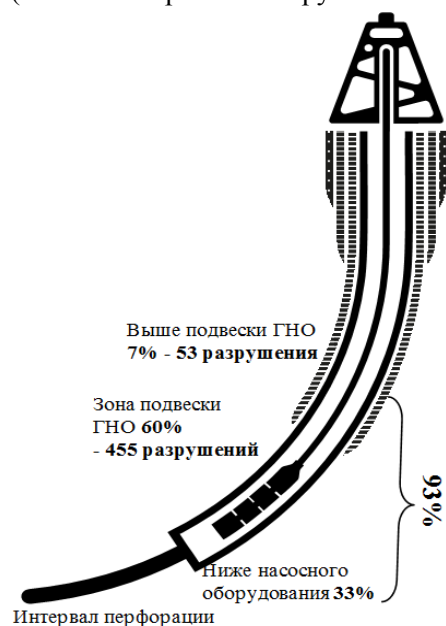


Рис. 4. Разрушения металла по стволу эксплуатационной колонны

Для подтверждения наличия фактора влияния глубинно-насосного оборудования на ускорение эрозионно-коррозионных процессов в скважине проведен анализ, учитывающий «историческую глубину подвески электроцентробежного насоса» и текущую глубину спуска в сопоставлении с глубиной разрушения эксплуатационной колонны. Так, расстояние между интервалом разрушения металла и текущей глубиной спуска электроцентробежного насоса составляет 47 м, а расстояние между интервалом разрушения металла и «исторической глубиной подвески электроцентробежного насоса» — 13 м. Помимо приведенных выше факторов выявлена зависимость

снижения срока эксплуатации колонны до разрушения с ростом зенитного угла по стволу скважины. Причиной тому служит фактор коррозионного растрескивания под напряжением [1], этот дефект является разновидностью коррозионной повреждаемости металла, развивающейся при одновременном воздействии коррозионно-активной среды и статических или низкочастотных циклических напряжений растяжения (приложенных или остаточных); образовании гальванопар в горизонтальных участках трубы за счет накопления твердых отложений на поверхности металла (металл под отложениями становится катодом, а открытые участки — анодом, что активизирует электрохимическую коррозию) [2].

Так, в скважинах с зенитным углом (медиана по длине ствола) до 40 градусов наблюдается коррозионно-эрозионное разрушение эксплуатационных колонн, и наработка составляет в среднем 30 лет, при этом в диапазоне зенитного угла от 40 градусов и выше средняя наработка составляет всего 7 лет.

По результатам проведения аналитических исследований важно отметить, что катализаторами внутрискважинной коррозии Самотлорского месторождения являются несколько факторов, включение которых в прогнозирование выбытия скважин мотивировано: срок эксплуатации колонны; обводненность скважинной продукции; скорость потока жидкости по стволу; толщина стенки эксплуатационной колонны; медианный зенитный угол эксплуатационной колонны; средние значения количества твердых взвешенных частиц, выносимых из пласта с потоком жидкости. Данные критерии учтены в дальнейшем прогнозировании скорости коррозии на этапе моделирования.

С учетом выполненных лабораторных и аналитических работ выделены геолого-технологические факторы, влияющие на разрушение эксплуатационных колонн скважин. На основании полученных знаний и обучающей статистической выборки создана модель, позволяющая прогнозировать необходимые параметры для прогноза и превентивного предотвращения разрушений в перспективе. Для прогноза времени коррозионного разрушения на скважинах добывающего фонда подготовлена обучающая выборка данных с поскважинным представлением информации по выбранным характеристикам (по результату лабораторных и аналитических исследований). Проведено сравнительное тестирование различных моделей машинного обучения (GBM; RDF; SVR; LR; KNN; Metamodel). Оценка проводилась с применением поэлементной перекрестной проверки по метрике RMSE (Root Mean Square Error — среднеквадратичная ошибка) [3]. По результатам тестирования линейная метамодель показала более высокую точность прогноза в сравнении с другими методами. Результаты тестирования представлены на рисунке 5. Сравнение численных значений ошибки и достигнутые значения детерминации по моделям представлены в таблице 2.

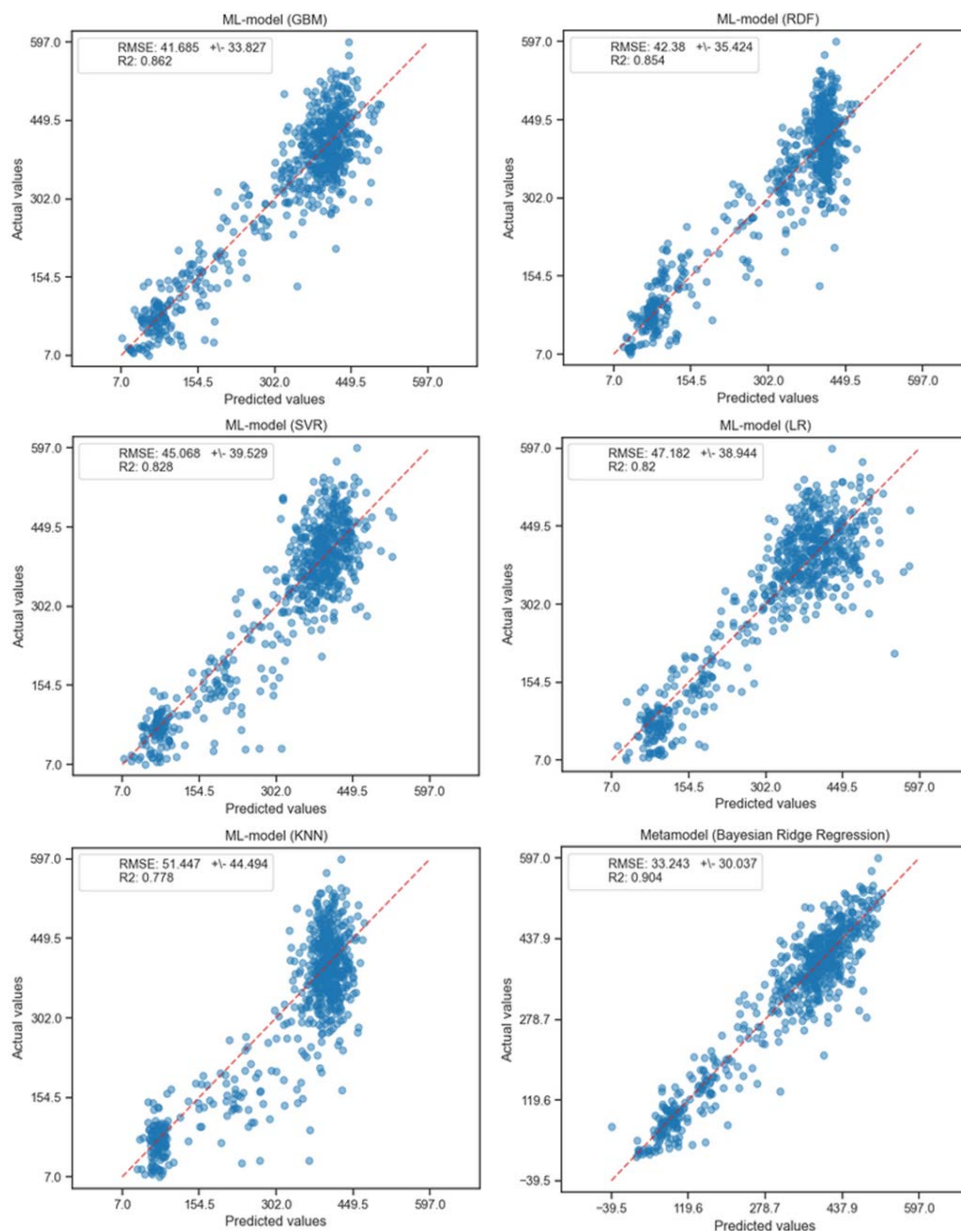


Рис. 5. Сравнительное тестирование моделей машинного обучения

По результатам моделирования по всем скважинам добывающего фонда получены значения времени наработки до предполагаемого разрушения эксплуатационной колонны. Скважины ранжированы по риску разрушения эксплуатационной колонны и разделены на категории: «критическая», «оптимальная», «отсроченная». По скважинам категории «критическая» ведутся мероприятия по снижению коррозионных повреждений, способы определены далее.

Сравнение результатов тестирования моделей машинного обучения

Модель	RMSE	R2
Metamodel	33,243 (+\– 30,037)	0,904
GBM	41,685 (+\– 33,827)	0,862
RDF	42,380 (+\– 35,424)	0,854
SVR	45,068 (+\– 39,529)	0,828
LR	47,182 (+\– 38,944)	0,820
KNN	51,447 (+\– 44,494)	0,778

На текущий момент ведутся мероприятия по улучшению модели, связанные с расширением обучающей выборки (добавление новых данных по фактическим разрушениям эксплуатационной колонны и других влияющих факторов). Рассматривается влияние проводимых на скважинах ремонтов и геолого-технических мероприятий (количество часов ремонтных работ и используемое оборудование, объемы химических реагентов и пр.) [4].

С учетом особенностей разработки и эксплуатации Самотлорского месторождения авторы предложили методы защиты эксплуатационных колонн от коррозионно-эрозионного воздействия применительно к добывающему фонду скважин. Методы разделены на 3 категории и представлены на рисунке 6.

Детально рассмотрим методы, рекомендованные к внедрению для скважин из категории «критичная»: изменение глубины спуска электроцентробежного насоса и закачка ингибитора коррозии. Данные методы признаны обоснованными посредством проведенного анализа ретроспективного применения данных методов на рассматриваемом месторождении.

По мероприятию «Изменение глубины спуска электроцентробежного насоса» получены следующие результаты внедрения — срок эксплуатации скважин с изменением глубины спуска (более 30 м) выше на 5 лет, чем по скважинам, где исторически изменений глубины подвески электроцентробежного насоса не проводилось.

Эффективность мероприятия «Закачка ингибитора коррозии» оценивалась по мероприятиям, проводимым на месторождении по технологии доставки химического реагента в затрубное пространство. Срок эксплуатации таких скважин на 2 года больше по сравнению со скважинами без защиты. Низкая степень защиты связана с тем, что при таком методе большая часть ингибитора всасывается насосом и только незначительная часть поступает на забой. Авторы полагают, что применение задавки ингибитора коррозии в пласт или применение капсульного ингибитора позволит увеличить срок эксплуатации обсадной колонны посредством защиты интервала от перфорации до приема насоса.

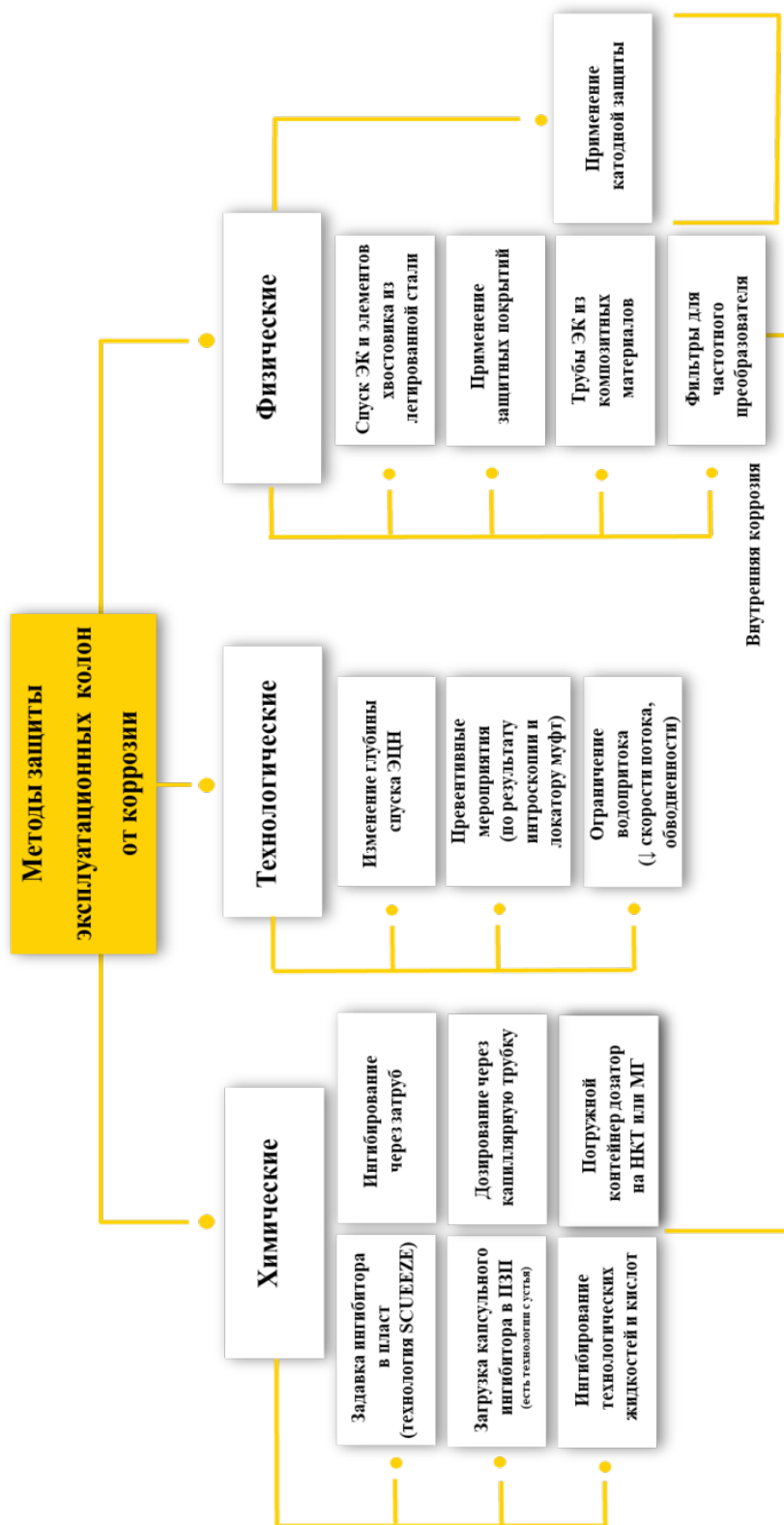


Рис. 6. Методы защиты эксплуатационных колонн от коррозионно-эрозионного воздействия

Стоит отметить, что мероприятия по превентивному выявлению коррозионного износа методом интроскопии с последующим ремонтом скважин проводятся на месторождении на постоянной основе. Также повсеместно ведутся работы по ограничению водопритока (выравнивание профиля притока, ремонтно-изоляционные работы и пр.) Остальные методы защиты, выделенные в данной работе, планируются к изучению и внедрению, в том числе на строящемся фонде скважин.

На текущий момент авторами ведется изучение методов и оборудования катодной защиты [5, 6], при этом стоит отметить, что необходимо проведение исследований и промысловых работ по адаптации подобных технологий в условиях эксплуатации зрелых месторождений ПАО «Роснефть».

Выводы

- Основной причиной разрушений эксплуатационных колонн Самотлорского месторождения является локальная внутренняя коррозия в интервале от забоя скважины до приема насоса. Коррозия имеет углекислотный генезис.
- Катализаторами протекания коррозионных процессов являются рост доли воды в продукции с наличием растворенного углекислого газа; эрозийная структура потока, зависящая от скорости, количества взвешенных частиц и конструкции скважины; погружное оборудование; конструктивные особенности скважин, а именно зенитный угол, который влияет на появление коррозионного растрескивания под напряжением.
- Авторами предложена модель прогнозирования очереди выбытия скважин по причине разрушения эксплуатационных колонн.
- Обоснованы мероприятия по защите эксплуатационных колонн. По результатам исследования внедрен метод по периодическому изменению глубины спуска электроцентробежного насоса на скважинах и определен химический метод защиты действующего фонда скважин, а именно задавка ингибитора коррозии в пласт или применение капсульного ингибитора с загрузкой на забой скважины.
- Для адаптации существующих методов катодной защиты эксплуатационных колонн к условиям добывающего фонда Самотлорского месторождения необходимо проведение исследований и опытно-промысловых работ.

Список источников

1. Конакова, М. А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей : монография / М. А. Конакова, Ю. А. Теплинский. – Санкт-Петербург : Инфо-да, 2004. – 358 с. – Текст : непосредственный.
2. Ткачева, В. Э. Локальная CO_2 -коррозия нефтепромыслового оборудования : учебное пособие / В. Э. Ткачева, А. Н. Маркин. – Уфа : РН-БашНИПИнефть, 2022. – 296 с. – Текст : непосредственный.

3. Пичугин, О. Н. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования / О. Н. Пичугин, Ю. З. Прокофьева, Д. М. Александров. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 11. – С. 69–75.
4. Свинин, А. А. Оценка эффективности защиты от коррозии и определение внутрискважинной скорости коррозии / А. А. Свинин. – Текст : электронный // Инженерная практика. – 2022. – № 1. – URL: <https://glavteh.ru/issue/>.
5. Долгих, С. А. Катодная защита обсадных колонн скважин : оценка эффективности и оптимизация параметров : специальность 05.17.03 «Технология электрохимических процессов и защита от коррозии» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Долгих Сергей Александрович ; Казанский национальный исследовательский технологический университет. – Казань, 2014. – 144 с. – Текст : непосредственный.
6. Состояние и результаты катодной защиты эксплуатационных колонн скважин в ОАО «Татнефть» / Н. Г. Ибрагимов, Р. М. Гареев, Ф. И. Даутов, С. А. Долгих. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 134–137.

References

1. Konakova, M. A., & Teplinskiy, Yu. A. (2004). Korrozionnoe rastreskivanie pod napryazheniem trubnykh staley. St. Petersburg, Info-da Publ., 358 p. (In Russian).
2. Tkacheva, V. E., & Markin, A. N. (2022). Lokal'naya SO₂-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya. Ufa, RN- BashNIPIneft' Publ., 296 p. (In Russian).
3. Pichugin, O. N., Prokofieva, Yu. Z., Aleksandrov, D. M. (2013). Application of decision trees as an efficient method of analysis and prediction. Oilfield Engineering, (11), pp. 69-75. (In Russian).
4. Svinin, A. A. (2022). Assessing the corrosion protection performance and measuring the downhole corrosion rates. Engineering Practice, (1). (In Russian). Available at: <https://glavteh.ru/issue/>
5. Dolgikh, S. A. (2014). Katodnaya zashchita obsadnykh kolonn skvazhin: otsenka effektivnosti i optimizatsiya parametrov. Diss. ... kand. techn. nauk. Kazan, 144 p. (In Russian).
6. Ibragimov, N. G., Gareev, R. M., Dautov, F. I., & Dolgikh, S. A. (2009). Results of commercially applied cathodic protection of well casings in Tatneft ОАО. Oil Industry, (11), pp. 134-137. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Синицына Татьяна Ивановна,
начальник управления инжиниринга
добычи, ООО «Тюменский нефтяной
научный центр», г. Тюмень,
tsinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Гилаев Руслан Ганиевич, канди-
дат технических наук, заместитель
генерального директора по производ-
ству — главный инженер, АО «Самот-
лорнефтегаз», г. Нижневартовск

Tatyana I. Sinitsyna, Head of Pro-
duction Engineering Division, Tyumen
Petroleum Research Center LLC,
tsinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Ruslan G. Gilaev, Candidate of
Engineering, Deputy General Director for
Production — Chief Engineer,
Samotlorneftegaz JSC, Nizhnevartovsk

Набиуллин Артур Шамилевич,
главный специалист отдела разработки
и внедрения методов повышения нефте-
отдачи пластов, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень

Попович Максим Игоревич, ди-
ректор по инжинирингу и концепту-
альному проектированию, ООО «Тю-
менский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень

Курбанов Яраги Маммаевич,
доктор технических наук, старший экс-
перт, ООО «Тюменский нефтяной науч-
ный центр», г. Тюмень; профессор, Тю-
менский индустриальный университет

Artur Sh. Nabiullin, Chief Specialist
of the Department for Development and
Implementation of Enhanced Oil Recovery
Processes, Tyumen Petroleum Research
Center LLC

Maxim I. Popovich, Director of
Engineering and Conceptual Design,
Tyumen Petroleum Research Center LLC

Yaragi M. Kurbanov, Doctor of
Engineering, Senior Expert, Tyumen Pe-
troleum Research Center LLC; Professor,
Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 07.04.2024; одобрена после рецензирования
16.05.2024; принята к публикации 20.05.2024.

The article was submitted 07.04.2024; approved after reviewing 16.05.2024;
accepted for publication 20.05.2024.

УДК 622.279

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-114-124

Обоснование выбора объектов для физического моделирования на основе геолого-промысловых и статистических данных

Р. Ф. Шарафутдинов¹, А. С. Самойлов², Н. Ю. Колотыгина^{1*}

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*N_Kolotygina@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Сложность строения нефтяной оторочки нефтегазовых залежей определяет особенности ее разработки. При эксплуатации продуктивных пластов происходит расформирование запасов нефти вследствие неконтролируемого отбора газа. Несбалансированные процессы отбора нефти и заводнения приводят к снижению величины коэффициента извлечения нефти. В статье рассмотрен вопрос повышения эффективности технологии эксплуатации нефтяных оторочек на основе исследования процесса вытеснения нефти газовыми агентами. Представлены критерии применимости технологий увеличения нефтеотдачи, которые служат основой для выбора метода воздействия на пласт исходя из его геолого-физических особенностей; результаты оценки эффективности технологий по каждому пласту и обоснование применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН); обоснование выбора объектов исследования на основе применения МУН по различным месторождениям. Разработан ранг-рейтинговый метод оценки по адресным геолого-физическим характеристикам, энергетическому состоянию и инфраструктуре объектов разработки.

В результате проведенного ранжирования определены критерии, по которым обоснованы объекты для испытания водогазового воздействия: БУ₁₁² (Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ)); БТ₁₁⁰, БТ₁₁ (Заполярье НГКМ); БУ_{8,9}³ (Ен-Яхинское НГКМ); БУ₉² (Песцовое НГКМ); ПК₁ (Тазовское НГКМ); АЧ₃⁰, АЧ₃, АЧ₄, АЧ₅ (Ямбургское НГКМ).

Ключевые слова: нефтяная оторочка, физическое моделирование, методы увеличения нефтеотдачи, геолого-физические характеристики

Для цитирования: Шарафутдинов, Р. Ф. Обоснование выбора объектов для физического моделирования на основе геолого-промысловых и статистических данных / Р. Ф. Шарафутдинов, А. С. Самойлов, Н. Ю. Колотыгина. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-114-124 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 114–124.

The rationale behind the selection of objects for physical modeling based on geological and statistical data

Ruslan F. Sharafutdinov¹, Alexander S. Samoilov², Nadezhda Yu. Kolotygina^{1*}

¹Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*N_Kolotygina@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The intricate structure of the oil rim of oil and gas deposits is a determining factor in the peculiarities of its development. The exploitation of productive formations results in the depletion of oil reserves due to the uncontrolled withdrawal of gas. The application of an unbalanced oil withdrawal and waterflooding process results in a reduction in the oil recovery factor. The article

considers the issue of enhancing the efficiency of oil rims exploitation technology, with a particular focus on the research conducted into the displacement process of oil by gas agents. The authors of the article present the applicability criteria of enhanced oil recovery technologies, which serve as a basis for selecting the method of stimulation of the reservoir based on its geological and physical characteristics. Additionally, the results of the technology efficiency assessment for each reservoir are presented, along with a justification for the application of enhanced oil recovery methods. Finally, the article justifies the choice of research objects based on the application of enhanced oil recovery methods for different fields.

The results of the ranking led to the identification of the criteria that justified the sites for water-gas impact testing. The following sites were identified as suitable for water-gas impact testing: BU₁₁² (Urengoy oil and gas condensate field), BT₁₁⁰, BT₁₁ (Zapolyarnoye oil and gas condensate field), BU₈₋₉³ (Yen-Yakhinskoye oil and gas condensate field), BU₉² (Pestsovoye oil and gas condensate field), PK₁ (Tazovskoye oil and gas condensate field), ACh₃⁰, ACh₃, ACh₄, ACh₅ (Yamburg oil and gas condensate field).

Keywords: oil rim, physical modeling, enhanced oil recovery methods, geological and physical characteristics

For citation: Sharafutdinov, R. F., Samoilov, A. S., & Kolotygina, N. Yu. (2024). The rationale behind the selection of objects for physical modeling based on geological and statistical data. Oil and Gas Studies, (3), pp. 114-124. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-114-124

Введение

Сложность строения нефтяной оторочки нефтегазовых залежей определяет особенности ее разработки. При эксплуатации продуктивных пластов происходит расформирование запасов нефти вследствие неконтролируемого отбора газа. Несбалансированные процессы отбора нефти и заводнения приводят к снижению величины коэффициента извлечения нефти (КИН).

Объект и методы исследования

Объектом исследования является «Методика обоснования применения газовых агентов воздействия на нефтегазоконденсатные залежи» (рисунок), которая освещена в работе [1] и позволяет обобщить несколько обязательных этапов процесса оценки пределов применимости методов увеличения нефтеотдачи. Подходы к физическому и цифровому моделированию решений по разработке нефтяных оторочек сформированы и требуют унификации и экспертной оценки. Включение сформированных подходов в нормативные документы по разработке и проектированию разработки станет гарантом качества в оценке КИН для разных месторождений и точкой опоры для последующего развития подходов как физического моделирования с керном, так и цифрового моделирования согласно типу флюида.

В данной статье представлен детальный алгоритм работы по первым пунктам методики:

- критерии соответствия газовым, физико-химическим, тепловым методам увеличения нефтеотдачи (МУН);
- ранг-рейтинговое ранжирование объектов по очередности испытания технологий воздействия.

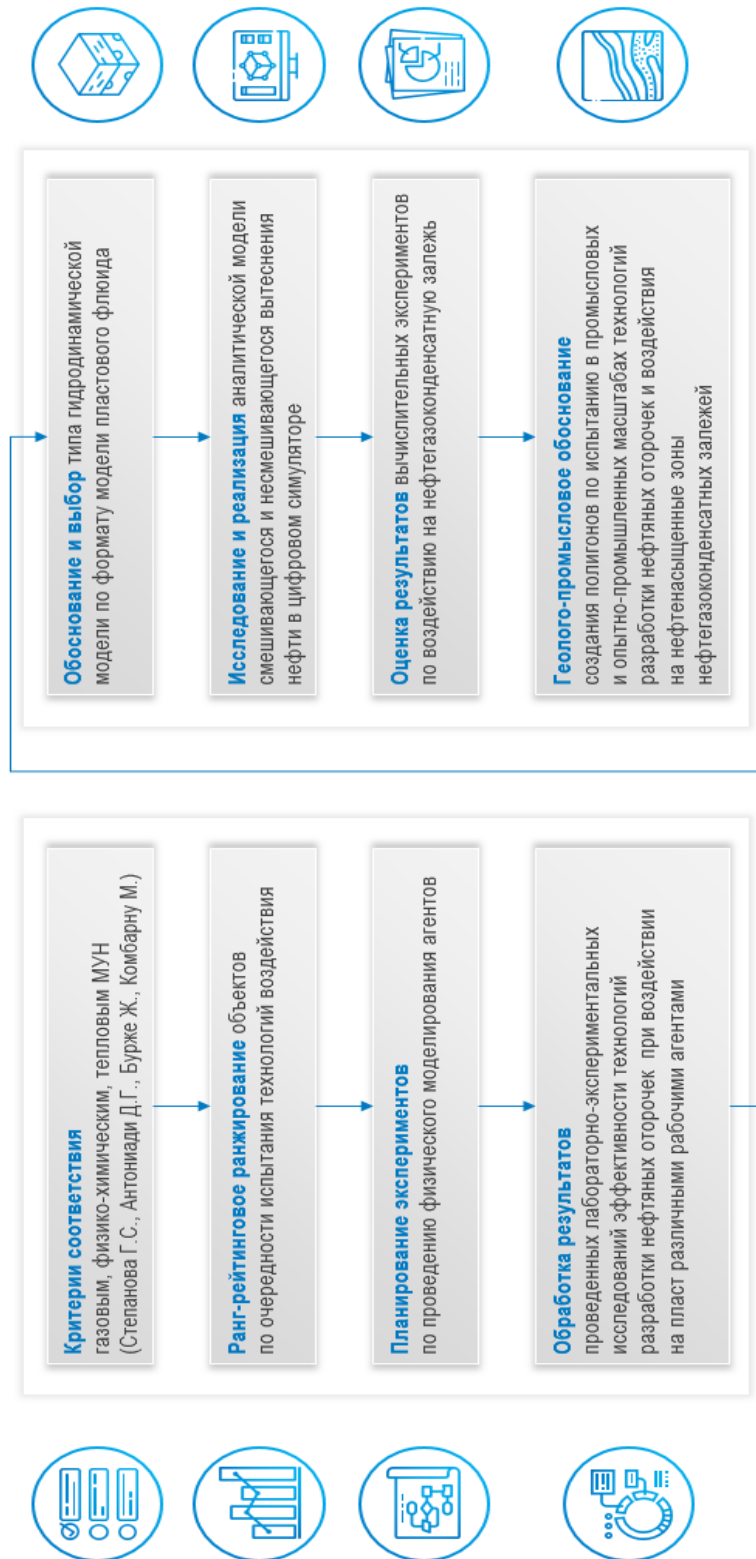


Рисунок. Методика обоснования применения газовых агентов воздействия на нефтегазоконденсатные залежи

Результаты

Для обоснования выбора объектов для физического моделирования выполнено несколько этапов. На первом этапе результаты применения тепловых, газовых, физико-химических методов увеличения нефтеотдачи по различным месторождениям были аккумулированы в информационную базу, позволяющую выполнять оперативный анализ и поиск аналогий по геолого-физическим характеристикам и использованным технологиям.

Применение новых способов (не для всех месторождений), в частности газовых методов, является достаточно эффективным. Рекомендуемые для их применения нефтяные залежи должны удовлетворять определенным критериям, представляющим собой совокупность геолого-физических, технологических, экономических условий и определяющим их пригодность их для водогазового воздействия: технологичность и экономическую целесообразность промышленного внедрения метода.

На основании анализа и обобщения результатов теоретических, лабораторных и промысловых исследований вытеснения нефти газом и водой в различных сочетаниях установлены критерии выбора объектов для водогазового воздействия.

Выявлено, что в случае соблюдения определенных критериев процесс вытеснения нефти будет происходить при смешиваемости, частичной смешиваемости, несмешиваемости агентов. По ряду месторождений и на основании результатов лабораторных экспериментов установлено, что в случае смешиваемости агентов вытеснения и агента воздействия коэффициент вытеснения нефти значительно выше, по сравнению с противоположным — порядка на 50–70 %. Следует отметить также, что смешиваемость процесса обусловлена не только физико-химическими свойствами пластового флюида, но и рядом технико-технологических факторов.

С целью определения режима процесса вытеснения газом при воздействии на нефть исследуемых месторождений выполнен сравнительный анализ геолого-физических характеристик пластов и свойств флюида с установленными критериями. В итоге была сформирована обобщенная база с критериями, определяющими границы применимости, представленная в таблице 1 [2–5]. В соответствии с данными критериями выполнен сопоставительный анализ для пластов Уренгойского и Заполярного месторождений.

В результате анализа особенностей геолого-физических характеристик нефтегазоконденсатных залежей установлены параметры, определяющие условия эффективного извлечения нефти с применением новых способов разработки. Определяющими факторами при выборе способов воздействия на продуктивный пласт являются неоднородность, глубина залегаания, температура, свойства насыщающего флюида. Предварительно обоснованы способы и рабочие агенты воздействия на нефтесодержащие коллекторы с учетом геолого-физических особенностей и термобарических условий рассматриваемых месторождений.

Таблица 1

Параметры, определяющие успешность проведения тепловых, газовых, физико-химических МУН

Метод вытеснения нефти	Фактор, характеризующий успешность процесса											
	Коллектор						Пластовая нефть			Условия залегания		
	Тип коллектора	I _{см} , м	K _{ср} , мкд	K _{ср} , %	K _{ср} , %	Тип и ф.хим. свойства	Вязкость в пл. усл., мПа·с	Плотность в ст. усл.	Состав	P _г , МПа	T, °С	h пласта, м
Растворами ПАВ	–	–	>0,01	–	–	Глинистость не более 5–10 %	< 50	–	Асфальтены и смолы	–	Менее 90	<15
Растворами полимеров	Песок. Песчаник. Карбонатный	–	> 0,02	18–37	> 25	Глинистость не более 5–10 %	10–100	<940	–	–	Менее 90	–
Мицеллярными растворами	Песчаник	–	> 0,1	> 15	> 25	Карбонатов 1–2 %	< 10	< 940	–	–	Менее 65–90	< 20–30
Растворами щелочей	Песчаник	–	> 0,05–0,1	–	> 30	Глинистость более 5–10, %	< 40	< 940	> 0,5 мг/г	–	< 100	20–30
Серной кислотой	Карбонатный	–	> 0,1	–	> 30	Глинистость более 5–10, %	< 100	< 940	Кислотности более 0,5 мг/г	–	–	20–30
	–	–	< 0,5	–	–	Терр-ный с содерж. карбонатов 1–2 %	1 до 30	–	Асфальтены и смолы	–	–	–
Двуокисью углерода	Слабоцементи-рованный песчаник	< 3 250	> 0,01	> 18	> 30	–	< 50	–	Асфальтены и смолы	Выше P _{вс}	–	До 15 пологое з-е
Закачкой азота	Гомог. песок, песчаник, карбонатные	< 4 620	0,3–3,4	14–27	> 30	–	Заводнение до 100	775–959	Асфальтены и смолы	Выше P _{вс}	75–140	–
Углеводородным газом, низкокалорийным	Гомог. песок, песчаник, карбонатные	–	> 0,005	> 10	> 50	–	Газ высокого давления до 10	780–850	–	Более 15, выше P _{вс}	–	До 15 пологое з-е
Углеводородным газом, высококалорийным	Гомог. песок, песчаник, карбонатные	1 500–4 350	> 0,005	> 10	> 30	–	Водогазовая смесь до 50	< 900	–	Более 15, выше P _{вс}	–	–
Водогазовым воздействием [2]	Песчаники карбонатные	–	> 0,05	Не имеет	> 50	–	< 1 000	< 990	–	> 6	–	< 15
Внутрипластовым горением [3]	Песчаник терм., карбонатный	< 2 000	> 0,1	> 0,18	> 50	Терр-ный	> 30	820–990	Серосодержащие	–	–	> 6
Паром	Терр-ный, Карбонатный	< 1 500	> 0,1	> 0,18	> 50	–	До 50	820–1 000	Легкие компоненты	–	–	> 6
Вытеснение нагретой водой	Песок, песчаник. Карбонатные породы	< 1 500	–	–	> 50	Глина 1–5 %	От 50 до 10 000	–	–	–	–	> 3

Таблица 2

Результаты по физико-химическим МУН

Классификация физико-химических МУН	Количество проектов		Средний прирост КИН	
	РФ	Зарубежн.	РФ	Зарубежн.
Полимерное заводнение	148	192	0,15	0,20
Мицеллярные и мицеллярно-полимерные растворы	55	78	0,16	0,23
ПАВ	130	164	0,15	0,19
Щелочные растворы	85	124	0,17	0,23
Щелочно-ПАВ-полимерное заводнение	47	56	0,21	0,24
Спиртовые растворы	Н/д	Н/д	Н/д	Н/д
Растворы кислоты (H_2SO_4)	Н/д	Н/д	Н/д	Н/д
Вода заданной минерализации	Н/д	Н/д	Н/д	Н/д
Всего	465	614	0,168	0,217

Как видно из таблицы 2, технологическая эффективность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта составляет в среднем 0,17 по российским показателям и 0,22 — по зарубежным.

Однако в работе [6] выполнен ретроспективный анализ применения данных методов, согласно которому установлено, что зарубежные проекты по данной технологии не находят большого распространения, и нефтепользователи продолжают снижать их количество, что обусловлено невысокой технологической эффективностью в случае несоответствующей подготовки к реализации проекта, которая требует больших временных и материальных затрат.

Вторыми по эффективности из данных методов являются тепловые МУН, однако для большинства месторождений с традиционными запасами,

либо осложненных наличием газовой шапки, они неприемлемы, поскольку наибольшая их технологическая эффективность достигается на месторождениях высоковязких нефтей с достаточно высокой проницаемостью.

Большое внимание в настоящее время направлено на развитие применения газовых МУН. Однако при оценке повышения коэффициента нефтеотдачи установлено не самое высокое значение — в среднем 0,050 по российским и 0,098 по зарубежным проектам. Что обусловлено также трудоемким и детальным планированием данной операции с применением различных инструментов, таких как эксперименты на керне, гидродинамические симуляторы, поиск аналогий, подбор технологий.

Необходимо особенно отметить причины отклонения технологической эффективности по зарубежным и отечественным месторождениям, где отличие составляет почти 50 %. По результатам анализа некоторых источников можно предположить о различиях методик подсчета объема дополнительной добычи: в связи с налоговыми льготами на месторождениях США данные объемы зачастую были завышены, для отечественных месторождений данная ситуация была противоположна в связи с большей себестоимостью добычи в случае применения МУН и отсутствием льгот; для обоснования нерентабельности некоторых операций при защите проектов на разработку и постановке извлекаемых запасов на госбаланс решения по применению МУН, их эффективности принимались по пессимистичному варианту.

Однако следует отметить и большее количество данных проектов на зарубежных месторождениях, а также их использование в течение продолжительного времени, в случае сопоставления КИН по продолжительным проектам в нашей стране (Грачевское, Озеркинское, Восточно-Перевальное) и за рубежом можно отметить их соответствие. В этой связи определение эффективных газовых методов и особенностей технологий является приоритетным направлением в дальнейших исследованиях.

Для обоснования выбора объектов исследуемых месторождений определения технологической эффективности по аналогии и рекомендуемым критериям недостаточно. В связи с этим разработан ранг-рейтинговый метод оценки по дополнительным важным определяющим факторам, которыми являются развитость инфраструктуры объектов, наличие источников воздействия, объем извлекаемых запасов и др. Данные критерии по 32 исследуемым объектам были проранжированы по 10-балльной шкале от минимального к максимальному. Результаты ранжирования на примере одного из месторождений представлены в таблице 3.

При дальнейшей оценке на этапе «ВЫБОР» на основе геолого-физических характеристик, наличия проектной документации на обустройство и промысловой инфраструктуры выделена группа первоочередных объектов для испытания технологий воздействия на пласт, характеризующихся максимальными «рейтинг-факторами».

Таблица 3

Ранжирование объектов по очередности испытания технологий воздействия

Месторождение, объект	Параметры ранжирования объектов по очередности испытания технологий воздействия												Итоговый рейтинг
	Извл. запасы, млн т.	Рейтинг	Энергетика, %	Рейтинг	Доля ГНЗ (ГНВЗ), %	Рейтинг	Изученность, %	Рейтинг	Наличие ПД на обустройство	Рейтинг	Наличие инфраструктуры	Рейтинг	
Уренгойское													
БУ ₈ ⁰	8,461	3	32	4	36	7	27	3	Нет	1	Есть	10	28
БУ ₈	23,534	5	32	4	83	2	37	4	Есть	10	Есть	10	35
БУ ₉	1,728	1	32	4	89	1	0	1	Нет	1	Есть	10	18
БУ ₁₀	41,203	8	33	4	73	2	60	7	Нет	1	Есть	10	32
БУ ₁₁ ¹	14,494	4	33	4	54	5	72	8	Нет	1	Есть	10	32
БУ ₁₁ ²	20,832	5	33	4	22	8	67	7	Есть	10	Есть	10	44
БУ ₁₁ ³	5,124	2	33	4	28	7	100	10	Нет	1	Есть	10	34
БУ ₁₂ ¹	18,2	5	33	4	49	5	19	2	Нет	1	Есть	10	27
БУ ₁₃	2,91	1	33	4	23	8	44	5	Нет	1	Есть	10	29
БУ ₁₄ ¹	0,542	1	33	4	24	8	100	10	Нет	1	Есть	10	34
БУ ₁₄ ²	1,431	1	33	4	60	4	20	3	Нет	1	Есть	10	23
БУ ₁₆ ¹⁻²	7,833	3	100	10	40	6	16	2	Нет	1	Есть	10	32
БУ ₁₆ ¹⁻³	0,275	1	100	10	0	10	0	1	Нет	1	Есть	10	33
АЧ ₃	31,668	7	100	10	7	9	20	3	Нет	1	Г/к	5	35
АЧ ₅ ¹	35,525	7	100	10	0	10	13	2	Нет	1	Г/к	5	35
АЧ ₅ ²⁻³	41,017	8	100	10	11	9	24	3	Нет	1	Г/к	5	36
Заполярье													
БТ ₆₋₈	23,708	5	94	9	88	1	16	2	Нет	1	Г/к	5	23
БТ ₁₀ ¹	3,871	1	93	9	70	2	51	6	Нет	1	Г/к	5	24
БТ ₁₁ ⁰	5,671	2	100	10	20	8	95	10	План	3	Г/к	5	38
БТ ₁₁	11,374	4	100	10	18	8	69	7	План	3	Г/к	5	37

В результате проведенного ранжирования первоочередными объектами разработки для испытания технологий являются залежи следующих месторождений: Уренгойское (пласт БУ₁₁²); Заполярное (пласты БТ₁₁⁰, БТ₁₁).

По результатам обзора и анализа отечественного и зарубежного опыта применения способов воздействия на пласт, а также критериев применимости разных технологий к исследуемым объектам определен ряд технологий, представленных в таблице 4.

Рекомендуемые технологии для исследуемых объектов

Месторождение, объект	Утв. КИН	Предлагаемый МУН	Прогнозный прирост КИН*, д.ед.	Прогнозный КИН + МУН**, д.ед.
Уренгойское, БУ ₁₁ ²	0,193	Вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные)	0,14	0,333
		Вытеснение нефти щелочными растворами	0,17	0,363
		Вытеснение нефти кислотами	0,135	0,328
		Воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,273
Заполярье, БТ ₁₁ ⁰ , БТ ₁₁	0,204/0,232	Воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,284/0,312
		Водогазовое воздействие (ВГВ)	0,06	0,264/0,292

Примечание:

* — средний прирост КИН по результатам анализа более 150 проектов по всему миру;

** — сумма утвержденного значения КИН и прогнозного прироста КИН за счет воздействия

Выводы

В результате анализа особенностей геолого-физических характеристик нефтегазоконденсатных залежей Уренгойского, Ямбургского, Заполярного, Ен-Яхинского, Песцового месторождений установлены параметры, определяющие условия эффективного извлечения нефти, с применением новых способов разработки. Установлено, что определяющими факторами при выборе способов воздействия на продуктивный пласт являются неоднородность, глубина залегания, температура, свойства насыщающего флюида.

При определении требований к выбору эффективных технологий разработки нефтегазоконденсатных месторождений (залежей) предварительно обоснованы способы и рабочие агенты воздействия на нефтесодержащие коллекторы с учетом геолого-физических особенностей и термобарических условий рассматриваемых нефтегазоконденсатных месторождений. В качестве наиболее приоритетных способов воздействия для испытания в период опытно-промышленных работ на рассматриваемых нефтегазоконденсатных месторождениях были выбраны вытеснение нефти углеводородными газами, водогазовое циклическое воздействие, щелочно-ПАВ-полимерное заводнение, полимерное заводнение.

Наиболее привлекательным и реальным на сегодняшний день является метод смешивающейся закачки углеводородного газа. Альтернативой смешивающейся закачке газа может быть чередующаяся закачка воды и газа, вытесняющая нефть в макро- и микроскопическом уровне. Это особенно актуально, если учесть зарубежный опыт.

В соответствии с первым пунктом «Методики обоснования применения газовых агентов воздействия на нефтегазоконденсатные залежи», исходя из критериев соответствия газовым, физико-химическим, тепловым МУН и на основе анализа и обобщения геолого-физических характеристик продуктивных пластов ряда месторождений Надым-Пур-Тазовского региона (Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Ен-Яхинское, Песцовое) проведено ранжирование по степени их изученности и очередности испытания технологий интенсификации притока и повышения нефтеотдачи.

В соответствии со вторым пунктом «Методики обоснования применения газовых агентов воздействия на нефтегазоконденсатные залежи» проведено ранг-рейтинговое ранжирование объектов по очередности испытания технологий воздействия, в результате чего обоснованы первоочередные объекты для физического моделирования и испытания технологий залежи Уренгойского (пласт БУ₁₁²) и Заполярного (пласты БТ₁₁⁰, БТ₁₁) нефтегазоконденсатных месторождений.

Результат обзора мирового практического опыта по открытым источникам свидетельствует о способности водогазового воздействия с применением газа сепарации обеспечивать увеличение КИН по сравнению с технологией заводнения, что в итоге может способствовать эффективной разработке нефтяной оторочки, находящейся в нефтегазовой залежи.

Список источников

1. Предложения к выбору типа цифровой гидродинамической модели и к особенностям моделирования закачки газа для увеличения нефтеотдачи / Р. Ф. Шарафутдинов, С. И. Грачев, А. С. Самойлов [и др.]. – Текст : непосредственный // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 4 (96). – С. 3–13.
2. Степанова, Г. С. Термодинамическое обоснование метода газового воздействия на месторождении Тенгиз / Г. С. Степанова, В. В. Жустарев. – Текст : непосредственный // Перспективы применения газовых методов повышения нефтеотдачи пластов. – Москва : МНТК Нефтеотдача, 1989. – С. 23–25.
3. Степанова, Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г. С. Степанова. – Москва : Газойл пресс, 2006. – 200 с. – Текст : непосредственный.
4. Антониади, Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ищханов. – Краснодар : Советская Кубань, 2000. – 461 с. – Текст : непосредственный.
5. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов : перевод с французского / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну ; перевод с французского, под общей редакцией В. Ю. Филановского, Э. Э. Шпильрайна. – Москва : Недра, 1988. – 422 с. – Перевод изд.: *Recuperation Assistee Du Petrole Les Methodes Thermiques* / J. Burger, P. Sourieau, M. Combarnous. Paris, 1984. – Текст : непосредственный.

6. Берлин, А. В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть I. Физические предпосылки применения полимерных растворов при заводнении пластов / А. В. Берлин. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – Вып. 22. – 2011. – С. 20–30.

References

1. Sharafutdinov, R. F., Grachev, S. I., Samoilov, A. S., Schwartz, A. V., & Glazov, T. L. (2023). Suggestions for Selecting Digital Hydrodynamic Model and Particular Aspects of Gas Injection Modeling to Enhance Oil Recovery. Science and Technology in the Gas Industry, (4(96)), pp. 3-13. (In Russian).
2. Stepanova, G. S., & Zhustarev, V. V. (1989). Termodinamicheskoe obosnovanie metoda gazovogo vozdeystviya na mestorozhdenii Tengiz. Perspektivy primeneniya gazovykh metodov povysheniya nefteotdachi plastov. Moscow, MNTK Nefteotdacha Publ., pp. 23-25. (In Russian).
3. Stepanova, G. S. (2006). Gazovye i vdogazovye metody vozdeystviya na neftyanye plasty. Moscow, Gazoyl press Publ., 200 p. (In Russian).
4. Antoniad, D. G., Garushev, A. R., & Ishchkanov, V. G. (2000). Nastol'naya kniga po termicheskim metodam dobychi nefti. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 461 p. (In Russian).
5. Bourget, J., Sourieau, P., & Combarnous, M. (1984). Recuperation Assistee Du Petrole Les Methodes Thermiques. Paris, Edition Technip, 400 p. (In French).
6. Berlin, A. V. (2011). Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part I. Nauchno-tekhnicheskii vestnik ОАО "НК "Rosneft", (22), pp. 20-30. (In Russian).

Сведения об авторах/ Information about the authors

Шарафутдинов Руслан Фархатович, заместитель Генерального директора по науке, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень

Ruslan F. Sharafutdinov, Deputy Director General for Science, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen

Самойлов Александр Сергеевич, кандидат технических наук, и. о. заведующего базовой кафедрой ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Alexander S. Samoilov, Candidate of Engineering, Acting Head of the Base Department of Gazprom VNIIGAZ LLC, Industrial University of Tyumen

Колотыгина Надежда Юрьевна, инженер 1-й категории, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, N_Kolotygina@gazprom.ru

Nadezhda Yu. Kolotygina, Engineer of the 1st category, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, N_Kolotygina@gazprom.ru

Статья поступила в редакцию 26.04.2024; одобрена после рецензирования 13.05.2024; принята к публикации 20.05.2024.

The article was submitted 26.04.2024; approved after reviewing 13.05.2024; accepted for publication 20.05.2024.

УДК 622.276.63

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-125-134

Новые подходы к технологии обработки призабойной зоны без постановки бригады ремонта скважин

А. Б. Юмачиков^{1*}, М. В. Фудашкина^{1, 2}, Е. Н. Мальшаков¹,
М. Н. Вилков¹, И. И. Хакимов³, К. В. Солодовников^{1, 2}

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия

*Anton.Yumachikov@lukoil.com

Аннотация. В работе рассмотрен опыт применения технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) без постановки бригады ремонта скважин, выявлена проблема массовости низкого эффекта мероприятий. Сформированы предложения по усовершенствованию данной технологии, разработаны инструкция по выполнению и реестр дизайнов бесподходных обработок для решения широкого спектра задач при ОПЗ. По результатам подбора скважин-кандидатов и опробования разработанных подходов проведен бенчмаркинг проведения ОПЗ данной технологии на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ Западная-Сибирь». Выполненная работа позволила повысить эффективность и экономическую рентабельность бесподходных мероприятий.

Ключевые слова: кислотная обработка, обработка призабойной зоны, глубинно-насосное оборудование, электроцентробежный насос

Для цитирования: Новые подходы к технологии обработки призабойной зоны без постановки бригады ремонта скважин / А. Б. Юмачиков, М. В. Фудашкина, Е. Н. Мальшаков [и др.] – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-125-134 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 125–134.

New approaches to the technology of acid treatment of the bottomhole zone without setting up of workover

Anton B. Yumachikov¹, Marina V. Fudashkina^{1, 2}, Evgeniy N. Malshakov¹,
Maksim N. Vilkov¹, Ismail I. Khakimov³, Kirill V. Solodovnikov^{1, 2}

¹KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³LUKOIL-Western Siberia LLC Povkhneftegaz TPP, Kogalym, Russia

*Anton.Yumachikov@lukoil.com

Abstract. The article considers the experience of applying bottomhole zone treatment technology without setting up of workover, and reveals the problem of a lack of significant effect of the measures. Proposals for the simplification of technology have been formulated, an instruction for implementation and a register of designs of contactless treatments for solving a wide range of tasks related to bottomhole zone treatment has been developed. Following the selection of candidate wells and the testing of the developed approaches, a benchmarking exercise was conducted at

LUKOIL-West Siberia LLC. The work performed led to an increase in the efficiency and economic profitability of contactless treatment.

Keywords: acid treatment, bottomhole treatment, downhole pumping equipment, electrical submersible pump unit

For citation: Yumachikov, A. B., Fudashkina, M. V., Malshakov, E. N., Vilkov, M. N., Khakimov, I. I., & Solodovnikov, K. V. (2024). New approaches to the technology of acid treatment of the bottomhole zone without setting up of workover. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 125-134. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-125-134

Введение

В ПАО «ЛУКОЙЛ» применяют широкий спектр методов интенсификации добычи нефти, направленных на уменьшение темпов падения добычи. В качестве эффективной и экономически рентабельной технологии восстановления коллекторских характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) применяется обработка призабойной зоны (ОПЗ) [1–4]. Поиск скважин-кандидатов выполняется на основании утвержденного технологического регламента и по обозначенным в нем критериям подбора скважин-кандидатов с целью выполнения геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Относительно высокая эффективность технологии обусловлена системным поиском, испытанием и внедрением новых технологий и составов.

Цель работы — оценка опыта промышленного применения технологии, описание рисков с учетом технико-экономического расчета, поиск решений, позволяющих оптимизировать метод в целом и технологию обработки призабойной зоны без постановки бригады по ремонту скважин, в частности, модернизировать подход, расширяя спектр применимости технологии.

Для решения обозначенной цели был поставлен ряд задач:

- 1) разработка технологической инструкции по выполнению бесподходных мероприятий и критериев подбора скважин-кандидатов;
- 2) анализ результатов;
- 3) оценка технико-экономической эффективности мероприятий;
- 4) создание перечня дизайнов БПОПЗ.

Объект и методы исследования

Объект исследования — добывающие скважины месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с выполненными мероприятиями по стимуляции призабойной зоны. В работе использовались эмпирические (эксперимент) и теоретические (анализ) методы исследования.

Для повышения продуктивности призабойной зоны скважин применяются методы стимуляции на стадиях разработки месторождений для восстановления и улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. Рентабельность эксплуатации нефтяных месторождений обуславливается состоянием ПЗП как добывающих, так и нагнетательных скважин. Данная область объекта преимущественно подвергается дифференциальным изменениям из-за дифференциальных трансформаций физико-химического и термобарического характера, вызванных фильтрацией многофазных систем. Эти факторы приводят к снижению проницаемости ПЗП, что негативно отражается на эффективности разработки месторождений. Рассмотрены несколько базовых факторов загрязнения ПЗП (рис. 1).



Рис. 1. Основные причины загрязнения призабойной зоны пласта

Любое воздействие на призабойную зону пласта требует учета особенностей геолого-физических и технико-технологических факторов для предотвращения рисков негативных последствий. Для этих целей используется реестр дизайнов — разновидность технологических подходов для различных условий пласта и скважин.

Бесподходная ОПЗ (БПОПЗ) — способ интенсификации добычи нефти, ориентированный на очистку ПЗП и восстановление продуктивности скважин.

Сущность технологии: при открытых центральной и линейной задвижках, со включенным электроцентробежным насосом (ЭЦН) заблаговременно протравливается внутренняя стенка эксплуатационной колонны закачкой состава в затруб, в установленном объеме. Транспортировка химического состава по окончании промывки в пласт выполняется по затрубному пространству ствола скважины до ПЗП с продавкой в пласт, выдержкой на воздействие и дальнейшим освоением химического продукта электроцентробежным насосом.

Следует отметить, что применение БПОПЗ сопряжено с рядом потенциальных геологических и технологических рисков, которые могут повлиять на эффективность мероприятия.

Поэтому в процессе подготовки к операциям по БПОПЗ авторами исследования подготовлено руководство по проведению ОПЗ без подъема ЭЦН, где проведена классификация требований к скважинам-кандидатам, распределенных по четырем категориям: геолого-промысловые, отражающие техническое состояние скважин, состояние внутрискважинного оборудования и химический состав.

Результаты

Оценка результатов ОПЗ, произведенных без подъема УЭЦН на месторождениях ТПП «Повхнефтегаз», на основании проведенных 144 операций за период 01.01.2020–01.12.2022.

На разрабатываемых лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» при выполнении обработок призабойной зоны используются солянокислотные, бескислотные, глинокислотные составы, а также физические технологии очистки.

При реализации БПОПЗ использовались солянокислотные составы — Алдинол-20, СКС-2, СКСМ-7, ингибированная соляная кислота и состав Аксис-КС с гидрофобизирующими свойствами. Наибольший процент обработок выполнен составом «Алдинол-20» — 126 ОПЗ (88 %) и гидрофобизирующим составом «Аксис-КС» — 9 ОПЗ (6 %).

Основным составом является «Алдинол-20», при сопоставлении результатов бесподходных и стандартных ОПЗ выявлено, что средний прирост дебита нефти от 2,0 до 2,1 т/сут (рис. 2). Средняя длительность эффекта также почти на одном уровне: по БПОПЗ — 7,7 мес., по стандартным ОПЗ — 7,1 мес.

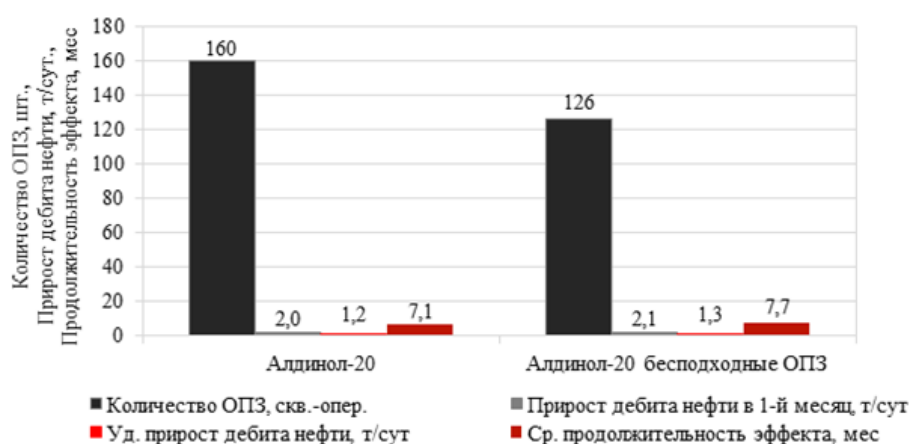


Рис. 2. Оценка результатов бесподходных и стандартных обработок призабойной зоны

Выполнена лабораторная оценка темпов растворения фрагментов эксплуатационной колонны, образцов ГНО составом «Алдинол-20». В результате лабораторных исследований выявлено, что удовлетворительными характеристиками коррозионной агрессивности обладает состав на основе соляной кислоты «Алдинол-20».

В ООО «Когалымский завод химреагентов» выпущен модифицирующий реагент ХПМ для использования в качестве присадки к ингибированной соляной кислоте, целью которого является понижение коррозионной активности, минимизация риска формирования нефилтруемых осадков при реагировании с компонентами нефти, создание нефтекислотных эмульсий. Выполненные исследования показали (рис. 3) отсутствие осадков, совместимость с пластовой водой и пластовым флюидом, стабильность при воздействии железа, а также термостатирование и скорость растворения металла.

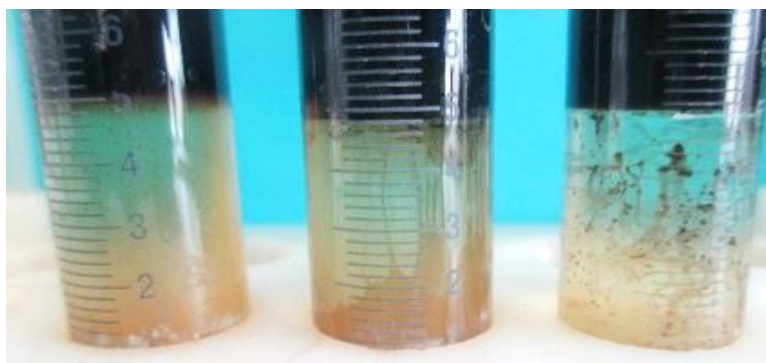


Рис. 3. Тестирование совместимости реагента с пластовой нефтью

В 2022 году проведены опытно-промышленные работы в скважинах с использованием реагента ХПМ, как при стандартном методе ОПЗ, так и при бесподходном методе. Были обработаны 6 скважин, результаты мероприятий позволяют констатировать эффективность и совместимость с пластовыми условиями данного состава.

Технико-экономическая оценка технологии

С целью оценки минимальных окупаемых показателей выполнен расчет экономики при проведении бесподходных мероприятий и ревизии УЭЦН с последующей БПОПЗ для условий объектов предприятия (таблица). Базовые значения установлены по средним показателям фонда с бесподходными мероприятиями. За 1 условную единицу (усл. ед.) принят необходимый рентабельный прирост дебита нефти (Q_n), при стандартной ОПЗ.

Минимальный рентабельный прирост Q_n , по объектам ТПП «Повхнефтегаз»

Месторождение	Объект	Прирост Q_n (БПОПЗ), усл. ед.	Прирост Q_n (смена ГНО + БПОПЗ), усл. ед.
Ватъеганское	1/1	0,1	0,5
	1/2	0,1	0,5
	1/3	0,2	0,8
	1/4	0,2	0,6
	1/5	0,1	0,4
	1/6	0,2	0,6
Восточно-Придорожное	2/1	0,4	1,0
Выинтойское	3/1	0,4	1,0
Повховское	4/1	0,1	0,4
	4/2	0,1	0,5
Южно-Выинтойское	5/1	0,4	0,8
Усть-Котухтинское	6/1	0,1	0,4

По результатам оценки, проделанной в ходе исследования, у базового объекта 4/1 Повховского месторождения минимальный окупаемый прирост дебита нефти после ГТМ — 0,10 усл. ед., что дает возможность расширить реестр кандидатов относительно обработок при бригаде, у которых минимальный регламентированный прирост не менее 1,0 усл. ед.

В процессе исследования рассчитаны средние разовые расходы при реализации бесподходных мероприятий — 0,13 усл. ед., что составляет 13 % от стоимости классических ОПЗ. Экономия посредством выполнения БПОПЗ составила 124,89 усл. ед. за период 01.01.2020–01.12.2022.

Обсуждение

Технология БПОПЗ ограничена рядом критериев, которые значительно сокращают список скважин-кандидатов для ее применения. Для расширения возможностей применения технологии авторами технологии разработан реестр дизайнов бесподходных обработок.

1. Обработка ПЗП после окончания текущего ремонта в скважине, связанного со сменой насосного оборудования. В 2021 году опробована БПОПЗ сразу же после съезда бригады подземного ремонта скважин, выполнявшей работы по смене ГНО, что позволило вовлечь в мероприятия отказные скважины и значительно оптимизировать трудозатраты при ремонте скважин. Технология показала свою эффективность. Средние затраты на одно мероприятие меньше на 45 % по сравнению с традиционными подходами. Запланировано распространение вышеописанного подхода к бесподходным обработкам.

2. Использование бескислотных составов для скважин, характеризующихся высокой степенью обводненности. Значительное количество скважин имеет повышенную обводненность ввиду того, что большая часть активов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» эксплуатируется на последних стадиях разработки. Благоприятное воздействие после ОПЗ на уменьшение процента воды для таких скважин оказывают гидрофобизирующие композиции, положительно воздействующие на призабойную зону пласта в терригенных объектах. В ходе заключительных этапов эксплуатации месторождений в ПЗП поступает не только пластовая, но и закачиваемая в систему вода, в ПЗП образовывается область повышенной водонасыщенности, в результате чего на поверхности породы возникает слой связанной воды.

3. Варьирование смачиваемости пласта с гидрофильной на гидрофобную, по сведениям академических работ, изменяет фазовое распределение в поровом пространстве [5]. Нефть, будучи смачивающей фазой, наполняет наиболее малые поры. Вода — несмачиваемая фаза, располагаясь в расширениях порового пространства, фильтруется по более большим поровым каналам. В результате процесса снижается фильтрационная способность нефти, крупные поры заполнены водой, создающей барьер для нефти. Следовательно, для скважин с высокой степенью обводненности рекомендуется комбинирование составов, иными словами, производить обработку ПЗП кислотным составом с дальнейшей закачкой буферной жидкости, освоением ЭЦН и закачкой гидрофобизирующего состава с целью увеличения эффективности мероприятий.

4. Применение отклонителей в комплексе с кислотными композициями для условий скважин с различными диапазонами проницаемостей в разрезе объекта (объектов). В части скважин в пределах перфорированных интервалов существенное различие показателей проницаемостей между пропластками вызывает преждевременное обводнение высокопроницаемых пропластков, пропластки с меньшей проницаемостью сохраняют значительную часть остаточных объемов нефти. При выполнении обработок на скважинах с разнопроницаемыми пропластками обычно основным интервалом ОПЗ становятся пропластки с наибольшей проницаемостью, в этом случае на пропластки с меньшей проницаемостью воздействие выполняется в недостаточном объеме ввиду фильтрационно-емкостных свойств (рис. 4). В ряде месторождений России и США скважины перед кислотной обработкой предварительно обрабатывали полимерными составами [5, 6]. В части месторождений для аналогичных задач используют гелирующие составы [7]. Описанный подход дает возможность в достаточной мере воздействовать на низкопроницаемые, с высокой долей остаточных запасов пропластки [8]. Кроме того, бесподходные мероприятия также можно реализовывать с использованием отклонителя.

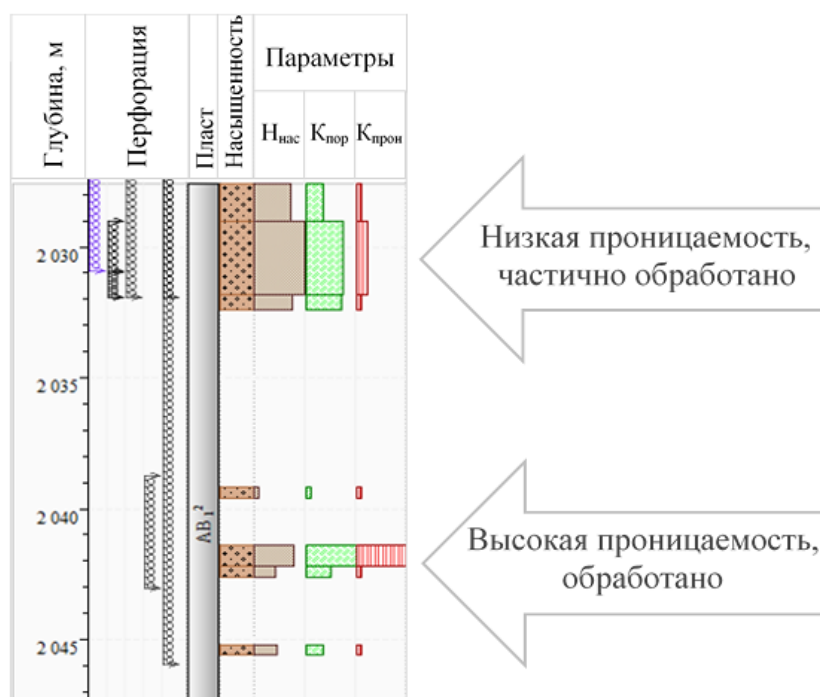


Рис. 4. Пример разреза скважины с разнопроницаемыми пропластками

Выводы

1. Технология БПОПЗ показала высокую технико-экономическую эффективность и запланирована в дальнейшем к распространению на месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

2. Разработана и прошла испытания на скважинах модифицированная добавка ХПМ к соляной кислоте, данный реагент позволяет снизить коррозионную агрессивность и риск образования нефтекислотных эмульсий, нефилтруемых осадков.

3. На базовом объекте бесподходных обработок 4/1 Повховского месторождения минимальный окупаемый прирост дебита нефти равен 0,1 усл.ед. Существенная оптимизация расходов предоставила возможность увеличить реестр скважин-кандидатов для выполнения ОПЗ.

4. Применение технологии ОПЗ без постановки бригады существенно уменьшило расходы на выполнение ОПЗ, без затрат на подготовительно-заключительные работы. Оптимизация расходов при реализации 144 БПОПЗ составила 124,89 усл.ед.

5. С целью расширения возможностей разработаны дизайны и запланировано проведение бесподходных ОПЗ с комбинированием составов, а также выполнение мероприятий с использованием отклонителя.

Список источников

1. Stimulation of calcite-rich shales using nanoparticle-microencapsulated acids / R. Singh, S. Tong, K. Panthi, K. Mohanty. – DOI 10.2118/195695-PA. – Direct text // SPE Journal. – 2019. – Vol. 24, Issue 06. – P. 2671–2680.

2. Influence of Transport Conditions on Optimal Injection Rate for Acid Jetting in Carbonate Reservoirs / D. Ridner, T. Frick, D. Zhu [et al.]. – DOI 10.2118/189546-MS. – Direct text // SPE Production & Operations. – 2020. – Vol. 35, Issue 01. – P. 137–146.

3. A New Cationic Polymer System That Improves Acid Diversion in Heterogeneous Carbonate Reservoirs / A. Sarmah, A. F. Ibrahim, H. Nasr-El-Din, J. Jackson. – DOI 10.2118/194647-PA. – Direct text // SPE Journal. – 2020. – Vol. 25, Issue 05. – P. 2281–2295.

4. Moid, F. Acid Stimulation Improvement with the use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs / F. Moid, R. Rodoplu, M. N. Abdulrahman, R. Kayumov. – Text : electronic // International Petroleum Technology Conference, 13-15 January, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia. – 2020. – URL: <https://doi.org/10.2523/IPTC-20154-ABSTRACT>.

5. Алексеев, А. Разработка карбонатных коллекторов в «Газпром нефти» / А. Алексеев. – Текст : электронный // Сибирская нефть. – 2017. – №1/138. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN138.pdf>.

6. Способ разработки контактных зон на примере Туймазинского нефтяного месторождения / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, Ю. В. Зейгман [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-10-36-40. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 36–40.

7. Мокрушин, А. А. Повышение эффективности кислотных обработок в условиях поздней стадии разработки месторождений с карбонатным коллектором (самоотклоняющаяся кислота, большеобъемные обработки призабойной зоны пласта с применением гелей на основе ПАВ) / А. А. Мокрушин, А. И. Шипилов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – № 7. – С. 43–45.

8. Turner, B. O. Polymer Gel Water-Shutoff Applications Combined With Stimulation Increase Oil Production and Life of Wells in the Monterey Formation Offshore California / B. O. Turner, R. L. Zahner. – Text : electronic // SPE Western Regional Meeting, San Jose, California. – 2009. – URL: <https://doi.org/10.2118/121194-MS>.

References

1. Singh, R., Tong, S., Panthi, K., & Mohanty, K. (2019). Stimulation of Calcite-Rich Shales Using Nanoparticle-Microencapsulated Acids. SPE Journal, 24(06), pp. 2671-2680. (In English). DOI: 10.2118/195695-PA
2. Ridner, D., Frick, T., Zhu, D., Hill, A. D., Angeles, R., Vishnumolakala, N., & Shuchart, C. (2020). Influence of Transport Conditions on Optimal Injection Rate for Acid Jetting in Carbonate Reservoirs. SPE Production & Operations, 35(01), pp. 137-146. (In English). DOI: 10.2118/189546-MS
3. Sarmah, A., Ibrahim, A. F., Nasr-El-Din, H., & Jackson, J. (2020). A New Cationic Polymer System That Improves Acid Diversion in Heterogeneous Carbonate Reservoirs. SPE Journal, 25(05), pp. 2281-2295. (In English). DOI: 10.2118/194647-PA
4. Moid, F., Rodoplu, R., Abdulrahman, M. N., & Kayumov, R. (2020). Acid Stimulation Improvement with the use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs. International Petroleum Technology Conference. January, 13-15, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, 2020. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2523/IPTC-20154-ABSTRACT>
5. Alekseev, A. (2017). Razrabotka karbonatnykh kollektorov v "Gazprom nefti". Sibirskaya neft', (1/138). (In Russian). Available at: <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN138.pdf>
6. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. S., Zeigman, Y. V., Chervyakova, A. N., & Valeev, M. D. (2017). Metamorphic aureole development technique in terms of Tuymazinskoye oil field. Oil Industry, (10), pp. 36-40. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-36-40
7. Mokrushin, A. A., & Shipilov, A. I. (2010). Povyshenie effektivnosti kislotnykh obrabotok v usloviyakh pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy s karbonatnym kollektorom (samootklonyayushchaya kislota, bol'sheob'emnyye obrabotki prizaboynoy zony plasta s primeneniem geley na osnove PAV). Neft'. Gaz. Novacii, (7), pp. 43-45. (In Russian).
8. Turner, B. O., & Zahner, R. L. (2009). Polymer Gel Water-Shutoff Applications Combined With Stimulation Increase Oil Production and Life of Wells in the Monterey Formation Offshore California. SPE Western Regional Meeting, San Jose, California. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/121194-MS>

Сведения об авторах / Information about the authors

Юмачиков Антон Баритович, инженер 1-й категории управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Anton.Yumachikov@lukoil.com

Фудашкина Марина Викторовна, инженер 1-й категории управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Anton B. Yumachikov, Engineer of the 1st category of the Department for Planning and Monitoring of Enhanced Oil Recovery Methods at Fields in the West Siberian Region, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Anton.Yumachikov@lukoil.com

Marina V. Fudashkina, Engineer of the 1st category of the Department for Planning and Monitoring of Enhanced Oil Recovery Methods at Fields in the West Siberian Region, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen; Industrial University of Tyumen

Мальшаков Евгений Николаевич,
начальник управления планирования и
мониторинга методов повышения
нефтеотдачи пластов месторождений
Западно-Сибирского региона, филиал
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Вилков Максим Николаевич,
старший менеджер управления плани-
рования и мониторинга методов повы-
шения нефтеотдачи пластов место-
рождений Западно-Сибирского региона,
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Хакимов Исмаил Исаевич,
начальник отдела повышения нефтеот-
дачи пластов и интенсификации добычи
нефти, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Си-
бирь» ТПП «Повхнефтегаз», г. Когалым

Солодовников Кирилл Витальевич,
инженер управления планирования и
мониторинга методов повышения
нефтеотдачи пластов месторождений
Западно-Сибирского региона, филиал
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; Тюмен-
ский индустриальный университет,
г. Тюмень

Evgeniy N. Malshakov, Head of
the Department for Planning and Monitor-
ing of Enhanced Oil Recovery Methods at
Fields in the West Siberian Region,
KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-
Engineering LLC in Tyumen

Maksim N. Vilkov, Senior
Manager of the Department for Planning
and Monitoring of Enhanced Oil Recovery
Methods at Fields in the West Siberian
Region, KogalymNIPIneft Branch of
LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen

Ismail I. Khakimov, Head of the
Department of Oil Recovery Enhancement
and Oil Production Intensification,
LUKOIL-Western Siberia LLC Povkh-
neftegaz TPP, Kogalym

Kirill V. Solodovnikov, Engineer of
the Department for Planning and Monitor-
ing of Enhanced Oil Recovery Methods at
Fields in the West Siberian Region,
KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-
Engineering LLC in Tyumen; Industrial
University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 05.04.2024; одобрена после рецензирования 23.05.2024; принята к публикации 27.05.2024.

The article was submitted 05.04.2024; approved after reviewing 23.05.2024; accepted for publication 27.05.2024.

**Изучение фазовой эволюции и микроструктурных особенностей
при моделировании условий эксплуатации топливных элементов
на основе соединений феррита лантана — стронция**

Д. Б. Боргеков¹, К. Б. Калиекперова¹, А. Л. Козловский^{1, 2*}, Г. Ж. Молдабаева³

¹Евразийский национальный университет им. Л. Н. Гумилева, Астана, Республика Казахстан

²Атырауский университет им. Х. Досмухамедова, Атырау, Республика Казахстан

³Казахский национальный исследовательский технический университет им. К. И. Сатпаева, Алматы, Республика Казахстан

*Kozlovskiy.a@inp.kz

Аннотация. Интерес к керамикам на основе феррита лантана — стронция, обладающих смешанной электронной и кислород-ионной проводимостью, а также хорошей стабильностью, обусловлен большим потенциалом применения в качестве электродных материалов для твердооксидных топливных элементов. В работе представлены результаты оценки изменений морфологии и фазового состава керамик на основе соединений феррита лантана — стронция, полученных методом твердофазного синтеза при моделировании условий, максимально приближенных к условиям их эксплуатации в режиме повышенных температур. Основной упор в исследованиях сделан на изменении соотношения фазового состава керамик при длительном термическом воздействии, моделирующем процессы термического старения, и, как следствие, процессы окисления, возникающие при длительных циклических испытаниях. В ходе проведенных исследований было определено, что наличие в составе керамик фазы $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$ приводит к увеличению устойчивости к коррозионным процессам окисления при высокотемпературной коррозии. Согласно полученным данным оценки изменения электрохимических характеристик керамик в зависимости от времени выдержки при моделировании высокотемпературной деградации, было установлено, что наиболее значимые снижения наблюдаются после 400 часов последовательных испытаний при температуре 500–600 °С и после 250–300 часов при температурах выше 700 °С. При этом снижение величины удельной мощности обусловлено формированием оксидных включений в керамиках, возникающих в результате разложения фазы $(\text{La}_{0.3}\text{Sr}_{0.7})\text{FeO}_4$ в составе керамик. В свою очередь, наличие фазы $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$ приводит к формированию устойчивой к окислению структуры, приводящей к менее выраженным изменениям удельной мощности при измерении параметров электрохимических характеристик.

Ключевые слова: высокотемпературная коррозия, деградация, топливные элементы, деструкция, окислительные процессы

Благодарности: данная работа выполнена при поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (No. AP13068071).

Для цитирования: Изучение фазовой эволюции и микроструктурных особенностей при моделировании условий эксплуатации топливных элементов на основе соединений феррита лантана — стронция / Д. Б. Боргеков, К. Б. Калиекперова, А. Л. Козловский, Г. Ж. Молдабаева. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-135-147 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 3. — С. 135–147.

**Study of phase evolution and microstructural features when modeling
operating conditions of fuel cells based on lanthanum-strontium
ferrite compounds**

**Daryn B. Borgekov¹, Kamila B. Kaliyekperova¹, Artem L. Kozlovskiy^{1, 2*},
Gulnaz Zh. Moldabayeva³**

¹L.N. Gumilyov Eurasian National University, Astana, the Republic of Kazakhstan

²Atyrau University named after Kh. Dosmukhamedov, Atyrau, the Republic of Kazakhstan

³Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

*Kozlovskiy.a@inp.kz

Abstract. Interest in lanthanum-strontium ferrite ceramics having mixed electron and oxygen-ion conductivity as well as good stability is due to the great potential for use as electrode materials for solid oxide fuel cells. The article presents the results of an assessment of alterations in the morphology and phase composition of ceramics based on lanthanum-strontium ferrite compounds obtained by solid-phase synthesis. This was done during simulation of conditions as close as possible to their operating conditions in the mode of elevated temperatures. The primary objective of the research is to alter the ratio of the phase composition of ceramics under prolonged thermal exposure, simulating thermal ageing processes, and thus, oxidation processes that occur during long-term cyclic tests. The studies revealed that the presence of the $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$ phase in the composition of ceramics results in enhanced resistance to corrosive oxidation processes during high-temperature corrosion. The data obtained on the change in the electrochemical characteristics of ceramics depending on the exposure time during the simulation of high-temperature degradation revealed that the most significant decreases were observed after 400-500 hours of consecutive tests at a temperature of 500-600 °C and after 250-300 hours at temperatures above 700 °C. Moreover, the reduction in the specific power is due to the formation of oxide inclusions in ceramics, resulting from the decomposition of the $(\text{La}_{0.3}\text{Sr}_{0.7})\text{FeO}_4$ phase in the composition of the ceramics. In turn, the presence of the $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$ phase results in the formation of an oxidation-resistant structure, leading to less pronounced changes in specific power during measurement of parameters of electrochemical characteristics.

Keywords: high-temperature corrosion, degradation, fuel cells, destruction, oxidative processes

Acknowledgments: this study was funded with support from the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (No. AP13068071).

For citation: Borgekov, D. B., Kaliyekperova, K. B., Kozlovskiy, A. L., & Moldabaeva, G. Zh. (2024). Study of phase evolution and microstructural features when modeling operating conditions of fuel cells based on lanthanum-strontium ferrite compounds. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 135-147. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-135-147

Введение

Интерес к перовскитным или перовскитоподобным керамикам на основе ферритов, имеющих смешанный тип проводимости (кислород-ионной и электронной), в последние несколько лет достаточно большой ввиду открывающихся перспектив использования их в качестве электродных материалов для твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ) [1–3]. При этом одним из перспективных материалов в данном направлении являются перовскитоподобные керамики на основе феррита лантана — стронция, имеющего, согласно ряду экспериментальных работ, достаточно хорошие показатели стабильности и работоспособности в условиях эксплуатации при повышенных температурах, которая обусловлена структурными особенностями и фазовым составом керамик [4–6].

Одной из ключевых проблем повсеместного использования твердооксидных топливных элементов для производства водорода в области альтернативных источников энергии является проблема высокотемпературной деградации катодных материалов, приводящая к деструктивному охрупчиванию и снижению электрохимических и емкостных характеристик [7–9]. При этом условия эксплуатации ТОТЭ элементов подразумевают работу при высоких температурах порядка 500–800 °C, что не позволяет исключить эффект высокотемпературной деградации и требует учитывать факторы разупрочнения при определении потенциала использования катодных материалов [10]. Как правило, эксплуатация при высоких температурах

сопровождается инициализацией процессов окисления за счет изменения амплитуды колебания атомов в кристаллической решетке, что, как следствие, приводит к увеличению подвижности атомов и возможности внедрения в узлы и междоузлия кислорода или водорода, что впоследствии приводит к формированию примесных включений в виде оксидных или гидроксидных фаз [11–14]. Формирование подобных включений в керамиках в ходе их эксплуатации может привести как к деструктивному изменению прочностных свойств, связанных с разупрочнением приповерхностных слоев, наиболее подверженных окислению, так и к дестабилизации структуры керамик за счет образования деформационных искажений приповерхностного слоя, в котором происходит накопление оксидных примесей. В свою очередь, дестабилизация приповерхностных слоев оказывает негативное влияние на перенос заряда, способствует изменению диэлектрических и электрохимических параметров керамик, что, в свою очередь, может привести к деструктивному поведению работоспособности катодного материала и всего топливного элемента, а также к снижению производительности [12–14].

Цель исследований заключается в определении механизмов деградации керамических материалов на основе феррита лантана — стронция, связанных с процессами высокотемпературного воздействия, сравнимого с режимами эксплуатации в случае использования их в качестве катодных материалов для ТОТЭ элементов.

Объект и методы исследования

В качестве объектов исследования были выбраны керамики на основе соединений феррита лантана — стронция, полученные методом механохимического твердофазного перемалывания с последующим термическим спеканием. При этом изменение фазового состава исследуемых керамик производилось путем изменения соотношения химических соединений, используемых для получения керамик, вариация которых позволила получить высокопрочные керамики с двумя или тремя фазами. В качестве компонент для получения керамик были выбраны соединения SrCO_3 , $\text{FeSO}_4 \times 7\text{H}_2\text{O}$, $\text{La}(\text{NO}_3)_3$, обладающие химической чистотой порядка 99,95 %. Вариация компонент с целью определения изменений фазового состава керамик была осуществлена путем изменения концентрации $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ в составе керамик от 0,1 до 0,25 М. Механохимический твердофазный синтез был осуществлен с применением планетарной мельницы PULVERISETTE 6 classic line planetary mill (Fritsch, Idar-Oberstein, Germany). Перемалывание было осуществлено при скорости 400 оборот/мин в течение 1 часа. После перемалывания полученные смеси были отожжены при температуре 1 000 °С в течение 5 часов, остывание образцов до достижения комнатной температуры было осуществлено в течение 24 часов при нахождении образцов внутри печи.

Для определения фазового состава керамик в зависимости от условий получения был применен метод рентгенофазового анализа, реализованный с использованием порошкового дифрактометра D8 ADVANCE ECO (Bruker, Karlsruhe, Germany). Съемка рентгеновских дифрактограмм проводилась в геометрии Брегг-Брентано, в угловом диапазоне $2\theta = 20\text{--}80^\circ$ с шагом $0,03^\circ$ и временем набора спектра в точке 1 сек.

Моделирование процессов эксплуатации с целью определения влияния высокотемпературного воздействия на изменение электрохимических параметров проводилось с использованием метода длительного термического воздействия, сравнимого с условиями эксплуатации данных керамик в качестве катодных материалов ТОТЭ элементов. Термический отжиг образцов с целью определения механизмов деградации, связанных с температурным воздействием, был осуществлен в муфельной печи при температуре $500\text{--}800^\circ\text{C}$ в течение 500 часов, с измерением фазового состава, электрохимических параметров и твердости после каждых 50 часов испытаний.

Стабильность фазового состава исследуемых керамик, полученных методом механохимического твердофазного синтеза, к высокотемпературной деградации оценивалась путем сравнительного анализа изменений соотношения фаз в составе керамик с последующим определением фактора стабильности фазового состава ($\Phi_{\text{фазовый состав}}$). Данный фактор был определен как изменение соотношения весовых вкладов каждой фазы в образцах в зависимости от температуры и времени температурного воздействия на образцы с учетом образующихся оксидных включений при длительном воздействии. Снижение величины $\Phi_{\text{фазовый состав}}$ вызвано формированием оксидных включений, наличие которых обусловлено окислительными процессами и разложением фаз в результате термического воздействия.

Изготовление ТОТЭ элемента было осуществлено по стандартной технологии получения трехслойных устройств, где в качестве электролита был использован порошок $\text{Sm}_{0,2}\text{Ce}_{0,8}\text{O}_{2-\delta}$ в концентрации 0,20 г, спрессованный с синтезированной керамикой и никелевой пеной, в качестве воздушного электрода использовались синтезированные керамики и пеноникель ($\text{Ni}_{0,8}\text{Co}_{0,15}\text{Al}_{0,05}\text{LiO}_{2-\delta}$). В качестве анода был также использован пеноникель. После прессования полученные устройства отжигали при температуре 600°C в течение 4 часов в атмосфере аргона для уплотнения ТОТЭ. Демонстрация работоспособности элементов была проведена в увлажненном водородном топливе 3 % H_2O и воздухе с атмосферными окислителями, при скорости дрейфа $\text{H}_2/\text{воздуха}$ 100 ± 5 % мл/мин [15]. Для определения влияния устойчивости керамик к деградации при высокотемпературном окислении на сохранение работоспособности все образцы были подвергнуты измерению зависимостей кривых характеристик плотности тока — удельной мощности до и после высокотемпературных испытаний.

Определение прочностных параметров керамик в зависимости от условий и времени температурного воздействия было осуществлено путем

измерений значений твердости керамик и последующего сравнительного анализа с исходными значениями, что позволило как определить устойчивость керамик к высокотемпературной деградации, так и оценить влияние формирования оксидных включений на эффекты разупрочнения керамик. Измерение твердости проводилось с использованием стандартной методики индентирования, реализованной с помощью микротвердомера Duroline M1 (Metkon, Bursa, Turkey). В качестве индентера использовалась алмазная пирамида Виккерса, применение которой при постоянной нагрузке на образец позволило получить данные о твердости образца в ходе экспериментов на определение влияния температуры и времени воздействия прочностных параметров и факторов разупрочнения.

Результаты и обсуждение

На рисунке 1 представлены результаты рентгенофазового анализа, отражающие изменение фазового состава керамик в зависимости от вариаций соотношения компонент, связанных с изменением содержания лантана в составе керамик.

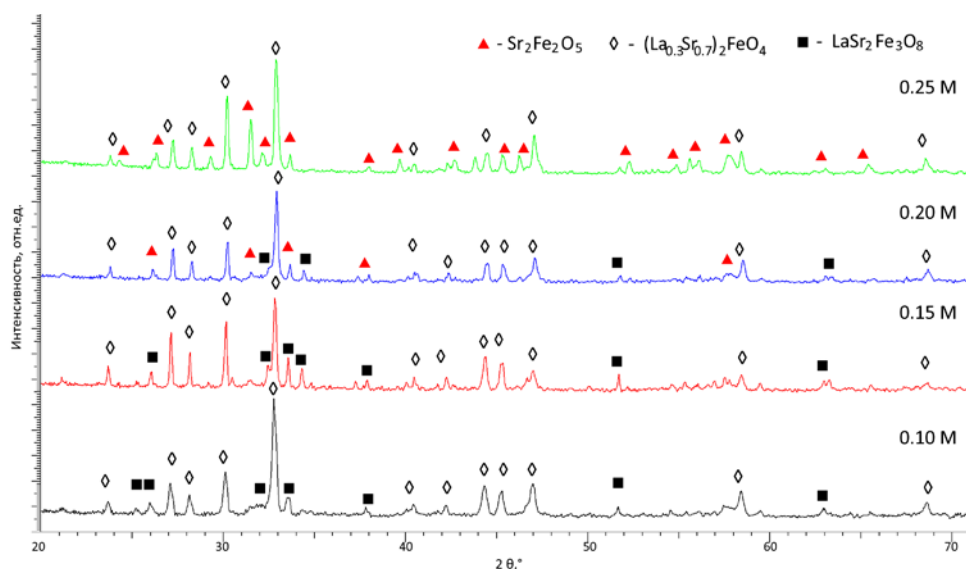


Рис. 1. Результаты рентгенофазового анализа исследуемых керамик на основе феррита лантана — стронция

Как видно из представленных данных на рентгеновской дифрактограмме, при концентрации $\text{La}(\text{NO}_3)_3$, равной 0,1 М, фазовый состав керамик представлен доминирующей фазой $(\text{La}_{0.3}\text{Sr}_{0.7})\text{FeO}_4$ с тетрагональным типом кристаллической структуры, а также включениями в виде орторомбической фазы $\text{LaSr}_2\text{Fe}_3\text{O}_8$, содержание которой, согласно оценке весовых вкладов, составляет не более 30 вес. %. Изменение концентрации лантана в составе керамик, согласно приведенным данным рентгенофазового анализа, приводит к вытеснению из состава $\text{LaSr}_2\text{Fe}_3\text{O}_8$ фазы с последующим

увеличением вклада орторомбической фазы $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$, формирование которой наблюдается при концентрации $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ выше 0,2 М в составе керамик. При этом в случае концентрации 0,2 М фазовый состав керамик представлен тремя фазами: тетрагональной фазой $(\text{La}_{0.3}\text{Sr}_{0.7})\text{FeO}_4$, весовой вклад которой составляет порядка 80 %, и двумя орторомбическими фазами $\text{LaSr}_2\text{Fe}_3\text{O}_8$ и $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$.

Согласно представленным данным рентгенофазового анализа керамик на основе феррита лантана — стронция, было установлено, что увеличение концентрации лантана в составе керамик приводит к вытеснению фазы $\text{LaSr}_2\text{Fe}_3\text{O}_8$ и формированию орторомбической фазы $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$, пространственной сингонии $\text{Icmm}(74)$, содержание которой увеличивается с 10 до 28 вес. %.

На рисунке 2 представлены результаты изменения фактора $\Phi_{\text{фазовый состав}}$ в зависимости от условий экспериментов, моделирующих высокотемпературную деградацию для всех четырех типов исследуемых керамик.

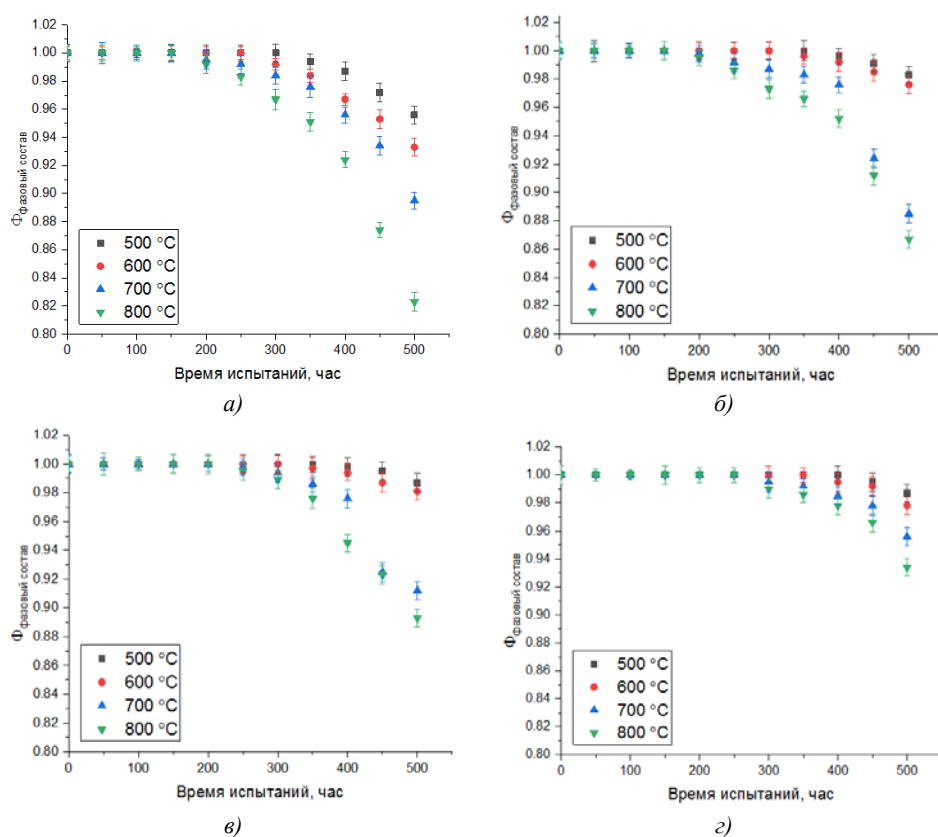


Рис. 2. Зависимость изменения фактора $\Phi_{\text{фазовый состав}}$ от условий высокотемпературных испытаний для исследуемых керамик, полученных с различным содержанием $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ в составе: а) 0,1 М; б) 0,15 М; в) 0,20 М; г) 0,25 М

Как видно из представленных данных, изменение величины $\Phi_{\text{фазовый состав}}$ становится наиболее выраженным в двух случаях: во-первых, при увеличении времени испытаний выше 200–300 часов; во-вторых, при

увеличении температуры нагрева образцов. В первом случае снижение величины $\Phi_{\text{фазовый состав}}$ обусловлено изменениями, связанными с накопительным эффектом процессов окисления, выраженных в частичном разложении фазы $(\text{La}_{0,3}\text{Sr}_{0,7})\text{FeO}_4$ с образованием оксидов железа и лантана, концентрация которых приводит не только к изменению фазового состава керамик, но и к снижению степени структурного разупорядочения. При этом изменение фазового состава керамик за счет вытеснения фазы $\text{LaSr}_2\text{Fe}_3\text{O}_8$ и формирования фазы $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$ приводит к изменению тренда изменений $\Phi_{\text{фазовый состав}}$, как в случае времени выдержки, так и при изменении температуры испытаний. Следует также отметить, что изменение температуры с 500 до 700–800 °С приводит не только к снижению величины $\Phi_{\text{фазовый состав}}$, но и к ускорению процессов деградации за более меньшее время выдержки, что свидетельствует о прямой зависимости скорости деградации от температурных факторов, влияющих на тепловое расширение кристаллической структуры.

На рисунке 3 представлены результаты оценки изменения величины удельной мощности в зависимости от условий высокотемпературных испытаний для исследуемых керамик, отражающие кинетику изменения стабильности работоспособности керамик в качестве катодных материалов в результате фазовой деградации.

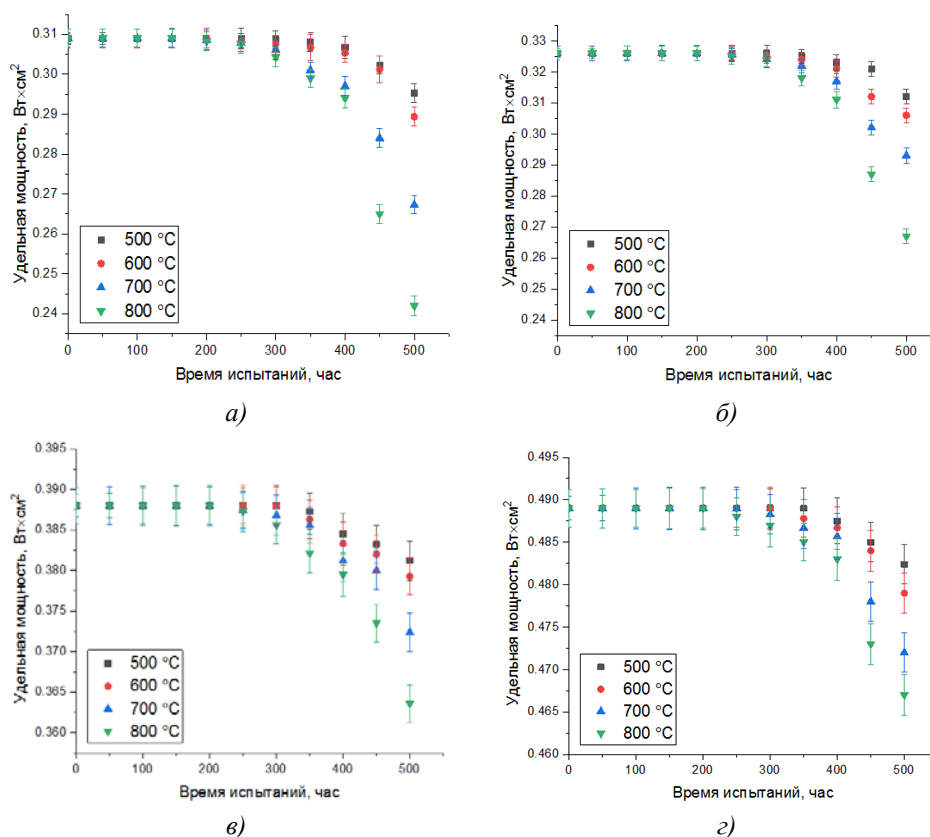


Рис. 3. Результаты оценки изменений величины удельной мощности для исследуемых керамик, полученных с различным содержанием $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ в составе: а) 0,1 М; б) 0,15 М; в) 0,20 М; г) 0,25 М

Результаты изменений величины удельной мощности отражают прямую взаимосвязь между временем и температурой испытаний на высокотемпературную коррозию и стабильность электрохимических характеристик керамик. При этом формирование в составе керамик примесных включений в виде оксидных фаз железа приводит к дестабилизации электрохимических параметров и падению удельной мощности, изменение которой свидетельствует о деградации электродного материала ТОТЭ и снижении энергоэффективности его использования. При этом следует отметить, что наличие в составе керамик фазы $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$ при больших концентрациях $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ приводит к увеличению стабильности керамик к внешним воздействиям и процессам окисления, что, в свою очередь, приводит к сохранению работоспособности электродных материалов в течение длительного времени при высоких температурах.

На рисунке 4 представлены результаты оценки изменения значений твердости для исследуемых керамик в ходе испытаний на высокотемпературную деградацию при изменении времени и температуры испытаний, отражающие эффекты разупрочнения керамик, связанного с процессами окисления.

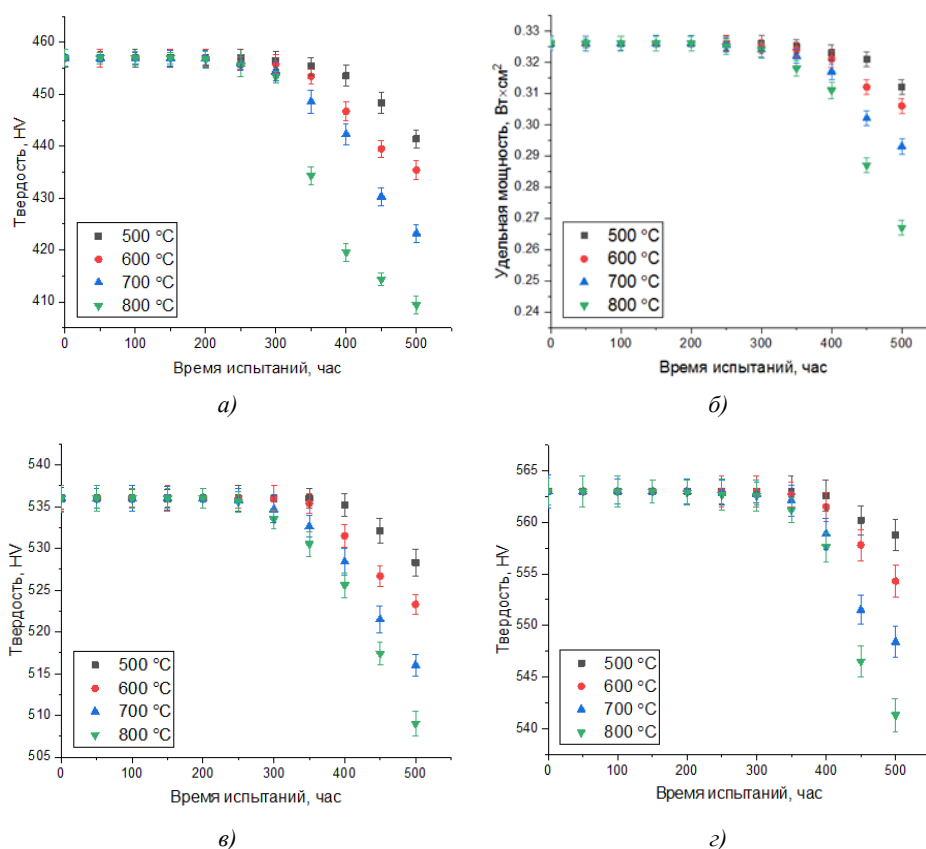


Рис. 4. Результаты оценки изменений твердости образцов исследуемых керамик, полученных с различным содержанием $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ в составе:
а) 0,1 М; б) 0,15 М; в) 0,20 М; г) 0,25 М

Общий вид тенденции изменения значений твердости для исследуемых керамик в зависимости от времени нахождения и температуры испытаний свидетельствует о накопительном эффекте разупрочнения, который проявляется в виде снижения твердости после 200–300 часов испытаний. При этом следует отметить, что, как и в случае структурных изменений, связанных с фазовым составом керамик, изменение твердости имеет явно выраженную температурную зависимость деградации прочностных свойств (уменьшение твердости), которая также имеет прямую взаимосвязь с изменениями фазового состава как в случае исходных керамик при вариации концентрации $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ в составе, так и при высокотемпературной деградации. При этом следует отметить, что в отличие от изменений структурных параметров керамик в зависимости от условий высокотемпературного воздействия, величина разупрочнения менее выражена как во временных промежутках испытаний, так и при увеличении температуры воздействия, из чего можно сделать вывод о том, что процессы окисления оказывают существенное влияние на электрохимические параметры и изменение фазового состава и в меньшей мере влияют на эффекты разупрочнения керамик в ходе ресурсных испытаний.

Выводы

В ходе проведенных исследований были получены следующие ключевые результаты, отражающие характерные изменения, связанные с изучением влияния фазового состава керамик на устойчивость к высокотемпературной деградации.

1. Согласно представленным данным изменения фазового состава керамик в зависимости от изменения концентрации лантана, была установлена динамика фазовых трансформаций, которую можно записать следующим образом: $(\text{La}_{0,3}\text{Sr}_{0,7})\text{FeO}_4/\text{LaSr}_2\text{Fe}_3\text{O}_8 \rightarrow (\text{La}_{0,3}\text{Sr}_{0,7})\text{FeO}_4/\text{LaSr}_2\text{Fe}_3\text{O}_8/\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5 \rightarrow (\text{La}_{0,3}\text{Sr}_{0,7})\text{FeO}_4/\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$.

2. Оценка изменения фактора $\Phi_{\text{фазовый состав}}$, отражающего устойчивость керамик к окислению и деградации, показала, что формирование в составе керамик фазы $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$ приводит к увеличению стабильности к внешним воздействиям, связанным с формированием оксидных включений, а сам эффект увеличения устойчивости обусловлен наличием межфазных границ, а также более высокими показателями прочности данной фазы к деградации.

3. Оценка изменений электрохимических характеристик показала, что разложение фазы $(\text{La}_{0,3}\text{Sr}_{0,7})\text{FeO}_4$ на оксидные включения приводит к снижению величины удельной мощности, изменение которой наиболее выражено при высокотемпературном воздействии. При этом формирование керамик с фазой $\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$ приводит к увеличению устойчивости деградации электрохимических характеристик при высокотемпературном воздействии, что свидетельствует о положительном влиянии данной фазы на сопротивляе-

мость к коррозии и ведет к сохранению стабильности работоспособности керамик при использовании их в качестве электродных материалов.

4. Согласно данным изменения твердости, связанной с эффектами разупрочнения, было установлено, что формирование двухфазных керамик $(\text{La}_{0,3}\text{Sr}_{0,7})\text{FeO}_4/\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$ приводит к увеличению сопротивляемости к высокотемпературной деградации, связанной с окислительными процессами, которая выражается в сохранении стабильности прочностных характеристик при длительном высокотемпературном воздействии. При этом максимальное снижение твердости составляет не более 4–5 % для керамик $(\text{La}_{0,3}\text{Sr}_{0,7})\text{FeO}_4/\text{Sr}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$, в то время как наличие в составе фазы $\text{LaSr}_2\text{Fe}_3\text{O}_8$, разложение которой способствует образованию оксидных включений, приводит к деградации прочностных свойств порядка 8–10 %.

Список источников

1. Jose, J. K. Multiferroics for Spintronic Applications / J. K. Jose, R. Balakrishnan. – DOI 10.1002/9783527824229.ch10. – Direct text // *Nanotechnology in Electronics : Materials, Properties, Devices*. – 2023. – P. 301–316.
2. Study of the crystal structure, thermal stability and conductivity of $\text{Sr}(\text{V}_{0,5}\text{Mo}_{0,5})\text{O}_{3+\delta}$ as SOFC material / A. Aguadero, C. De La Calle, D. Pérez-Coll, J. A. Alonso. – DOI 10.1002/fuce.201000070. – Direct text // *Fuel Cells*. – 2011. – Vol. 11, Issue 1. – P. 44–50.
3. Weber, A. Materials and concepts for solid oxide fuel cells (SOFCs) in stationary and mobile applications / A. Weber, E. Ivers-Tiffée. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2003.09.024. – Direct text // *Journal of power sources*. – 2004. – Vol. 127, Issue 1–2. – P. 273–283.
4. Das, T. Polaron size and shape effects on oxygen vacancy interactions in lanthanum strontium ferrite / T. Das, J. D. Nicholas, Y. Qi. – Text : electronic // *Journal of Materials Chemistry A*. – 2017. – Vol. 5, Issue 47. – URL: <https://doi.org/10.1039/c7ta06948k>.
5. Phase formation and magnetic properties of M-type lanthanum substituted strontium ferrites / C. Qin, R. Liu, Y. Sun [et al.]. – Text : electronic // *Ceramics International*. – 2023. – Vol. 49, Issue 19. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2023.07.171>.
6. Exsolution of Fe and SrO Nanorods and Nanoparticles from Lanthanum Strontium Ferrite $\text{La}_{0,6}\text{Sr}_{0,4}\text{FeO}_{3-\delta}$ Materials by Hydrogen Reduction / T. Ramona, G. Martin, H. Marc [et al.]. – Text : electronic // *The Journal of Physical Chemistry C*. – 2015. – Vol. 119, Issue 38. – URL: <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.5b06014>.
7. Das, T. Composition, crystallography, and oxygen vacancy ordering impacts on the oxygen ion conductivity of lanthanum strontium ferrite / T. Das, J. D. Nicholas, Y. Qi. – Text : electronic // *Physical Chemistry Chemical Physics*. – 2020. – Vol. 22, Issue 17. – URL: <https://doi.org/10.1039/d0cp00206b>.
8. Chavan, S. V. Preparation, properties, and reactivity of lanthanum strontium ferrite as an intermediate temperature SOFC cathode / S. V. Chavan, R. N. Singh. – Text : electronic // *Journal of Materials Science*. – 2013. – Vol. 48. – URL: <https://doi.org/10.1007/s10853-013-7456-9>.

9. Synthesis and electrical properties of strontium-doped lanthanum ferrite with perovskite-type structure / J. A. E. Paiva, P. C. C. Daza, F. A. Rodrigues [et al.]. – Text : electronic // *Ceramics International*. – 2020. – Vol. 46, Issue 11. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2020.04.212>.
10. Lanthanum strontium cobaltite-infiltrated lanthanum strontium cobalt ferrite cathodes fabricated by inkjet printing for high-performance solid oxide fuel cells / M. Kim, D. H. Kim, G. D. Han [et al.]. – Text : electronic // *Journal of Alloys and Compounds*. – 2020. – Vol. 843. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2020.155806>.
11. Gross, M. D. A study of thermal stability and methane tolerance of Cu-based SOFC anodes with electrodeposited Co / M. D. Gross, J. M. Vohs, R. J. Gorte. – Text : electronic // *Electrochimica Acta*. – 2007. – Vol. 52, Issue 5. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2006.08.005>.
12. Application of a negative thermal expansion oxide in SOFC cathode / F. Lu, M. Yang, Y. Shi [et al.]. – DOI 10.1016/j.ceramint.2020.08.225. – Direct text // *Ceramics International*. – 2021. – Vol. 47, Issue 1. – P. 1095–1100.
13. Thermal stability and oxidation resistance of TiCrAlYO coatings on SS430 for solid oxide fuel cell interconnect applications / H. Chen, J. A. Lucas, W. Priyantha [et al.]. – Text : electronic // *Surface and Coatings Technology*. – 2008. – Vol. 202, Issue 19. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.surfcoat.2008.04.059>.
14. Garai, M. Mica (KMg₃AlSi₃O₁₀F₂) based glass-ceramic composite sealant with thermal stability for SOFC application / M. Garai, S. P. Singh, B. Karmakar. – Text : electronic // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2021. – Vol. 46, Issue 45. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.252>.
15. Properties of Perovskite-like Lanthanum Strontium Ferrite Ceramics with Variation in Lanthanum Concentration / D. B. Borgekov, A. L. Kozlovskiy, R. I. Shakirzyanov [et al.]. – Text : electronic // *Crystals*. – 2022. – Vol. 12, Issue 12. – URL: <https://doi.org/10.3390/cryst12121792>.

References

1. Jose, J. K., & Balakrishnan, R. (2023). Multiferroics for Spintronic Applications. *Nanotechnology in Electronics: Materials, Properties, Devices*, pp. 301-316. (In English). DOI: 10.1002/9783527824229.ch10
2. Aguadero, A., De La Calle, C., Pérez-Coll, D., & Alonso, J. A. (2011). Study of the crystal structure, thermal stability and conductivity of Sr ((V_{0.5}Mo_{0.5}) O_{3+δ}) as SOFC material. *Fuel Cells*, 11(1), pp. 44-50. (In English). DOI: 10.1002/fuce.201000070
3. Weber, A., & Ivers-Tiffée, E. (2004). Materials and concepts for solid oxide fuel cells (SOFCs) in stationary and mobile applications. *Journal of power sources*, 127(1-2), pp. 273-283. (In English). DOI: 10.1016/j.jpowsour.2003.09.024
4. Das, T., Nicholas, J. D., & Qi, Y. (2017). Polaron size and shape effects on oxygen vacancy interactions in lanthanum strontium ferrite. *Journal of Materials Chemistry A*, 5(47). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1039/c7ta06948k>
5. Qin, C., Liu, R., Sun, Y., Wu, J., Zhao, T., & Gong, H. (2023). Phase formation and magnetic properties of M-type lanthanum substituted strontium ferrites. *Ceramics International*, 49(19). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2023.07.171>

6. Ramona, T., Martin, G., Marc, H., Bernhard, K., & Simon, P. (2015). Exsolution of Fe and SrO Nanorods and Nanoparticles from Lanthanum Strontium Ferrite $\text{La}_{0.6}\text{Sr}_{0.4}\text{FeO}_{3-\delta}$ Materials by Hydrogen Reduction. The Journal of Physical Chemistry C, 119(38). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.5b06014>.
7. Das, T., Nicholas, J. D., & Qi, Y. (2020). Composition, crystallography, and oxygen vacancy ordering impacts on the oxygen ion conductivity of lanthanum strontium ferrite. Physical Chemistry Chemical Physics, 22(17). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1039/d0cp00206b>
8. Chavan, S. V., & Singh, R. N. (2013). Preparation, properties, and reactivity of lanthanum strontium ferrite as an intermediate temperature SOFC cathode. Journal of Materials Science, 48. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1007/s10853-013-7456-9>
9. Paiva, J. A. E., Daza, P. C. C., Rodrigues, F. A., Ortiz-Mosquera, J. F., da Silva, C. R. M., Munoz, M. M., & Meneses, R. A. M. (2020). Synthesis and electrical properties of strontium-doped lanthanum ferrite with perovskite-type structure. Ceramics International, 46(11). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2020.04.212>
10. Kim, M., Kim, D. H., Han, G. D., Choi, H. J., Choi, H. R., & Shim, J. H. (2020). Lanthanum strontium cobaltite-infiltrated lanthanum strontium cobalt ferrite cathodes fabricated by inkjet printing for high-performance solid oxide fuel cells. Journal of Alloys and Compounds, 843. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2020.155806>
11. Gross, M. D., Vohs, J. M., & Gorte, R. J. (2007). A study of thermal stability and methane tolerance of Cu-based SOFC anodes with electrodeposited Co. Electrochimica Acta, 52(5). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2006.08.005>
12. Lu, F., Yang, M., Shi, Y., Wu, C., Jia, X., He, H.,... Cai, B. (2021). Application of a negative thermal expansion oxide in SOFC cathode. Ceramics International, 47(1), pp. 1095-1100. (In English). DOI: 10.1016/j.ceramint.2020.08.225
13. Chen, H., Lucas, J. A., Priyantha, W., Kopczyk, M., Smith, R. J., Lund, K.,... Nachimuthu, P. (2008). Thermal stability and oxidation resistance of TiCrAlYO coatings on SS430 for solid oxide fuel cell interconnect applications. Surface and Coatings Technology, 202(19). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.surfcoat.2008.04.059>
14. Garai, M., Singh, S. P., & Karmakar, B. (2021). Mica ($\text{KMg}_3\text{AlSi}_3\text{O}_{10}\text{F}_2$) based glass-ceramic composite sealant with thermal stability for SOFC application. International Journal of Hydrogen Energy, 46(45). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.252>
15. Borgekov, D. B., Kozlovskiy, A. L., Shakirzyanov, R. I., Zhumazhanova, A. T., Zdorovets, M. V., & Shlimas, D. I. (2022). Properties of Perovskite-like Lanthanum Strontium Ferrite Ceramics with Variation in Lanthanum Concentration. Crystals, 12(12). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/cryst12121792>

Информация об авторах / Information about the authors

Боргеков Дарын Боранбаевич,
PhD, научный сотрудник, Евразийский
национальный университет им. Л. Н. Гуми-
лева, г. Астана, Республика Казахстан

Daryn B. Borgekov, PhD, Re-
searcher, L.N. Gumilyov Eurasian Nation-
al University, Astana, the Republic of Ka-
zakhstan

Калиекперова Камила Бахытжановна, PhD докторант, Евразийский национальный университет им. Л. Н. Гумилева, г. Астана, Республика Казахстан

Козловский Артем Леонидович, PhD, преподаватель-исследователь, Евразийский национальный университет им. Л. Н. Гумилева, г. Астана; Атырауский университет им. Х. Досмукхамедова, г. Атырау, Республика Казахстан, Kozlovskiy.a@inp.kz

Молдабаева Гульназ Жаксылыковна, доктор технических наук, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы, Республика Казахстан

Kamila B. Kaliyekperova, PhD Doctoral Student, L.N. Gumilyov Eurasian National University, Astana, the Republic of Kazakhstan

Artem L. Kozlovskiy, PhD, Teacher-Researcher, L.N. Gumilyov Eurasian National University, Astana; Atyrau University named after Kh. Dosmukhamedov, Atyrau, the Republic of Kazakhstan, Kozlovskiy.a@inp.kz

Gulnaz Zh. Moldabayeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

Статья поступила в редакцию 28.05.2024; одобрена после рецензирования 31.05.2024; принята к публикации 03.06.2024.

The article was submitted 28.05.2024; approved after reviewing 31.05.2024; accepted for publication 03.06.2024.

УДК 665.6.045.1

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-148-159

**Влияние качества промоборотной воды на работу теплообменного
оборудования нефтехимических предприятий**

О. П. Дерюгина*, Е. Н. Скворцова, А. Л. Савченков, Д. А. Белов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**derjuginaop@tyuiu.ru*

Аннотация. Корректная работа теплообменного оборудования напрямую влияет на качество выпускаемой продукции. Изучение критически важных факторов, препятствующих стабильной работе оборудования нефтехимического кластера, а также ликвидация основных из них являются первостепенной задачей. Основной проблемой при работе теплообменного оборудования является качество промоборотной воды — основного теплоносителя. В рамках исследования был проведен анализ промоборотной воды и окалины с промышленной площадки методом атомно-эмиссионной спектроскопии, который проводился с индуктивно связанной плазмой. В результате были выявлены «узкие» места, затрудняющие работу оборудования. Установлено, что наиболее пагубными являются солеотложения и коррозионное воздействие воды. Кроме этого, была разработана методика, позволяющая определить элементный состав твердых отложений из теплообменного оборудования. Проблемы в работе теплообменного оборудования приводят к масштабным проблемам на производстве. Для предотвращения экстренных остановок производства и повышения эффективности работы теплообменного оборудования в статье рассмотрен метод повышения качества промоборотной воды путем использования новейшего реагента. Предлагаемый реагент позволяет уменьшить коррозионное воздействие и снизить солеотложения внутри теплообменных аппаратов. Преимуществом предлагаемого ингибитора является снижение экологического воздействия на окружающую среду и затрат на внеплановый ремонт оборудования, а также высокая эффективность работы.

Ключевые слова: промоборотная вода, теплообменное оборудование, коррозия, химические реагенты

Для цитирования: Влияние качества промоборотной воды на работу теплообменного оборудования нефтехимических предприятий / О. П. Дерюгина, Е. Н. Скворцова, А. Л. Савченков, Д. А. Белов. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-148-159 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 3. — С. 148–159.

**The quality of circulating water and its impact on the operation
of heat exchange equipment at petrochemical enterprises**

**Olga P. Deryugina*, Elena N. Skvortsova, Andrey L. Savhenkov,
Dmitry A. Belov**

Abstract. The correct operation of heat exchange equipment has a direct impact on the quality of the products produced. The study of critical factors impeding the stable operation of equipment at petrochemical enterprises and the elimination of the main ones are of paramount importance. The primary challenge in the operation of heat exchange equipment is the quality of circulating water, which serves as the primary coolant. The analysis of circulating water and scale from an industrial site by the method of atomic emission spectrometry with inductively coupled plasma was performed, which made it possible to identify bottlenecks that impede the operation of the equipment. Scaling and the corrosive effects of water are the most detrimental. Furthermore, a methodology was devised to ascertain the elemental composition of solid deposits derived from heat exchange equipment. The malfunction of heat exchange equipment can give rise to significant issues in production. To prevent emergency production shutdowns, the authors of the article consider a method for improving the quality of circulating water by using the latest reagent, which can reduce the corrosive effect and reduce salt deposition inside heat exchangers. The proposed inhibitor offers a number of advantages, including a reduction in the environmental impact and high work efficiency.

Keywords: circulating water, heat exchange equipment, corrosion, chemical reagents

For citation: Deryugina, O. P., Skvortsova, E. N., Savhenkov, A. L., & Belov, D. A. (2024). The quality of circulating water and its impact on the operation of heat exchange equipment at petrochemical enterprises. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 148-159. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-148-159

Введение

На многих производствах нефтехимических и нефтегазоперерабатывающих предприятий в качестве теплоносителя используется вода. Поскольку вода имеет один из самых высоких значений теплоемкости, она безопасна для экологии и доступна. Но при этом необходимо учитывать качество промоборотной воды, так как оно непосредственно влияет на эффективную и бесперебойную работу теплообменных аппаратов. Подобная проблематика актуальна и часто затрагивается в научных разработках. Примерами могут служить исследования Е. В. Иканиной «Основы ресурсосбережения в химической технологии» или работа В. А. Галковского «Анализ снижения коэффициента теплопередачи теплообменных аппаратов вследствие загрязнения поверхности». Доля теплообменного оборудования очень значительна на предприятиях отрасли [1]. Скорость протекания химических процессов, степень конверсии сырья, чистота получаемой товарной продукции и некоторые другие факторы зависят в том числе от того, правильно ли подобран теплообменник, и от условий его эксплуатации. В технологических процессах используются теплообменники различных конструкций. Эти аппараты относят к основному технологическому оборудованию [2].

Так, предпосылками для проведения исследования выступает в первую очередь рост числа отказов и поломок теплообменного оборудования на нефтехимических предприятиях, которые связаны с низким качеством промышленной воды. Во-вторых, расширение возможностей и тех-

нологий очистки, обработки данной воды для минимального воздействия на работу оборудования. В-третьих, важность сохранения работоспособности теплообменников для обеспечения непрерывного производства и предотвращения возможных аварийных ситуаций.

В настоящее время на нефтехимических предприятиях в большинстве случаев применяют поверхностные теплообменники. Одним из самых дешевых и широко распространенных теплоносителей в теплообменниках является вода. Ввиду экономии водных ресурсов применяют циркуляцию воды с различными стадиями подготовки. Такая вода называется промоборотной [3].

Так как вода постоянно циркулирует в контуре, то ее качество со временем ухудшается. Это связано прежде всего с такими проблемами, как биообрастание, солеотложение и коррозия. Все названные процессы приводят к образованию неких осадков органического и неорганического происхождения, а также к разъеданию аппаратов и трубопроводов [4].

К уменьшению сечения трубного пространства теплообменника приводит образование различных загрязнений (отложений). Это является причиной увеличения гидравлических сопротивлений аппарата и в конечном итоге сказывается на стоимости товарной продукции из-за увеличения энергетических затрат, связанных с дополнительным расходом теплоносителя [5].

Промышленная водоподготовка на предприятиях отрасли является ответственным процессом, от которого зависит соблюдение регламента ведения технологического процесса, получение продукции необходимого качества и в конечном итоге стоимость выпускаемой продукции. Правильно проведенная водоподготовка позволяет сохранить теплообменные аппараты от различного рода повреждений. Устранять последствия отложений накипи и других отложений достаточно сложно, гораздо проще предупредить их образование и поддерживать необходимые эксплуатационные параметры теплообменников в соответствии с паспортными характеристиками.

Краткие цели

На основании всего вышесказанного в работе были определены следующие цели для выполнения исследования:

- провести анализ циркуляционной воды из контура теплообменника;
- провести качественный и количественный анализ состава твердого осадка из трубок теплообменника;
- установить причину появления отложений;
- разработать мероприятия для устранения отложений.

Так, работа заключается в улучшении работы теплообменного оборудования, повышении его эффективности и снижении затрат на его техническое обслуживание. Это имеет важное значение в практико-промышленном русле для нефтехимических компаний, поэтому было проведено данное исследование.

Метод исследования

В данном случае рассмотрено теплообменное оборудование процесса дегидрирования на нефтехимическом предприятии. Процессы дегидрирования являются эндотермическими процессами, протекают при достаточно высоких температурах, в соответствии с технологией на данных установках эксплуатируется большое количество теплообменных аппаратов.

В исследовании был проведен анализ твердого осадка одного из испарителей установки. Также был проведен анализ воды на определение состава примесей и солей, содержащихся в системе промоборотной воды [6].

Данное исследование по определению состава частиц, которые образуются на внутренней поверхности трубного пространства теплообменника, позволит понять причину данных отложений и, соответственно, разработать рекомендации, которые будут способствовать их предотвращению.

В работе определение состава было выполнено по ГОСТ Р 57165-2016 (ИСО 11885:2007)¹, с использованием метода атомно-эмиссионной спектроскопии (АЭС) с индуктивно связанной плазмой (ИСП).

Атомно-эмиссионная спектроскопия представляет собой совокупный метод анализа элементов. Данный метод определяет спектры излучения свободных атомов и ионов в газовой фазе. Пламя горелки либо различные виды плазмы используют в качестве источников света.

Атомно-эмиссионная спектроскопия часто используется в научных исследованиях с целью контроля производств нефтехимических предприятий, поиска ценных природных ископаемых, в экологических исследованиях.

АЭС является одним из самых распространенных, ускоренных методов анализа. Данный анализ является высокочувствительным методом определения содержания и количества различных элементов в газообразных, жидких и твердых средах. Еще одним преимуществом данного метода по сравнению с физико-химическими и другими спектральными методами анализа является одновременное количественное определение нескольких веществ с достаточной точностью эксперимента.

Следовательно, ведущим методом исследования в данной работе является атомно-эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой или АЭС-ИСП. Под действием высокой температуры атомы образца подвергаются десольватации, переходят в парообразное состояние, затем происходит возбуждение и ионизация атомов [7].

Поскольку методика определения содержания элементов, их количества существует только для воды, то для того, чтобы провести анализ твер-

¹ ГОСТ Р 57165-2016 (ИСО 11885:2007). Вода. Определение содержания элементов методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой. – Введ. 2016-01-01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 35 с.

дого осадка, полученного из кожухотрубчатого теплообменника, была разработана методика на основании ГОСТ Р 57165-2016 (ИСО 11885:2007)².

Отложения теплообменника могут состоять из органической и неорганической частей. Органическая составляющая — это микроорганизмы, бактерии, грибки. Для определения их содержания осадок необходимо подвергнуть прокаливанию [8].

Методика прокаливания для пробы разработана авторами и представлена ниже.

Выполняем подготовку лабораторной посуды для проведения эксперимента: необходимо вымыть посуду разбавленной 1:1 азотной кислотой, после чего тщательно промыть большим количеством водопроводной воды, затем ополоснуть от 3 до 4 раз бидистиллированной водой и поставить сушиться. Далее образец пробы взвешивают на аналитических весах, затем его переносят в муфельную печь.

Программа для прокаливания представляет собой трехчасовую выдержку образца при 600 °С. Прокаливание следует проводить в кварцевом поддоне для сохранения чистоты анализируемой пробы с целью обеспечения высокой точности проведения эксперимента. Далее фиксируется масса прокаленного осадка, после чего рассчитывается масса органических веществ пробы.

После выделения органики данный экспериментальный образец отправляют на АЭС, предварительно подвергнув его минерализации [9].

Для стабилизации необходимых рабочих параметров прибор до начала эксперимента необходимо настроить в соответствии с руководством по его эксплуатации и выдержать во включенном состоянии и зажженной плазмой определенное время [10].

Исследование было проведено с помощью атомно-эмиссионного ИСР-спектрометра, который имел назначение параллельного действия под общей маркой серии — ICPE-9820.

После включения и настройки прибора производятся измерения согласно инструкции по эксплуатации данного прибора. Все действия производятся в компьютерной программе. После проведения испытаний программа выдает результаты анализа в виде таблицы [11].

Результаты

Изначально был проведен анализ технической воды, взятой из теплообменного оборудования. На нефтехимических предприятиях техническая вода должна иметь определенные параметры: температуру, прозрачность, минимальное значение сухого остатка, нормативную жесткость и др.

² ГОСТ Р 57165-2016. – С. 20.

Анализ пробы воды проводился согласно ГОСТ Р 57165-2016 (ИСО 11885:2007)³. Результаты анализа представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения элементов, содержащихся в оборотной воде

Элемент	Содержание элемента в воде, ppm	Содержание элемента в воде, % масс.
Ca	40,33	0,004033
Al	7,21	0,000721
P	14,52	0,001452
Fe	0,95	0,000095
Si	2,75	0,000275

Далее было проведено исследование твердого осадка. Получены следующие результаты (табл. 2).

Таблица 2

Результаты анализа содержания элементов в исследуемой окалине

Элемент	Содержание элемента в окалине, ppm	Содержание элемента в окалине, % масс.
Ca	422 525,18	42,25
Al	7 727,06	0,77
P	143 975,18	14,40
Fe	9 232,42	0,93
Si	23 885,92	2,39
Σ	—	57,42

Таким образом, результаты анализа показывают, что в составе окалины в наибольшем количестве находятся ионы Ca^{2+} . Также присутствуют ионы Al^{3+} , PO_4^{3-} , Fe^{3+} , Fe^{2+} , SiO_3^{2-} , из которых могут образовываться при высокой температуре следующие соединения: карбонат кальция, оксид алюминия и железа, фосфаты кальция и железа, силикат кальция.

³ ГОСТ Р 57165-2016... – С. 28.

Заключительные результаты состава осадка, включая органическую часть, в пересчете на 100 % представлены в таблице 3.

Таблица 3

Состав твердого осадка

Вещество	Массовая доля, %
Органическая часть, в том числе микроорганизмы	28,6
Неорганическая часть	68,5
Дополнительные потери веса связаны с выделением CO ₂ при разложении карбонатов кальция. Качественный анализ на карбонаты дал положительную реакцию	

Неорганическая часть в количестве 68,5 % масс. была получена в результате пересчета количества чистого элемента в соответствующие оксиды или соли умножением массы элемента на соответствующий коэффициент.

Для этого использовали следующие формулы:

$$k = \frac{M(\text{Э}_2\text{O}_x)}{M(\text{Э}) \cdot n(\text{Э})}, \quad (1)$$

где k — коэффициент для формулы пересчета; $M(\text{Э}_2\text{O}_x)$ — молярная масса оксида элемента или соли; $M(\text{Э})$ — молярная масса элемента, входящего в состав оксида; $n(\text{Э})$ — число атомов элемента в оксиде.

$$W = k \cdot \omega, \quad (2)$$

где k — коэффициент для формулы пересчета; W — содержание оксида или соли; ω — содержание элемента в оксиде.

Анализ представленных результатов показал, что при эксплуатации теплообменного оборудования существует несколько проблем, но основной, по мнению авторов, являются отложения солей.

На установке используются большие объемы промоборотной воды, много различных конструкций теплообменного оборудования, поэтому не все новейшие методы очистки воды могут быть применены в данном случае. Например, не подходят обратный осмос, УФ, магнитный и ультразвуковой методы обработки. В настоящее время более практичным и действенным является внедрение химического реагента со сложным многокомпонентным составом, позволяющим исключить как технологические, так и экологические проблемы, связанные с использованием технической воды [12].

В сложившейся ситуации было решено использовать современный ингибитор предотвращения коррозии и отложения солей.

Предлагаемый ингибитор хорошо зарекомендовал себя в некоторых промышленных процессах. После проведения аналитической справки был выбран общедоступный в применении и закупке ингибитор — ОПЦ-800, состав которого представляет собой многокомпонентную композицию [13].

Данный ингибитор снижает содержание биогенного фосфора в сточных водах, тем самым уменьшая воздействие на окружающую среду. Оптимальная добавка ОПЦ-800 в фосфорсодержащие сточные воды и годовая допустимая концентрация в воде стандартизированы в диапазоне ниже 0,5 мг/дм³.

Выводы

На основе метода АЭС-ИСП была разработана методика проведения оценки отложений на рассмотренной установке, благодаря чему решен вопрос с проблемой по теплообмену на данном производстве.

Во время экспериментов были зафиксированы следующие данные: количество неорганической части — 68,5 % масс., основными компонентами являются карбонаты и фосфаты кальция; содержание органических веществ в осадке составляет 28,6 % масс. Потери веса связаны с выделением CO₂ при разложении карбонатов кальция.

Также изучены промышленные методы очистки оборотной воды (обратный осмос, УФ-излучение, обработка ультразвуком) и проведен анализ наиболее подходящих для данного предприятия методов. На основе всего вышесказанного, а также в ходе оценки имеющихся рисков каждого из способов был выбран — реагентный, так как данный метод может быть применен в комплексе с другими.

Также результаты показали, что используемый полифосфатный реагент осаждался на поверхности теплообменных аппаратов, вызывая накипь. Согласно полученным данным эксперимента, применение таких реагентов мало того, что неэффективно, так и неэкологично.

Рекомендован к использованию ингибитор ОПЦ-800.

Практическая значимость работы

Работа имеет значимость в практико-промышленном русле для нефтегазохимических предприятий, где важным моментом является эффективное функционирование теплообменных установок и рациональное использование промоборотной воды. Поэтому разработанная методика анализа отложений теплообменного оборудования позволит оперативно выявлять проблемы и предотвращать их развитие.

Замена ранее применяемых ингибиторов на предложенный универсальный и более современный — ОПЦ-800 позволит достичь следующего эффекта:

- полное исключение применения в технологической схеме использования серной кислоты, так как ОПЦ-800 не нужно подкислять;

- благодаря этому процесс водоподготовки становится более экологичным;
- повышение эффективности и надежности работы теплообменников;
- значительно снизится появление возможных карбонатных соединений, также будет уменьшен процент возникновения фосфатных отложений;
- увеличится экологическая составляющая процесса как в секторе безопасности, так и в оценке нанесения вреда окружающей среде.

В промышленности часто в распоряжении конкретной отдельной установки или в целом для определенного производства имеются уникальные теплообменные единицы оборудования, спроектированные именно для данного процесса. Они способны охлаждать большие объемы воды, но их уникальность обуславливает их редкость, поэтому зачастую в производственной линии имеется лишь по одному такому аппарату. Выведение его из строя означает остановку всего производства.

В связи с этим применение ингибитора ОПЦ-800 не только позволит без экстренных остановок продлевать межремонтный и профилактический период, снизить солеотложения и коррозию, но и является актуальной составляющей, которая, в свою очередь, является перспективным решением, позволяющим предприятиям «идти в ногу» со временем.

Так, предложенные новшества и рекомендации, связанные с оптимизационными процессами водоподготовки предприятия, позволят повысить не только надежность и эффективность проведения технологических операций, но и качество самого продукта.

Список источников

1. Рулинская, М. А. Улучшение качества промоборотной воды. Повышение эффективности теплообменного оборудования : выпускная квалификационная работа / М. А. Рулинская. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 115 с. – Текст : непосредственный.
2. Бирюля, В. А. Современные водооборотные системы охлаждения технологического оборудования на промышленных предприятиях и анализ градиентов различных типов / В. А. Бирюля. – Текст : электронный // Энергетика и энергосбережение : теория и практика : материалы III Всероссийской научно-практической конференции, Кемерово, 13–15 декабря 2017 г. – Кемерово : Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева, 2017. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?edn=yumxnyu>.
3. Промышленное водоснабжение : учебное пособие / В. И. Аксенов, Ю. А. Галкин, В. Н. Заслоновский, И. И. Ничкова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина. – Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2010. – 222 с. – Текст : непосредственный.

4. Иканина, Е. В. Основы ресурсосбережения в химической технологии : учебное пособие / Е. В. Иканина, В. Ф. Марков ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина. – Екатеринбург : Изд-во Уральского университета, 2017. – 100 с. – Текст : непосредственный.
5. Галковский, В. А. Анализ снижения коэффициента теплопередачи теплообменных аппаратов вследствие загрязнения поверхности / В. А. Галковский, М. В. Чупова. – Текст : электронный // Интернет-журнал «Науковедение». – 2017. – Т. 9, № 2. – URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/41TVN217.pdf>.
6. Чупова, М. В. Влияние качества воды на теплообменное оборудование / М. В. Чупова, В. А. Галковский. – Текст : непосредственный // Энергетика. Информатика. Инновации : материалы международной научно-технической конференции, Смоленск, 24–25 ноября 2016 года. В 3 т. – Смоленск : Универсум, 2016. – Т. 1. – С. 204–207.
7. Jobin, Y. Применение атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-АЭС) для определения основных компонентов и примесей в стекле. Аналитическая методика / Y. Jobin – Текст : непосредственный // Аналитика и контроль. – 2007. – № 1. – С. 64–66.
8. Вайтулевич, Е. А. Термический анализ органических полимерных материалов и композитов : учебное пособие / Е. А. Вайтулевич, О. В. Бабкина, В. А. Светличный. – Томск : Томский государственный ун-т, 2011. – 56 с. – Текст : непосредственный.
9. Фокина, А. К. Разработка методики определения основных (Ca, P) и примесных элементов (Na, Mg, Al, Si, K, Fe) методом ИСП-АЭС в образцах биогенного апатита / А. К. Фокина, Д. В. Киселева, Н. В. Чередниченко. – Текст : непосредственный // Проблемы теоретической и экспериментальной химии : тезисы докладов XXVIII Российской молодежной научной конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения профессора В. А. Кузнецова, Екатеринбург, 25–27 апреля 2018 г. – Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2018. – С. 193–195.
10. Смагунова, А. Н. Алгоритмы оперативного и статистического контроля качества работы аналитической лаборатории : методическое руководство / А. Н. Смагунова, Е. И. Шмелева, В. А. Швецов. – Новосибирск : Наука, 2008. – 59 с. – Текст : непосредственный.
11. Пупышев, А. А. Использование атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой для анализа материалов и продуктов черной металлургии / А. А. Пупышев, Д. А. Данилова. – Текст : непосредственный // Аналитика и контроль. – 2007. – № 2–3. – С. 131–181.
12. Чикиркин, И. В. Применение комплексной программы реагентной обработки водооборотной воды на основе отечественных реагентов / И. В. Чикиркин. – Текст : непосредственный // Современные проблемы гуманитарных и естественных наук : материалы XXV международной научно-практической конференции, Москва, 26–27 ноября 2015 г. – Москва : Научно-информационный издательский центр «Институт стратегических исследований», 2015. – С. 32–38.
13. Сафин, Д. Х. Особенности применения фосфатной технологии ингибирования систем водооборота на ОАО «Нижнекамскнефтехим» / Д. Х. Сафин, Д. И. Хасанова. – Текст : непосредственный // Коррозия : материалы и защита. – 2010. – № 7. – С. 7–12.

References

1. Rulinskaya, M. A. (2019). Uluchshenie kachestva promoborotnoy vody. Povyshenie effektivnosti teploobmennogo oborudovaniya: vypusknaya kvalifikatsionnaya rabota. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 115 p. (In Russian).
2. Biryulya, V. A. (2017). Sovremennye vodooborotnye sistemy okhlazhdeniya tekhnologicheskogo oborudovaniya na promyshlennyykh predpriyatiyakh i analiz gradiren razlichnykh tipov. Energetika i energosberezhenie: teoriya i praktika: materialy III Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, Kemerovo, December, 13-15, 2017. Kemerovo, T. F. Gorbachev State Technical University Publ. (In Russian). Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?edn=ymxnaya>
3. Aksenov, V. I., Galkin, Yu. A., Zaslonskiy, V. N., & Nishkova, I. I. (2010). Promyshlennoe vodosnabzhenie. Ekaterinburg, Ural Federal University Publ., 221 p. (In Russian).
4. Ikanina, E. V., & Markov, V. F. (2017). Osnovy resursosberezheniya v khimicheskoy tekhnologii. Ekaterinburg, Ural Federal University Publ., 100 p. (In Russian).
5. Galkovsky, V. A., & Chupova, M. V. (2017). Analysis of the reduction in the heat transfer coefficient of heat exchangers due to surface contamination. Naukovedenie, 9(2). (In Russian). Available at: <http://naukovedenie.ru/PDF/41TVN217.pdf>
6. Chupova, M. V., & Galkovsky, V. A. (2016). Vliyanie kachestva vody na teploobmennoe oborudovanie. Energetika. Informatika. Innovatsii: materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, Smolensk, November, 24-25, 2016. V 3 tomakh. Tom 1. Smolensk, Universum Publ., pp. 204-207. (In Russian).
7. Jobin, Y. (2007). Inductively coupled plasma optical emission spectrometry (ICP-OES) analysis of major components and microelements in glass. Analytics and Control, (1), pp. 64-66. (In Russian).
8. Vaytulevich, E. A., Babkina, O. V., & Svetlichnyy, V. A. (2011). Termicheskii analiz organicheskikh polimernykh materialov i kompozitov. Tomsk, National Research Tomsk State University Publ., 56 p. (In Russian).
9. Fokina, A. K., Kiseleva, D. V., & Cherednichenko, N. V. (2018). Razrabotka metodiki opredeleniya osnovnykh (Ca, P) i primesnykh elementov (Na, Mg, Al, Si, K, Fe) metodom ISP-AES v obraztsakh biogennogo apatita. Problemy teoreticheskoy i eksperimental'noy khimii: tezisy dokladov XXVIII Rossiyskoy molodezhnoy nauchnoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya professora V. A. Kuznetsova, Ekaterinburg, April, 25-27, 2018. Ekaterinburg, Ural Federal University Publ., pp. 193-195. (In Russian).
10. Smagunova, A. N., Shmeleva, E. I., & Shvetsov, V. A. (2008). Algoritmy operativnogo i statisticheskogo kontrolya kachestva raboty analiticheskoy laboratorii. Novosibirsk, Nauka Publ., 59 p. (In Russian).
11. Pupyshev, A. A., & Danilova, D. A. (2007). The use of inductively coupled plasma atomic emission spectrometry for analysis of materials and ferrous metal-lurgy products. Analytics and Control, (2-3), pp. 131-181. (In Russian).
12. Chikirkin, I. V. (2015). Primenenie kompleksnoy programmy reagentnoy obrabotki vodooborotnoy vody na osnove otechestvennykh reagentov. Sovremennye problemy gumanitarnykh i estestvennykh nauk : materialy XXV mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Moscow, November, 26-27, 2015. Moscow, Nauchno-informatsionnyy izdatel'skiy tsentr "Institut strategicheskikh issledovaniy" Publ., pp. 32-38. (In Russian).

13. Safin, D. Kh., & Khasanova, D. I. (2010). Osobennosti primeneniya fosfatnoy tekhnologii ingibirovaniya sistem vodooborota na OAO "Nizhnekamskneftekhim". Korroziya: materialy, zashchita, (7), pp. 7-12. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Дерюгина Ольга Павловна,
кандидат технических наук, доцент
кафедры переработки нефти и газа,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень, derjuginaop@tyuiu.ru

Скворцова Елена Николаевна,
кандидат технических наук, доцент
кафедры переработки нефти и газа,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень

Савченков Андрей Леонидович,
кандидат технических наук, доцент
кафедры переработки нефти и газа,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень

Белов Дмитрий Александрович,
магистрант кафедры переработки
нефти и газа, Тюменский индустриаль-
ный университет, г. Тюмень

Olga P. Deryugina, Candidate of
Engineering, Associate Professor at the
Department of Oil and Gas Processing,
Industrial University of Tyumen, der-
juginaop@tyuiu.ru

Elena N. Skvortsova, Candidate
of Engineering, Associate Professor at
the Department of Oil and Gas Pro-
cessing, Industrial University of Tyumen

Andrey L. Savhenkov, Candidate
of Engineering, Associate Professor at
the Department of Oil and Gas Pro-
cessing, Industrial University of Tyumen

Dmitry A. Belov, Master's Student
at the Department of Oil and Gas Pro-
cessing, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 08.12.2023; одобрена после рецензирования 13.05.2024; принята к публикации 16.05.2024.

The article was submitted 08.12.2023; approved after reviewing 13.05.2024; accepted for publication 16.05.2024.

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:
 - сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
 - экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
 - заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
 - сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.
2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.
3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.
4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumnig.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.
 - Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), междустрочный интервал — 1. Абзацный отступ — 0,5 см.
 - Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation. Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт.
 - Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом. В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать $\frac{1}{3}$ общего объема рукописи.
5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур без расшифровки не допускается. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя следующие элементы:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;

- ключевые слова (не более 10 слов или 3–4 словосочетаний по теме статьи; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;

- аннотация (объемом от 120 до 250 слов) — включает предпосылки исследования; краткие цели, которые были поставлены при написании статьи; ведущий метод, который позволяет выявить изложенную проблему; также необходимо кратко перечислить основные результаты и практическую значимость работы — на русском и английском языках;

- финансирование и благодарности (опционально) — блок может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

- сведения об авторах (полные Ф.И.О., должность, ученая степень, звание, место работы, e-mail, ORCID (при наличии)) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): Введение; Объект и методы исследования; Экспериментальная часть/постановка эксперимента (опционально); Результаты; Обсуждение; Выводы; Список источников. Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

- **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.

- **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.

- **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

- **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

- **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

- **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них. В разделе «Выводы» не должно быть ссылок на источники литературы.

- **Список источников.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Список источников должен быть представлен на русском (Список источников, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском

(References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Список источников и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Ссылаться нужно в первую очередь на «авторизованные источники» — книги, статьи в журналах, сборников докладов конференций. Допускается упоминание диссертаций и патентов. Состав источников должен быть актуальным. Нормативно-техническую документацию (ГОСТ, СНиП, СанПиН и пр.), а также различные отчеты и карты следует оформлять как постраничные сноски согласно ГОСТ Р 7.0.5–2008.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Минобрнауки России при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможны
только с письменного разрешения редакции.**

**Ссылка на научно-технический журнал
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»
обязательна!**

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2.8 cm; bottom — 5.07 cm; left — 4.2 cm; right — 4.2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1.25 cm; bottom — 4.1 cm. Font size — 11 pt (Times New Roman), interline interval — 1. Paragraph indentation — 0.5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with the International System of Units. Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10-12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.

- **Keywords** (no more than 10 words or 3-4 sentences on the topic of the article; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- **The abstract** (120 to 250 words). It includes the background of the research; a brief summary of the objectives of the article; a key method that identifies the problem presented; a summary of the main findings and practical relevance of the article — in Russian and English.

- **Funding and Acknowledgements** (optional section). It may include information about the grant under which the research was carried out, and acknowledgement of other scientists and/or companies that helped to carry out the study.

- **Information about the authors** (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; e-mail; ORCID (if available)) — in Russian and in English.

8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5-10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **References.** The authors are responsible for the accuracy of each link. All references must be numbered consecutively. References should be enclosed in square brackets (e.g. "as mentioned in [9, 10]"). References should be submitted in Russian (they must be arranged in accordance with GOST R 7.0.100-2018) and English (they must be arranged in accordance with ARA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

Authors should refer primarily to "authorised sources", i.e. books, journal articles, collections of conference proceedings. Mention of dissertations and patents is allowed. The sources must be up-to-date. Normative and technical documentation (GOST, SNiP,

SanPiN, etc.), as well as various reports and maps, should be prepared as page footnotes in accordance with GOST R 7.0.5-2008.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. Manuscripts that do not meet the above requirements will not be considered and will not be returned to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.**

**Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

«Пресса России»:

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — А. С. Отто

Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2876.

Дата выхода в свет 28.06.24. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 8,63. Усл. печ. л. 14,5.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего

образования «Тюменский индустриальный университет».

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,

Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Anastasia S. Otto

Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2876.

Date of publishing 28.06.24. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 8,63. Conventional printed sheets 14,5.

Distributed by subscription. Free price.

Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.

625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.

Printing house of the library and publishing complex.

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.